



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE

ESCUELA DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

# **Informe final Mercados eléctricos**

Nombres: Alex Piña Reyes  
Felipe César Valdebenito Tepper

Fecha de entrega: lunes 22 de mayo del 2006

Profesores: Hugh Rudnick ; Rodrigo Rojas

## Índice

Resumen ejecutivo	2
Introducción	3
Introducción a Brasil	4
Teoría de subastas	6
Temas y tendencias de la generación en Latinoamérica	8
Descripción sistema eléctrico brasileño	11
Historia regulación del sector eléctrico en Brasil	19
Principales autoridades del sector	23
El ambiente regulatorio Brasileño	23
Ambiente Regulator de la Distribución Brasileña	35
Sistema eléctrico Chileno	43
SING	44
SIC	44
Sistema de Aysen	45
Sistema de Magallanes	45
Ambiente Regulatorio Chileno	45
Ambiente Regulator de la Distribución Chilena	53
Licitaciones en Chile	56
Tabla comparativa Brasil vs Chile	58
Conclusión	59
Fuentes de información	60

## **Resumen ejecutivo**

El siguiente trabajo tiene como objetivo investigar la solución que se ha llegado en el mercado eléctrico Brasileño para incentivar inversiones tanto en distribución y generación. De esta manera se pretende estudiar de que manera estas soluciones se podrían imitar en Chile y que mejoras se podrían alcanzar con la implementación del modelo regulatorio Brasileño.

## **Introducción**

El siguiente informe ha sido elaborado para entregar una comparación de modelos regulatorios empleados en Chile y Brasil.

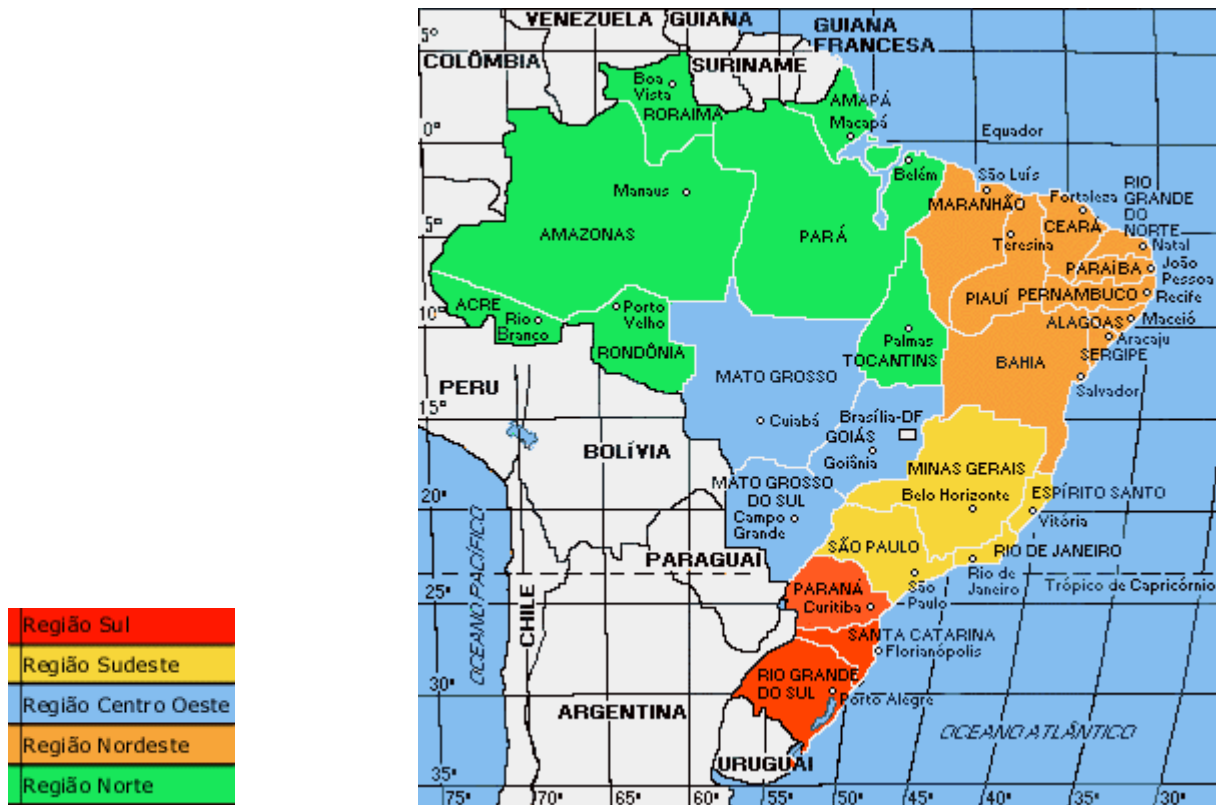
Este informe comienza con una introducción a Brasil, para conocer su organización, tamaño, etc., luego se describe la teoría de subastas para entender como estas se realizan y las distintas formas de clasificarlas, luego se pasa a mostrar la tendencias existentes en América latina y una pequeña comparación de los modelos de generación. A continuación se muestran mapas de la situación energética actual de Brasil, después se entra a una descripción del desarrollo de su regulación a lo largo de la historia, luego se entra de lleno en el tema describiendo los modelos regulatorios de generación y distribución de este país. En el caso de Chile se hace una breve introducción al sistema eléctrico chileno y sus sistemas interconectados, además de sus principales organismos del sector, para luego describir sus modelos regulatorios en generación y en distribución, y mostrar un breve resumen de las licitaciones que se están llevando a cabo.

Después de haber desarrollado los temas se entrega una tabla comparativa de ambos modelos, estableciendo diferencias y semejanzas para luego entregar la conclusión final al tema.

## Introducción a Brasil

La república federativa de Brasil es el país más extenso de Sudamérica y el quinto a nivel mundial en cuanto a extensión territorial. Brasil tiene zonas limítrofes con todos los países sudamericanos con excepción de Chile y Ecuador.

El territorio de Brasil está dividido en 26 estados y 1 Distrito Federal. Dichos Estados están divididos en cinco regiones: norte, nordeste, sudeste, sur, y centroeste.



La población de Brasil es de 184.000.000 de habitantes (2005).

Las principales ciudades son: Sao Paulo (11.434.252 hab), Río de Janeiro (5.857.904 hab), Salvador de Bahía (2.443.107 hab), Belo horizonte (2.350.564 hab), Brasilia(1.800.000 hab), Recife(1.500.000 hab), Manaus(1.400.001 hab).

Debido a su gran población, Brasil tiene dos megaciudades:

1) La región Metropolitana de Sao Paulo la cual cuenta con 20,5 millones de habitantes en una superficie de 8.051 km<sup>2</sup>. Convirtiéndose en la segunda megalópolis más grande en extensión y población de América Latina, poniéndose a la altura de Nueva York o Tokio.

2) La Región Metropolitana de Río de Janeiro también superpoblada, la que cuenta con 11,6 millones de habitantes.

Brasil es la 11<sup>a</sup> economía del mundo y la mayor de América latina. Su economía es importante a nivel americano y mundial. Hoy es el líder del MERCOSUR y tiene un papel importante en el G20.

Actualmente es una superpotencia agrícola, teniendo una posición de liderazgo en muchos productos importantes como café, carne. Soja, azúcar, carne aviar, naranja y

otros. Además también es un país industrializado y gran explotador de automóviles, teléfonos celulares y aviones.

En la siguiente tabla se muestran algunos datos de esta nación:

Capital	Brasilia	
Mayor ciudad	Sao Paulo	
Idioma oficial	Portugués	
Superficie	8.511.965	Km2
Población	186.112.794	
Densidad	21	Hab/Km2
PIB	1.552.542,00	Millones US\$
PIB per cápita	8.745	US\$
Moneda	Real	

A continuación se muestra una imagen de la ubicación de los diferentes estados.



## Teoría de subastas

Una subasta o licitación es un proceso en donde un número de participantes buscan adjudicarse un(os) bien(es) a través de ofertas realizadas. El mecanismo de subasta nace con el propósito de maximizar el beneficio obtenido por la venta de uno o varios productos.

En la actualidad existe un sin número de casos que se pueden citar como ejemplos en los cuales se utilizan los mecanismos de subasta: remates de obras de arte, subasta de propiedades, licitaciones de contratos, subastas en Internet (Amazon.com, Ebay.com, Deremate.com), subasta de bandas espectrales en telecomunicaciones, venta de paquetes de acciones en apertura de empresas a la bolsa de comercio de Santiago, adjudicaciones de derechos de explotación mineral, subastas en los proceso de privatizaciones, etc.

Las subastas se pueden clasificar de diferentes maneras. Las más utilizadas usualmente son de acuerdo al:

- Reglas del proceso
- Número de bienes a subastar
- Tipo de valoración del bien

**Reglas del proceso:** Indica como se realiza el proceso de subasta: subasta ascendente, descendente, primer precio, segundo precio, etc.

**Número de bienes a subastar:** Se pueden liquidar uno o varios bienes bajo distintos mecanismos.

Existen varios mecanismos de subasta para un sólo bien: Subasta holandesa, subasta inglesa (subasta abierta), subasta de primer precio y subasta de segundo precio (sobre cerrado).

- Subasta inglesa de un bien: Hay un martillero quien sube el precio iterativamente desde una postura mínima. Gana el último en aceptar un precio. Se advierte que la definición anterior está referida a la oferta (al proceso cuyo martillero o anfitrión de subasta está recibiendo ofertas de compra por el activo subastado); en el caso de referirla a la demanda (proceso cuyo martillero está recibiendo ofertas de venta por el activo subastado), el martillero baja el precio iterativamente desde una postura máxima.

- Subasta Holandesa de un bien: El martillero parte desde un precio muy alto y lo va disminuyendo poco a poco hasta que uno de los participantes decide aceptar el precio (definición referida a la oferta). En el caso de referirla a la demanda, el martillero comienza la subasta desde un precio muy bajo y lo va aumentando paulatinamente hasta que uno de los participantes decide aceptar dicho precio.

- Subasta de Primer Precio de un bien: Cada uno de los compradores puede realizar solamente una oferta, la cual realiza al mismo tiempo que todo el resto y sin saber como han ofertado los demás. Típicamente, la oferta se realiza en un sobre cerrado el cual se deposita en una urna. El bien se adjudica a la oferta más cara y el precio de venta es el de su oferta (definición referida a la oferta). En el caso de referirla a la demanda, el activo se adjudica a la oferta más barata y el precio de negociación es el de su oferta.

- Subasta de Segundo Precio de un bien: Cada uno de los compradores puede realizar solamente una oferta, la cual realiza al mismo tiempo que todo el resto y sin

saber como han ofertado los demás. Típicamente, la oferta se realiza en un sobre cerrado el cual se deposita en una urna. El bien se adjudica a la oferta más cara y el precio de venta es el correspondiente a la segunda oferta más cara (definición referida a la oferta). En el caso de referirla a la demanda, el activo se adjudica a la oferta más barata y el precio de negociación es el correspondiente a la segunda oferta más barata.

Para subastas de múltiples bienes los mecanismos utilizados son: Subasta Inglesa, subasta Holandesa (subasta abierta), subasta de precio uniforme y subasta Pay-As-Bid (sobre cerrado). Estas definiciones serán referidas a la demanda, ya que es el caso de las subastas o licitaciones de energía.

- Subasta Inglesa de múltiples bienes: En este tipo de subasta se desean liquidar múltiples activos, por ejemplo, un número de  $K$  activos homogéneos<sup>15</sup>. En este tipo de subasta el martillero comienza un proceso iterativo en el cual llama a ofertar a un precio muy alto, como todos los competidores desean vender a dicho precio, se produce una sobre-oferta. Así, el martillero comienza a disminuir el precio paulatinamente hasta que la oferta iguale a la demanda. Todos los bienes son negociados al mismo precio de equilibrio.

- Subasta Holandesa de múltiples bienes: Se desean liquidar  $K$  activos iguales. En este tipo de subasta el martillero comienza un proceso iterativo el cual se inicia recibiendo ofertas de venta a un precio muy bajo, en cada iteración se va incrementando este precio hasta que los primeros vendedores están dispuestos a negociar a dicho precio, los bienes ofertados son liquidados a estos oferentes en el precio señalado y continúa el proceso con el resto de los activos, hasta así completar la compra de  $K$  activos.

- Subasta Pay-As-Bid de múltiples bienes: En este tipo de subasta se desean liquidar múltiples activos, por ejemplo, un número de  $K$  activos homogéneos. Para esto, el martillero solicita a los oferentes escribir sus ofertas en un papel, las cuales luego serán entregadas a éste en un sobre cerrado. Las ofertas de cada oferente deben incluir la cantidad ofrecida y el precio correspondiente de venta. Una vez abierta las ofertas de todos los oferentes, éstas se ordenan de menor a mayor, y quedarán adjudicadas aquellas que formen parte del conjunto de ofertas más económicas que pueden abastecer la demanda. El precio de negociación con cada oferente será el ofrecido por cada uno de éstos en sus respectivas ofertas.

- Subasta Precio Uniforme de múltiples bienes: En este tipo de subasta se desean liquidar múltiples activos, por ejemplo, un número de  $K$  activos homogéneos. Para esto, el martillero solicita a los oferentes escribir sus ofertas en un papel, las cuales luego serán entregadas a éste en un sobre cerrado. Las ofertas de cada oferente deben incluir la cantidad ofrecida y el precio correspondiente de venta. Una vez abierta las ofertas de todos los oferentes, éstas se ordenan de menor a mayor y quedarán adjudicadas aquellas que formen parte del conjunto de ofertas más económicas que pueden abastecer la demanda. El precio de negociación con cada oferente será el mismo y corresponde a la oferta con el precio más caro que resultó casada (precio de la unidad marginal).

**Tipo de valoración del bien:** El activo a subastar puede ser de valor privado o de valor común. Se dice que una subasta es de valor privado cuando la valoración del bien a subastar es privada de cada individuo, y ésta no depende de la valoración que puedan tener los demás competidores acerca del bien (Ej: una obra de arte). Una subasta es de valor común cuando todos los oferentes tienen la misma valoración del bien, pero éstos no saben cual es. La valoración para todos es la misma y depende de la información de todos los agentes participantes.

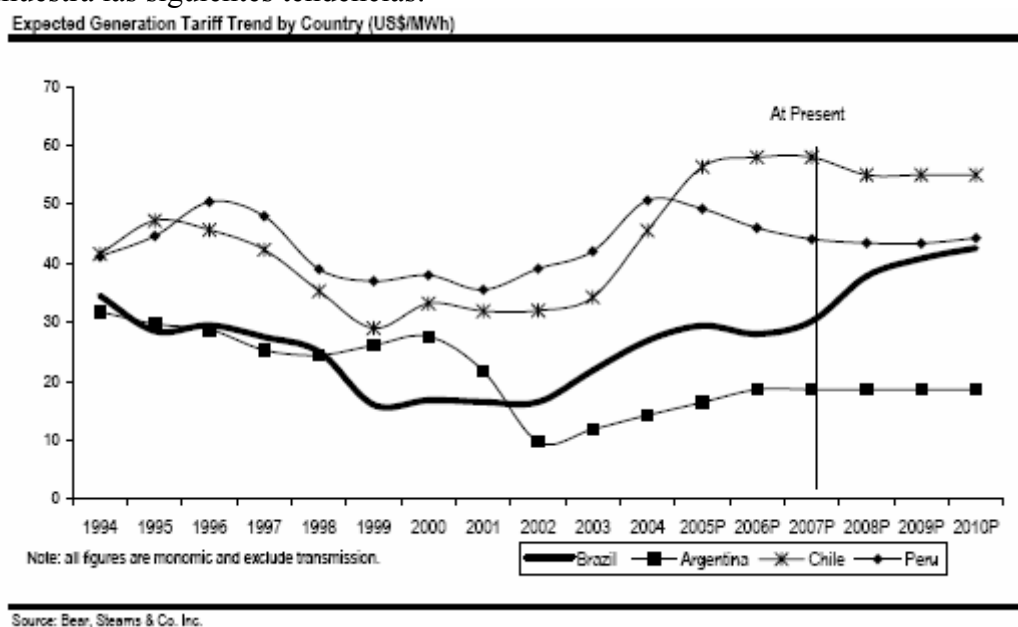
## Temas y tendencias de la generación en Latinoamérica

En los últimos años, Latinoamérica ha experimentado dramáticos cambios en los modelos de la regulación de gobierno (basado en parámetros ROA, propiedades de gobierno y una estructura vertical) al actual modelo de competición de libre mercado (basado en el modelo de costo marginal, propiedad privada y desverticalización) para las compañías generadoras de energía eléctrica. Generalmente, estos cambios regulatorios, estructurales y de propiedad han llevado a una caída considerable en la tarifa promedio de cada país y a “una tendencia a invertir en el sector” con retornos agregados mucho mayores.

El concepto de desregulación es que una red de transmisión puede permitir a los generadores a competir con cada otro para vender a los distribuidores y a grandes clientes a tarifas que son fijadas por el mercado. De acuerdo con la teoría económica, los precios convergirán al costo marginal de al menos el productor menos eficiente que sea necesario que genere para abastecer la demanda agregada.

Una segunda fase de la competición está comenzando, con un incremento en la competición entre sectores de energía de países contiguos de América Latina. En esta segunda fase, países con recursos de menor costo (teniendo menores costos de capital, grandes ríos, y grandes abastecimientos de gas natural) exportan a países con altos costos (países con altos costos de capital y menos recursos naturales para producir energía). Esto conducirá a incrementar las exportaciones de energía vía ductos de gas y líneas de transmisión de energía eléctrica) de países ricos en energía tales como Venezuela, Colombia y Bolivia a países con altos costos tales como México, Brasil, Chile y Perú. Es por esto que se espera que la competición interregional combinada con la desregulación en Brasil llevará los precios de generación a converger en el tiempo.

Un gráfico de Bear Stearns y una proyección también estudiada por ellos muestra las siguientes tendencias:



Si esto se cumple, el sector eléctrico de Brasil sería el único que doblaría sus tarifas a cerca del doble de la baja en 1999, esto debido a la regulación de gobierno, el cual mantiene una política de bajas tarifas para controlar la inflación.

Así Brasil debería aumentar sus tarifas hacia el costo marginal de largo plazo.

En el caso de Chile el regulador debería mantener las tarifas cercanas a como han estado para promover la inversión en vista del estrecho margen de capacidad que aumenta el riesgo del país de un racionamiento por una sequía.

### **Comparación de modelos de generación**

El Nuevo modelo de generación en Brasil implica completa desregulación:

El modelo de generación de Brasil implica una completa desregulación vía un pool de electricidad. El modelo Brasileño es ejecutado a través de subastas de energía existente y energía nueva. Sin embargo, en contraste a los sectores que adoptan una forma de desregulación, las tarifas de los generadores brasileños aumentarán significativamente sobre los próximos años. Aunque los modelos basados en ROA han guiado a un exceso de gastos y altas tarifas artificiales, en el anterior sector de generación, el cual era principalmente propiedad del gobierno federal, era usado como un dispositivo controlador de inflación. Además, el sector era beneficiado de extensos subsidios por parte del gobierno financiándose a retornos más bajos de lo que ofrecía el mercado y de una ideología socialista que consideraba que parte del rol del estado era proveer bajos costos de electricidad más que generar retornos económicos. Como resultado, las tarifas de generadores brasileños estaban bien debajo de los estándares latinoamericanos. A pesar de esto, se cree que el nuevo modelo que incrementaría las tarifas (del actual nivel de US\$29/MWh a US\$54/MWh será mucho más gradual y sobre 10 a 15 años. Esto debido al gran sobreabastecimiento en el corto plazo, el cual ha llevado a muy bajos precios spot (US\$7/MWh) y también a bajos precios de contrato en las subastas de energía existente. Como resultado de estos bajos precios, los cuales son esperados para los próximos dos a tres años, los contratos a libre mercado (para clientes industriales sobre 3 MW) y los basados en subastas (a los distribuidores) incorporan una asunción de dos a tres años de graduales aumentos en el precio antes que los precios alcancen el costo marginal de largo plazo del sistema. Por lo tanto, los contratos actuales firmados (el promedio de contratos a libre mercado ha sido de US\$29/MWh y el promedio de los contratos en subastas de energía existente ha sido de alrededor de US\$23/MWh) son un promedio ponderado en el tiempo por dos a tres años de precios bajos y cinco años (dependiendo de la duración del contrato) de precios que están alrededor del estimado costo marginal de US\$54/MWh.

### **Chile transita hacia una desregulación basada en subastas:**

En el 2005, el congreso de Chile aprobó la ley corta que reemplaza la desregulación supervisada empleada desde el año 1981 por un desregulado modelo basado en subastas similar a Brasil. Previamente, los contratos entre generadores y distribuidores estaban fijados al regulado precio de nudo. El regulador calculaba el precio de nudo semianualmente (Abril, Octubre) basado en un promedio de los esperados costos marginales del sistema para los siguientes cuatro años. En cambio, el nuevo modelo permite a los distribuidores subastar contratos de abastecimiento de potencia a precios completamente desregulados (aunque la ley establece un techo para el precio de la subasta, este techo puede ser subido si la subasta no presenta postores). Las subastas, las cuales se esperan se realicen en la primera mitad del 2006, incluirán 10 a 15 años de contratos empezando en el 2008-2010 a precios fijos ( versus los precios variables al presente). Se cree que Endesa Chile será el principal postor en las subastas venideras ya que la empresa tiene la más grande proporción de capacidad disponible para nuevos contratos (aproximadamente 20% de capacidad existente). Por otro lado, los competidores de Endesa Chile Colbún y Gener están ambas sobrecontratadas hasta

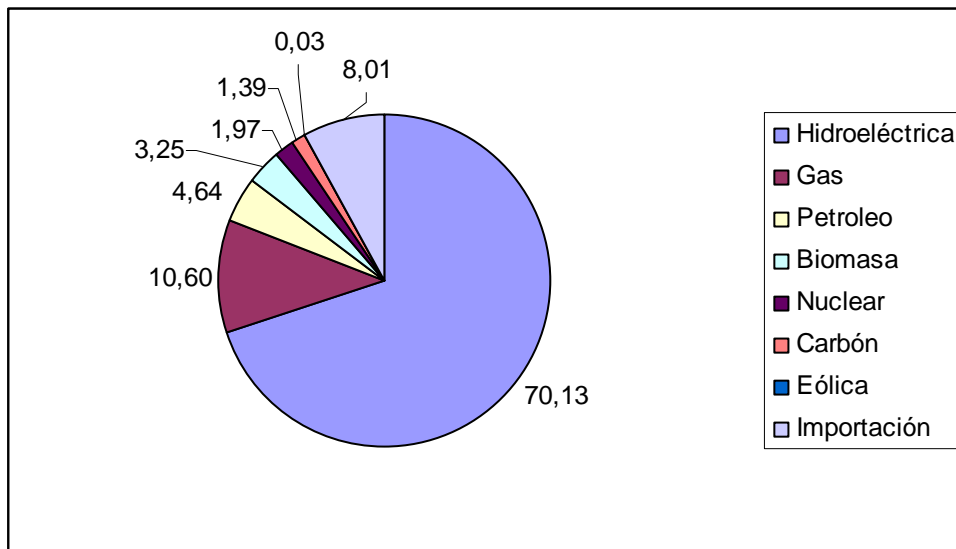
el 2015-2020 (en el caso de Colbún) o están lentamente expirando contratos existentes (Gener). Además, se espera que las subastas venideras cierren en un precio de US\$58/MWh para contratos a 15 años empezando en el 2008-2010.

## Descripción del sistema eléctrico Brasileño

Brasil posee un total de 1526 centrales en operación, generando un total de 93.856.340 Kw de potencia. A continuación se muestra la matriz energética actualizada

Tipo	Capacidad instalada		%	Total			
	N° plantas	(Kw)		N° plantas	(Kw)	%	
Hidroeléctrica	606	71.550.977	70,13	606	71.550.977	70,13	
Gas	Natural	72	9.886.953	9,69	98	10.812.701	10,60
	Proceso	26	925.748	0,91			
Petroleo	Diesel	520	3.565.994	3,50	538	4.729.964	4,64
	Residual	18	1.163.970	1,14			
Biomasa	Caña azucar	222	2.290.250	2,24	264	3.312.129	3,25
	Licor negro	13	782.617	0,77			
	Madera	25	212.832	0,21			
	Biogas	2	20.030	0,02			
	Cáscara de arroz	2	6.400	0,01			
Nuclear	2	2.007.000	1,97	2	2.007.000	1,97	
Carbón	7	1.415.000	1,39	7	1.415.000	1,39	
Eólica	10	28.550	0,03	10	28.550	0,03	
Importación	Paraguay		5.650.000	5,54		8.170.000	8,01
	Argentina		2.250.000	2,21			
	Venezuela		200.000	0,20			
	Uruguay		70.000	0,07			
<b>Total</b>	<b>1.525</b>	<b>102.026.321</b>	<b>100</b>	<b>1.525</b>	<b>102.026.321</b>	<b>100</b>	

Fuente: <http://www.aneel.gov.br/>



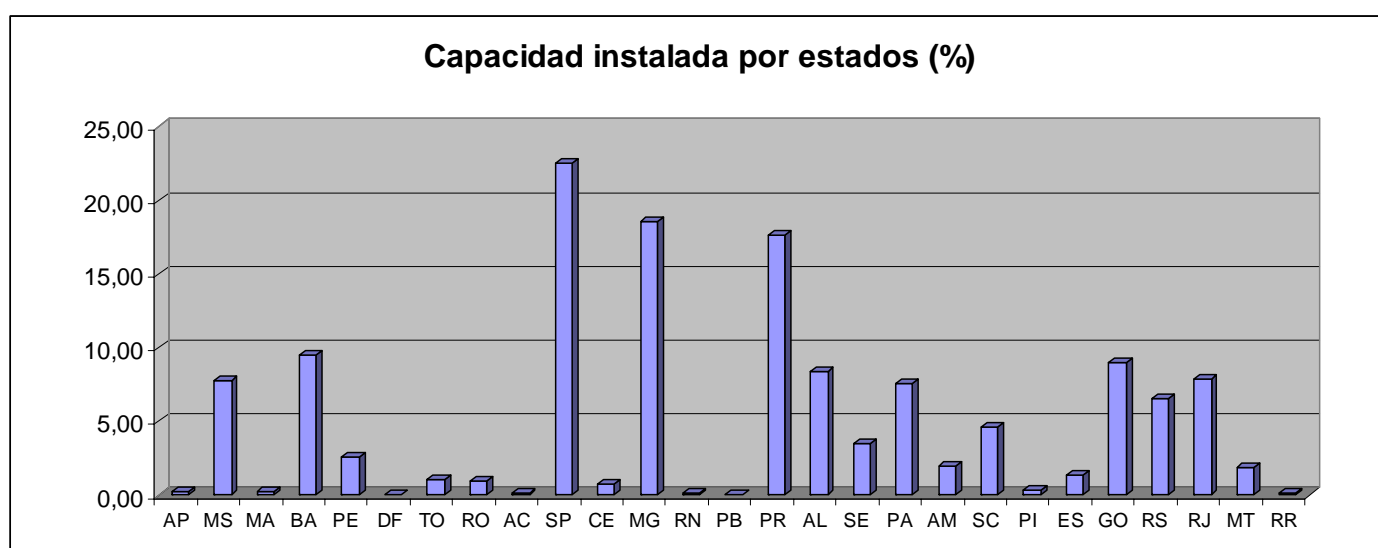
La central que falta para las 1526 es una planta solar que entrega al sistema 20 Kw de potencia.

## Capacidad instalada por estado

A continuación se muestra la capacidad instalada por estado y un gráfico correspondiente:

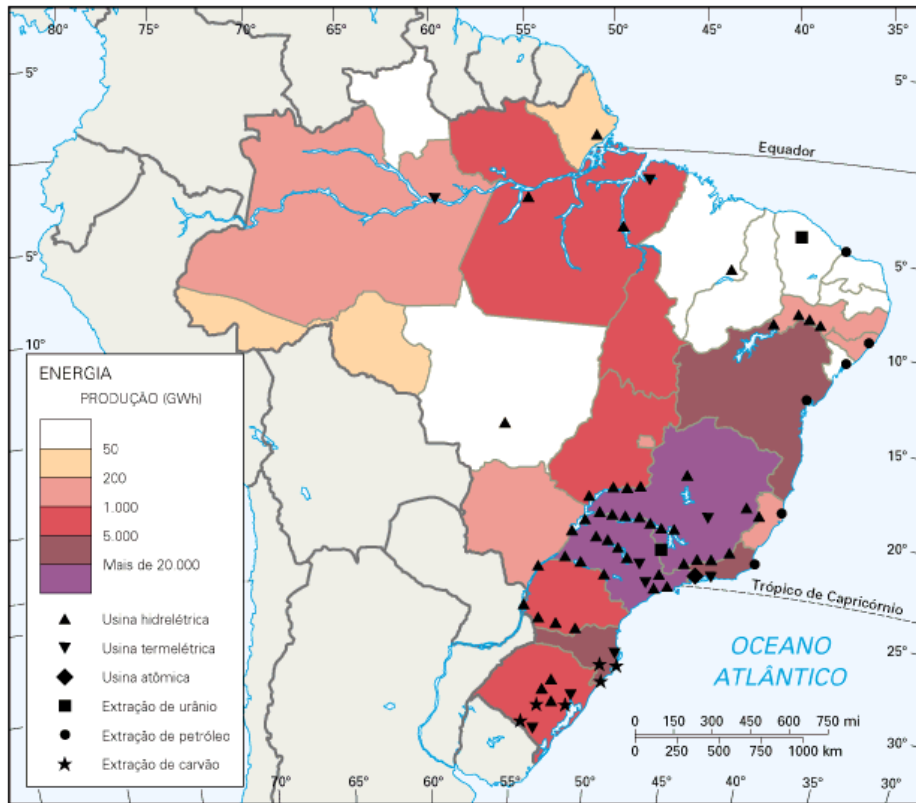
Estado	Abreviatura	Capacidad instalada (Kw)	%
Amapá	AP	259.383	0,28
Mato Grosso do sul	MS	7.325.314	7,80
Maranhao	MA	247.612	0,26
Bahia	BA	8.889.467,9	9,47
Pernambuco	PE	2.404.916,7	2,56
Distrito Federal	DF	39.700	0,04
Tocantins	TO	968.100	1,03
Rondonia	RO	868.264,48	0,93
Acre	AC	132.635,02	0,14
Sao Paulo	SP	21.101.902,3	22,48
Ceará	CE	703.170	0,75
Minas Gerais	MG	17.452.817,95	18,60
Rio Grande Do Norte	RN	85.456	0,09
Paraíba	PB	65.900	0,07
Paraná	PR	16.584.440	17,67
Alagoas	AL	7.841.886,5	8,36
Sergipe	SE	3.269.454,4	3,48
Pará	PA	7.142.273,2	7,61
Amazonas	AM	1.803.640,8	1,92
Santa Catarina	SC	4.320.555,2	4,60
Piauí	PI	289.780	0,31
Espírito Santo	ES	1.269.506	1,35
Goiás	GO	8.421.126,4	8,97
Rio Grande Do Sul	RS	6.108.734,6	6,51
Río de Janeiro	RJ	7.398.209,2	7,88
Mato Grosso	MT	1.793.778,4	1,91
Roraima	RR	118.030,4	0,13

Fuente: <http://www.aneel.gov.br/>



Capacidad de alguna planta dividida entre estados están computados en ambos estados.

A continuación se muestra un mapa de producción de energía mostrando la ubicación geográfica de las distintas centrales además del tipo de ellas.



### ONS (Operador nacional do sistema elétrico)

La ONS es una entidad de derecho privado, sin fines de lucro, la cual es responsable por la coordinación y control de la operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica del sistema interconectado nacional (SIN), bajo la fiscalización y regulación de la ANEEL.

Brasil es un sistema predominantemente hidroeléctrico. El sistema interconectado nacional está formado por empresas de las regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste y parte de la región Norte. Apenas un 3.4% de capacidad de producción de electricidad de este país se encuentra fuera del SIN, en pequeños sistemas aislados localizados principalmente en la región amazónica.

A continuación se muestra un diagrama simplificado del SIN:



Fuente: Página web de la ONS [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

### Operación del SIN en el 2004

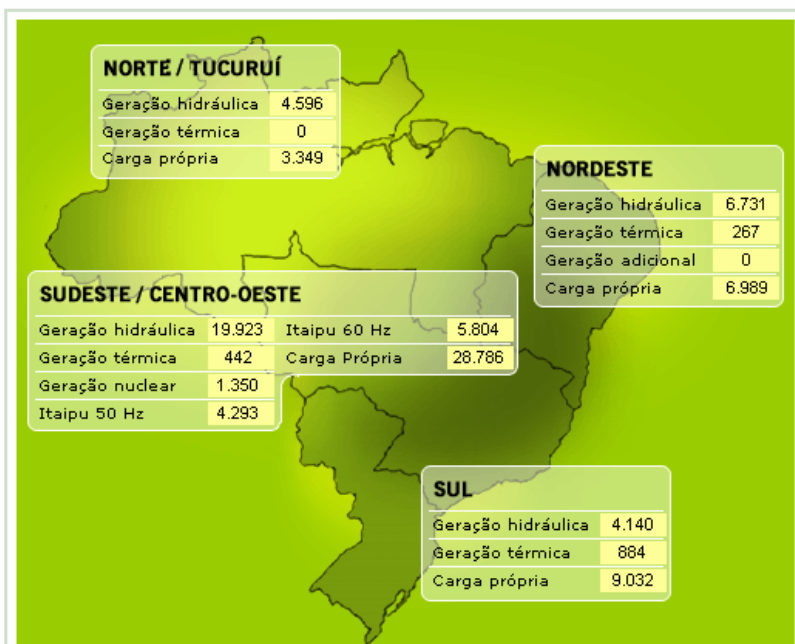
El sistema interconectado nacional es responsable de cerca del 98% del mercado brasileño de energía eléctrica. A finales del 2004, la capacidad instalada del SIN era de 82.109 MW, de los cuales 67.344 MW (incluyendo Itaipu) eran centrales hidroeléctricas y 14.765 MW eran centrales térmicas (incluyendo las de origen nuclear). La capacidad de producción total disponible corresponden a 88.388 MW, debido a los 2.192 MW disponibles de las importaciones de Argentina y 4.087 MW de Itaipu contratados a ANDE/Paraguay.

La red básica de transmisión, comprende tensiones de 230 kV a 750 kV y una extensión de 80.022 km, englobando 815 circuitos de transmisión y una capacidad de transformación de 178.447 MVA en 321 subestaciones.

A continuación, a modo de ilustración, se muestra la operación del sistema para un día de trabajo, específicamente el 19 de abril del 2006.

## Datos en MWmed

Data:19/04/2006



A continuación, se muestran algunos datos de interés

### Carga del día

Data: 19/04/2006

Submercado	GWh en el día	GWh acumulado en el mes hasta el día	GWh acumulado en el año hasta el día
SE/CO	691	13.248	78.191
S	217	3.521	21.378
NE	168	3.076	18.148
N	80	1.483	8.562
SIN	1.156	21.328	126.279

### Demanda máxima

Data: 19/04/2006

Submercado	Record del día (MW)	Hora de record	Record hasta la fecha	
			Fecha	Valor (MW)
SE/CO	37.474	18:20	09/03/2006	38.882
S	10.508	18:48	17/03/2006	11.063
NE	8.326	17:56	27/10/2005	8.609
N	3.728	19:00	08/03/2006	3.796
SIN	59.493	18:30	09/03/2006	61.587

### Generación de energía hidráulica

Data: 19/04/2006

Submercado	GWh en el día	GWh acumulados en el mes hasta la fecha	GWh acumulados en el año hasta la fecha
SE/CO	478	9.061	51.626
Itaipu	242	4.481	26.197
S	99	1.714	11.414
NE	162	2.596	15.133
N	110	2.164	13.007
SIN	1.092	20.016	117.377

## Generación de energía termica

Data: 19/04/2006

Submercado	GWh en el día	GWh acumulados en el mes hasta la fecha	GWh acumulados en el año hasta la fecha
SE/CO	43	922	5.759
S	21	492	3.297
NE	6	94	443
N	0	0	0
SIN	71	1.507	9.499

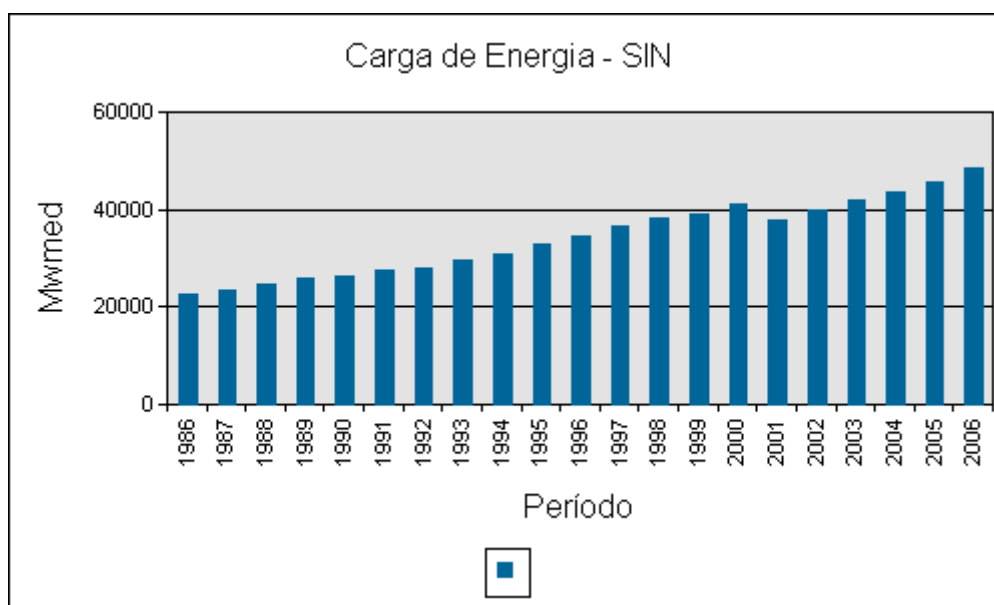
## Intercambio de energía entre las regiones

Data: 19/04/2006

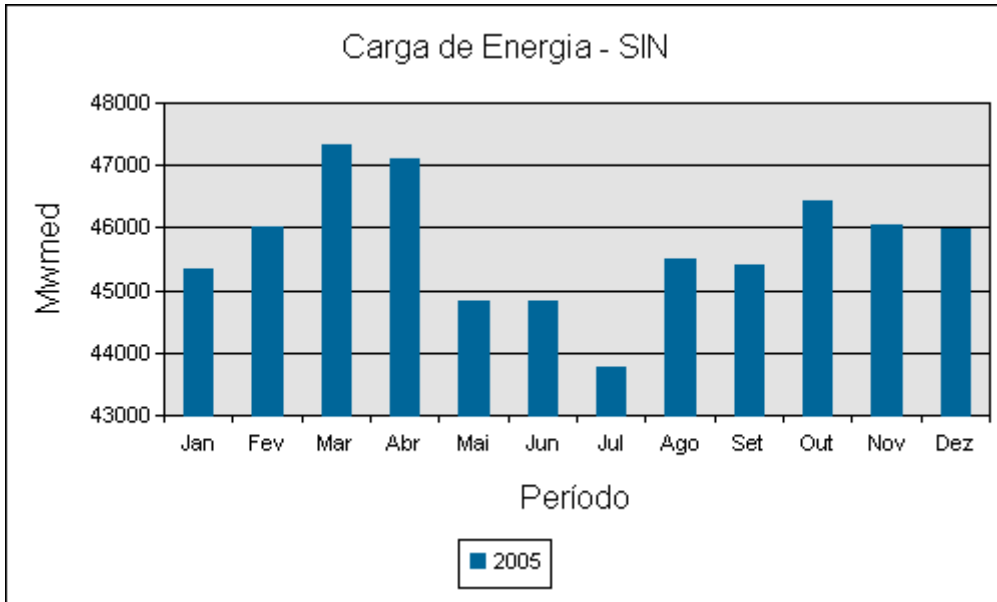
Intercambio en Gwh	Datos del día	Acumulado del mes hasta la fecha	Acumulado del año hasta la fecha
Norte/Sudeste-Centro Oeste	28	384	2.520
Norte/Nordeste	2	297	1.925
Sudeste-Centro Oeste/Nordeste	-2	89	647
Sudeste-Centro-Oeste/Sul	103	1.511	7.264
Intercambios internacionales	7	196	598

A continuación se muestra la evolución de la carga en el SIN, entendiéndose por carga propia de energía a la demanda promedio requerida en una instalación o conjunto de instalaciones durante un periodo de referencia (la relación entre la electricidad generada en MWh en el tiempo de funcionamiento de las instalaciones), esta se mide en MWmed.

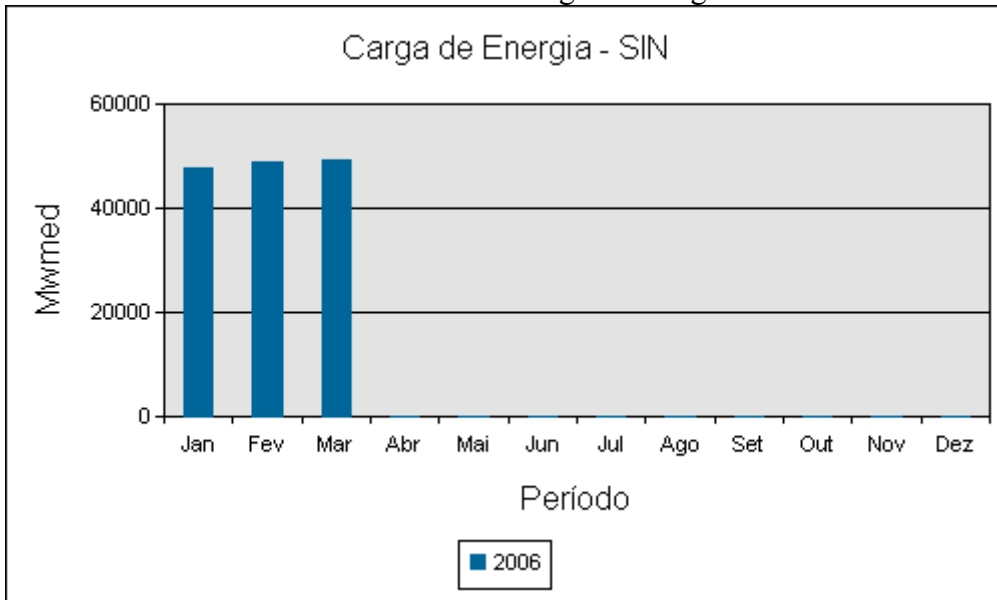
La carga de demanda (medida en MWh/h), es el mayor promedio de demanda, medida en un intervalo de 60 segundos y verificada en un determinado periodo de referencia.



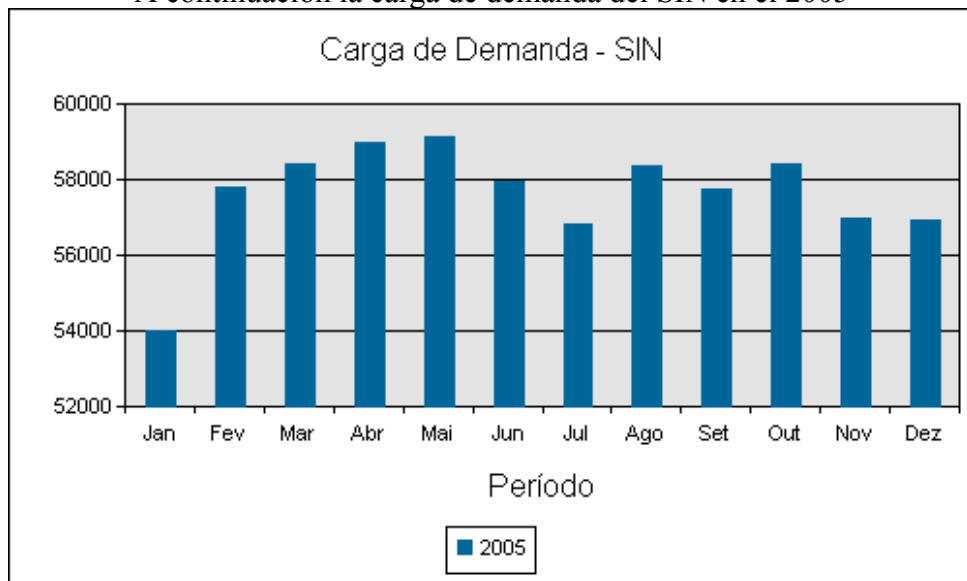
A continuación se muestra la carga de energía en el año 2005



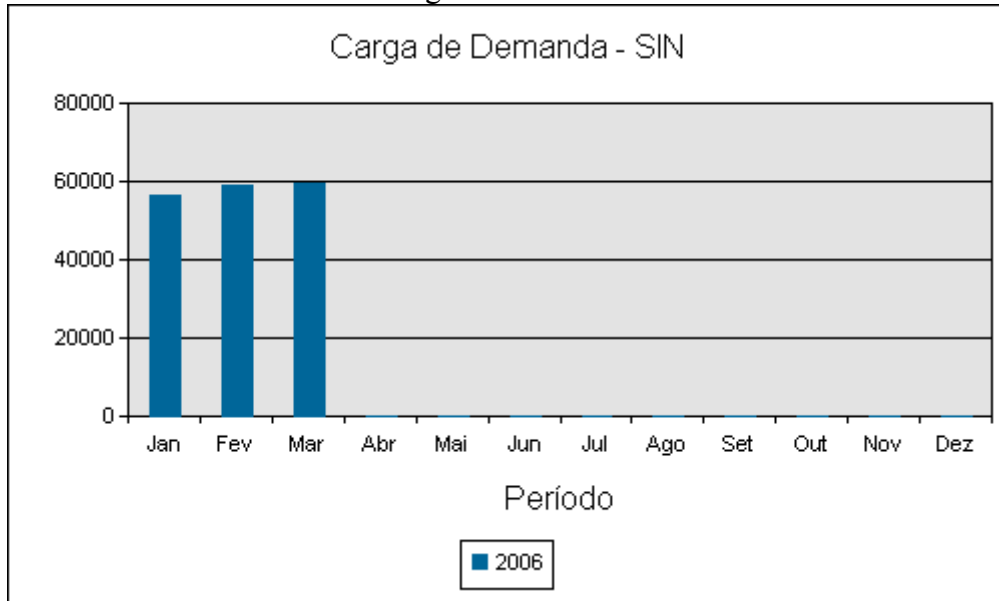
A continuación se muestra la carga de energía en el 2006



A continuación la carga de demanda del SIN en el 2005



A continuación la carga de demanda del SIN en el 2006



Como se puede observar, la demanda máxima del sistema es mucho menor a la capacidad instalada, esto a primera vista parece raro, pero debe agregarse que como Brasil es un sistema predominantemente hidroeléctrico (~90%), estas centrales tienen poco factor de planta debido a que dependen del agua que pase por ellas. Así aplicando esto y además sabiendo que Brasil posee un sobreabastecimiento, se puede entender el porque de tener tanta capacidad instalada siendo que la demanda máxima es relativamente mucho menor.

## **Historia regulación del sector eléctrico en Brasil**

En 1920 la capacidad instalada de Brasil era de 360 MW.

En los años 30, marcada por el inicio de la era de Getúlio Vargas (1930 a 1945) quien promovió una centralización político-administrativa y un fortalecimiento del poder de la intervención del estado en el país, resultó una centralización de las decisiones relativas a los recursos naturales para exploración industrial.

En 1930 la capacidad instalada de energía eléctrica de Brasil era de 780 MW.

En 1934 fue promulgado el código de aguas, en esta década también comenzó la industrialización en el Brasil con un crecimiento acentuado en la demanda de energía eléctrica llegando a estar en algún momento por encima de la capacidad de oferta de la generación, llegando a inicios de los años 40 a una escasez de energía

En 1936 se crea la ABCE (Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica). En 1939 se crea la CNAEE (Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica) para reforzar la reglamentación de los servicios de electricidad, este consejo vendría a ser el principal organismo del gobierno federal para la política sectorial hasta la creación del ministerio de Minas y energía (MME) y de Eletrobrás en los inicios de la década del 60.

En 1940 la capacidad instalada de Brasil era de 1250 MW.

Con el fin de la segunda guerra mundial y retomada las inversiones y redemocratización del país mediante la elección de Eurico Gaspar Dutra para la presidencia (1946-1951), seguido de un segundo gobierno de Vargas (1951-1954), la corta gestión de João Café Filho (1954 - 1956) y del gobierno liberal de Juscelino Kubitschek (1956 - 1961), retornó al debate la definición del papel de la iniciativa privada, nacional y extranjera, y la iniciativa estatal en el cuadro de las transformaciones estructurales que deberían ser introducidas en el sistema productivo Brasileiro.

En 1950 la capacidad instalada de energía eléctrica en Brasil era en torno de 1900 MW.

Así, entre 1945 y 1962 lo que preponderó fue un sector eléctrico nacional marcado por la mayor participación del poder público en la economía, llevando al fortalecimiento de las concesionarias públicas en escenarios de creciente inversión. En 1961 fue creado el MME (Ministério de Minas e Energia) y en 1962 fue creada Eletrobrás.

En 1960 la capacidad instalada en Brasil era de 4800 MW.

Los inicios de la década de 1960 se caracterizaron por una grave crisis de carácter económico, político y social debido a las elecciones seguida por la renuncia del presidente y posterior deposición al presidente interino por un movimiento político militar en 1964. De 1964 a 1984 se inicio el ciclo de los gobiernos militares.

En el sector eléctrico, a partir de mediados de los años 60 el crecimiento de la capacidad instalada y de la malla de transmisión del país exigió que los sistemas eléctricos que hasta el momento atendían sistemas aislados o cuando mucho un bajo nivel de intercambio, comenzaran a funcionar de manera integrada de forma de aprovechar más racionalmente las fuentes de energía y mejorar la calidad de servicio.

En 1970 la capacidad instalada de Brasil era de 11460 MW.

En el periodo 70-80 el sector eléctrico alcanzó su ápice, representado por el “milagro económico” y experimentó también el inicio de su descenso o la “década perdida”, pasando ileso por la crisis del petróleo en 1973. Construyendo las mayores obras de generación hidroeléctrica del país, el inicio del programa nuclear brasileño y los grandes sistemas de transmisión en 440 y 500 kv, los sofisticados sistemas de

supervisión y control y el tratado de Itaipu en 1973 cuya obra se inició en 1975 siendo concluida en 1991.

En 1980, la capacidad instalada era de 31300 MW.

En el campo político, el gran acontecimiento de las décadas 80-90 fue el fin del ciclo de los gobiernos militares, con la elección del presidente Tancredo Neves en 1984. Esta década llamada década perdida puede ser aplicada al sector eléctrico porque más allá del control tarifario debido a una frustrada tentativa de control inflacionario, hubo también complicación de algunas empresas ya endeudadas por las obras de la década anterior que acabó por complicar aún más sus situaciones financieras. Fue también una década de black-outs y de insolvencias sectoriales. Al terminar la década, en 1990 fue elegido Fernando Collor de Mello como presidente de la república.

Durante el gobierno de Collor no hubo actitud de cambio para el sector eléctrico, pero algunos aires de cambio ya se veían venir en el sentido de reestructuración, pasando por la privatización, separación de los segmentos de generación, transmisión y distribución, establecimiento de licitaciones para las obras hidroeléctricas y reorganización de los organismos reguladores y de planificación.

En 1990 la capacidad instalada de Brasil era de 53000 MW.

Con la asunción en la presidencia del entonces vicepresidente Itamar Franco en 1993, fue aprobada una ley que abrió camino para las empresas público privadas, permitiendo la formación de consorcios para la construcción de plantas hidroeléctricas.

En 1995 se inició el gobierno de Fernando Henrique Cardoso, Fueron aprobadas dos importantes leyes para el sector. Una ley que establecía las reglas de licitación para concesiones dando así inicio a la competición en el sector eléctrico y otra ley que implantaba la figura del productor independiente de energía eléctrica (PIE). Así el 1° de agosto de 1996 fue implantado el proyecto de RE-SEB, con la finalidad de reestructurar el sector eléctrico brasileño bajo una gerencia competente, desde su inicio hasta su conclusión en agosto de 1998, de Lindolfo Ernesto Paixão.

En rápida respuesta a esta última ley fue constituida el 26 de septiembre de 1995 la Apine (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica), hoy con un poco más de 16000 MW de capacidad instalada en Brasil, cerca de 20% del total del país y 35 asociados congregando más allá de los productores independientes de energía eléctrica, otras empresas interesadas en la producción independiente tales como bancos, abogados, consultores, constructores y fabricantes.

El 26 de diciembre de 1996 fue creada la ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) vinculada a la MME con las atribuciones de regular y fiscalizar la generación, transmisión, distribución y la comercialización de energía eléctrica, atender reclamos de agentes y consumidores, mediar los conflictos de intereses entre los agentes del sector eléctrico y entre estos y los consumidores. Conceder, permitir y autorizar instalaciones y servicios de energía, garantizar tarifas justas, velar por la calidad de servicio, exigir inversiones, estimular la competición entre los generadores y asegurar la universalización de los servicios. La ANEEL pasó a funcionar efectivamente a partir de 1997 cuando fue extinto el DNAEE de la cual es sucesora.

El entonces nuevo modelo del sector eléctrico fue consagrado mediante una publicación el 28 de mayo de 1998 en la ley n° 9648.

La ONS (Operador Nacional do sistema) fue constituido por la ley n° 9648/98, viniendo a asumir progresivamente las funciones hasta entonces de GCOI. Las atribuciones principales de la ONS son operar el Sistema interconectado Nacional (SIN) y administrar la red básica de transmisión de energía en el país, por delegación de agentes (empresas de generación, transmisión y distribución de energía), siguiendo

reglas, metodologías y criterios codificados en los procedimientos de la red, aprobados por los propios agentes y homologados por la ANEEL.

En esa época a través de la introducción de libre comercialización de energía entre generadores/comercializadores y distribuidores/consumidores libres, y el surgimiento de empresas de transmisión de energía responsables por la disponibilidad de equipamientos y instalaciones para el transporte de energía eléctrica desde las centrales hasta los centros de consumo.

En el 2000, la capacidad de energía eléctrica en Brasil era de 72200 MW.

Con el proceso de privatización que corría en paralelo con la entonces nueva reglamentación del sector, en el 2000 fue creada la CBIEE (Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica), que agrega 16 asociados entre grupos empresariales brasileños, portugueses, franceses, españoles, belgas y americanos, globalmente comprometidos con inversiones de largo plazo en infraestructura.

En el 2001 Brasil enfrentó una crisis en el abastecimiento de energía que llevó al país a una difícil situación. Con la finalidad de agilizar las soluciones para enfrentar la escasez, el gobierno federal creó el 24 de mayo del 2001 la CGE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica), con el objetivo de proponer e implementar medidas de emergencia, de acuerdo a la situación hidrológica crítica que enfrentaba el país, para compatibilizar la demanda y oferta de energía eléctrica, de forma de evitar interrupciones imprevistas de abastecimiento de energía eléctrica.

En junio de 2001, fue decretado racionamiento de energía eléctrica en las regiones sudeste, centro-oeste, nordeste y norte que perduró hasta febrero del 2002. En aquellos momentos Brasil contaba con una alta dependencia hidroeléctrica además de nuevos emprendimientos insuficientes agravados por el periodo crítico de aguas.

El 22 de junio del 2001 la CGE creó un comité de revitalización del modelo del sector eléctrico con la misión de encaminar propuestas para corregir las deficiencias del entonces y proponer un perfeccionamiento del modelo del sector eléctrico. Quedó entonces establecido que los trabajos desenvueltos por el comité deberían pautarse en busca de soluciones que preservasen los pilares básicos del funcionamiento del modelo del sector como: competencia en los segmentos de generación y comercialización de energía eléctrica, expansión las inversiones necesarias con base en aportes del sector privado y regulaciones de los segmentos que son monopolios naturales (transmisión y distribución de energía).

Así entonces se vio a las empresas térmicas como las empresas que iban a pasar a ocupar un espacio creciente en la matriz eléctrica brasileña.

Dentro de los programas implantados por la CGE para restablecer el equilibrio entre oferta y demanda de energía eléctrica en el país, se encuentra un programa de energía de emergencia, el cual proponía un aumento de la oferta en el corto plazo, implementado por la CBEE (Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial) creada el 29 de agosto del 2001. El programa asienta sus bases en un pago a productores independientes de energía y división de costos entre los consumidores. La CBEE realizó contrataciones de plantas térmicas de emergencia, acompañando la implementación y administración de los contratos con productores independientes. Efectivamente fueron implantados por el programa 1850 MW de los cuales 1500 MW son del nordeste.

El 1° de agosto de 2002 fue creada la ABPEE (Associação Brasileira dos Produtores de Energia Emergencial).

Paradójicamente, la pesadilla producto del racionamiento de energía eléctrica para el gobierno de FHC se tornó un importante triunfo para el gobierno de Lula, pues propuso reducción en el consumo de energía, con reflejos hasta la presente fecha. Todo

aquello propició el tiempo necesario para que el 1° de enero del 2004 la ministra Dilma Roussef como titular del MME efectuase las reformulaciones que juzgaba necesarias.

El concepto de libre negociación de energía del proyecto RE-SEB duró poco tiempo y en el gobierno de FHC, las medidas provisorias convertidas en ley pasaron a restringir la venta y adquisición de energía, limitando fuertemente la libre negociación y consecuentemente la actuación de las comercializadoras.

El modelo para el sector eléctrico concebido por el equipo del presidente Lula, resultó de un cambio de rumbo ya iniciado en el gobierno de FHC después del racionamiento del 2001.

El equipo de la MME trabajo arduamente y el 10 de diciembre del 2003 fueron emitidas medidas provisorias que se refieren a la comercialización de energía y que dispone sobre la creación de la EPE (Empresa de Pesquisa Energética), que resultarán en las leyes n°s 10.848 e 10.847, respectivamente, ambas del 15 de marzo del 2004.

En el 2003 la capacidad instalada en Brasil era de 77300 MW.

El modelo en cuestión tiene como principales características:

- i) La creación de las subastas de energía existente y de la energía nueva, creando formas distintas de comercialización de esas energías
- ii) La existencia de dos ambientes de contratación, el ambiente de contratación libre (ACL) y el ambiente de contratación regulada (ACR)
- iii) El retorno a la planificación sectorial y creación de planificación energética, con la creación de la EPE, vinculada a la MME
- iv) La extinción de la MAE y creación de la CCEE (Câmara de Comercialização de Energia) con funciones más incluyentes
- v) Una redefinición de los papeles de la MME, que pasa a ser el ejecutor de la política energética emanada de La CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) y de la ANEEL que pasa a tener una función exclusiva de regulación y fiscalización.

## **Principales autoridades del sector eléctrico Brasileño**

### **Ministério de Minas e Energia - MME**

Después de la aprobación de la nueva ley, asume ciertas obligaciones que estaban previamente bajo responsabilidad de la ANEEL, destacándose la entrega de concesiones y emisión de instrucciones para los procesos de licitación para concesiones referentes a los servicios públicos.

### **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**

El sector eléctrico brasileiro es regulado por la ANEEL. Después de la promulgación de la ley del nuevo modelo del sector eléctrico, la principal responsabilidad de la ANEEL paso a ser regular y supervisar el sector eléctrico, en línea con la política adoptada por la MME.

### **Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE**

Fue creado para optimizar el uso de recursos de energía de Brasil y para garantizar el abastecimiento de energía en el país.

### **Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS**

La ONS es una entidad de derecho privado sin fines de lucro constituida por generadores, transmisores, distribuidores y consumidores libres. El papel básico de la ONS es coordinar y controlar las operaciones de generación y transmisión del sistema interconectado, sujeto a la reglamentación y supervisión de la ANEEL

### **Empresa de Pesquisa Energética - EPE**

Es responsable de investigar estrategias para el sector eléctrico, con relación a la energía eléctrica, petróleo, gas, carbón y fuentes de energías renovables.

### **Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE**

Es responsable por el monitoreo de las condiciones de abastecimiento del sistema, proponiendo medidas preventivas para restaurar las condiciones adecuadas de entrega, incluyendo acciones en el lado de la demanda, de la oferta y otras.

## **El ambiente regulatorio Brasileño**

### ***Principales compañías de generación***

Grandes empresas controladas por el gobierno dominan el sector eléctrico Brasileño, incluyendo la propiedad del gobierno federal de Eletrobras (aproximadamente 52% de capacidad) y compañías estatales CESP(12%), Cemig(10%) y Copel(8%). El sector estaba inicialmente destinado a la privatización a comienzos de 1994, sin embargo, a pesar de muchos intentos hacerlo y esfuerzos para detenerlo por los sucesivos gobiernos, solo el 10% de la capacidad de generación ha sido privatizada. Más aún, dada la actual izquierdización del gobierno y una general carencia de compradores, se cree que la privatización es altamente improbable sobre los próximos años para generadores. El mix de empresas de propiedad del estado (que tradicionalmente traen consigo más que una misión social, algunas veces en el pasado incluyendo estilos populistas de tarifas para mitigar la inflación) y empresas del sector privado han complicado el desplazamiento del país a un modelo de libre mercado. Esto es debido a los problemas competitivos que las compañías del sector privado

(teóricamente desreguladas) enfrentan cuando compiten contra empresas de propiedad del estado que no necesariamente tienen como motivo obtener beneficios.

A continuación se muestra el mix de generación que tiene Brasil, pudiéndose observar los porcentajes de participación de los principales generadores en capacidad instalada, además de observar ciertos datos financieros.

**Brazilian Generators Liquidity and Size**

	Controlling Shareholder	Rating	Ticker (f)	Closing Price (US\$)	% Free Float (effective)	Avg. Trading Vol. (US\$ '000/day)	Total (MW)	% Tot.	Hydro (MW)	% Tot.	Other (MW)	% Tot.
Eletrobras (2)	Federal Govt.	P	ELET6	18.76	30.6%	12,330	36,529	43.8%	32,394	80.6%	4,135	21.2%
CESP	SP State Govt.	P	CESP4	10.14	29.0%	975	7,456	8.9%	7,456	100.0%	-	0.0%
Cemig	MG State Govt.	P	CIG	47.82	62.0%	9,247	6,057	7.3%	5,872	96.1%	185	0.9%
Copel	PR State Govt.	P	ELP	10.13	43.6%	3,068	4,550	5.5%	4,530	100.0%	20	0.1%
Trechebel Energie	Suez	P	TBLE3	7.03	16.6%	2,014	5,860	7.0%	4,647	77.6%	1,213	6.2%
AES Tiete	AES Corp.	P	GETI3	24.42	47.5%	785	2,651	3.2%	2,651	100.0%	-	0.0%
Others	Mostly private sector						20,366	24.4%	6,418	31.5%	13,948	71.5%
<b>Brazil Total</b>							<b>83,469</b>	<b>100.0%</b>	<b>63,968</b>	<b>100.0%</b>	<b>19,501</b>	<b>100.0%</b>

(1) Most liquid ADR or most liquid share.

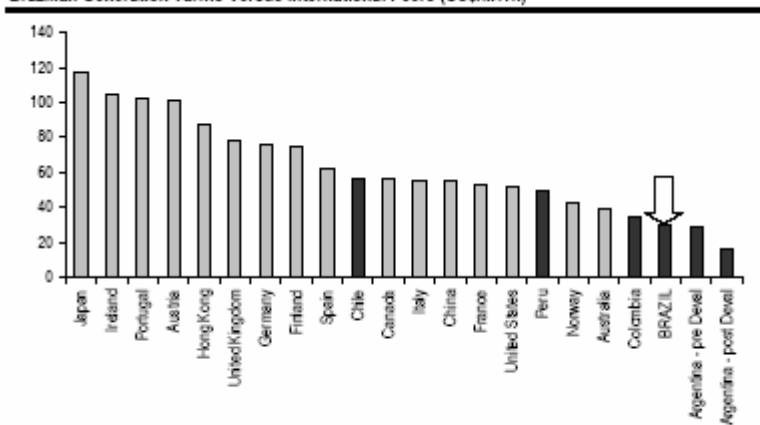
(2) Considering 6,300MW of Itaipu.

Source: Companies; Economica; Bear, Stearns & Co. Inc. Priced as of market close of February 9.

Fuente: Bear stearns

Como se indica en el gráfico de más abajo, el promedio de las tarifas de los generadores está bien debajo de los estándares internacionales.

**Brazilian Generation Tariffs Versus International Peers (US\$/MWh)**



Source: IEA; Bear, Stearns & Co. Inc.

Fuente: Bear stearns

### Actual modelo regulatorio brasileño

El 15 de marzo del 2004, el gobierno federal promulgó la ley del nuevo modelo del sector eléctrico en un esfuerzo para reestructurar el sector eléctrico con el fin de entregar más incentivos a los agentes privados y públicos para construir y mantener la capacidad de generación y garantizar el abastecimiento de energía a tarifas moderadas por medio de procesos competitivos de subastas públicas de energía.

La ley del nuevo modelo del sector eléctrico introdujo alteraciones relevantes en la reglamentación del sector eléctrico aspirando a:

1. Entregar incentivos a los agentes privados y públicos para construir y mantener la capacidad de generación
2. Garantizar el abastecimiento de energía en Brasil a tarifas razonables por medio de procesos de subastas públicas de energía eléctrica.

Las principales características de la ley del nuevo modelo del sector son las siguientes:

- Creación de dos ambientes distintos para comercialización de energía, con uno para la contratación de la energía destinada a las empresas de distribución, llamado ambiente de contratación regulada, operado a partir de subastas de compra de energía. Y otro mercado con reglas de comercialización más flexibles para los generadores, consumidores libres y empresas de comercialización de energía, llamado ambiente de contratación libre.
- La obligatoriedad por parte de las empresas de distribución de adquirir energía suficiente para satisfacer el 100% de su demanda.
- Existencia de capacidad física de generación para toda la energía comercializada en contratos
- Restricciones a ciertas actividades de distribuidoras, de forma de garantizar que estén envueltas solo en su principal negocio, a fin de asegurar servicios más eficientes y confiables a sus consumidores
- Restricción al auto-abastecimiento (self-dealing) para entregar un incentivo para que las distribuidoras contraten energía a precios más competitivos, en vez de comprar energía de partes relacionadas
- Cumplimiento de los contratos asignados antes de la ley del nuevo modelo del sector eléctrico con fin de proporcionar estabilidad en las transacciones realizadas antes de su promulgación
- Prohibición de las distribuidoras de vender electricidad a consumidores libres a precios no regulados y de desenvolver actividades de generación y de transmisión de energía eléctrica.

Además la nueva ley excluye a Eletrobrás y sus subsidiarias del plano nacional de privatización, que es un programa criado por el gobierno en 1990 aspirando a promover el proceso de privatización de las empresas estatales.

### ***Coexistencia de dos ambientes de contratación de energía***

De acuerdo con la ley del nuevo modelo del sector eléctrico, negocios de compra y venta de energía serán realizados en dos mercados:

1. Ambiente de contratación regulada, que incluye la contratación de energía eléctrica por las empresas de distribución por medio de subastas para el atendimento de todo el mercado y
2. Ambiente de contratación libre, que incluye la compra y venta de energía libremente negociada por generadores, consumidores libres y comercializadores

La energía generada por: (1) Generación distribuida, (2) plantas calificadas de acuerdo con PROINFA y (3) Itaipu no estarán sujetos al proceso de subastas para el abastecimiento de energía en el ambiente de contratación regulada. La energía generada por Itaipu es comercializada por Eletrobrás y los volúmenes que deben ser comprados por cada concesionaria de distribución son establecidos por medio de cuotas definidas por la ANEEL. La tarifa por la cual la energía de Itaipu es comercializada es denominada en dólar norteamericano y establecida conforme el tratado firmado entre Brasil y Paraguay.

### ***Ambiente de contratación regulada (ACR)***

En el ambiente de contratación regulada, empresas de distribución compran energía para sus mercados de energía por medio de subastas públicas reguladas por la ANEEL, y operados por la CCEE. Compras de energía serán hechas por medio de dos tipos de contratos:

1. Contratos de cantidades de energía
2. Contratos de disponibilidad de energía

Estos tipos de contratos estarán formalizados por medio de un contrato de comercialización de energía eléctrica en el ambiente regulado (CCEAR).

En los términos de contrato de cantidades de energía, la generadora se compromete a abastecer determinado volumen de energía y asume el riesgo de que ese abastecimiento de energía sea afectado por condiciones hidrológicas y niveles bajos de embalses, entre otras condiciones, que podrían reducir la energía producida o reservada, hipótesis en la cual la generadora está obligada a comprar energía de otra fuente con el fin de cumplir su compromiso de abastecimiento.

De acuerdo con el contrato de disponibilidad de energía, la generadora se compromete a tener disponible un volumen específico de capacidad en el ambiente de contratación regulada. Si el generador tiene un contrato de disponibilidad de energía, no habrá liquidación de diferencias para el generador, pues el resultado líquido de la contabilización de diferencias de todos los generadores contratados en esa modalidad será colocado en un pool, para traspasarlo a los generadores contratados. Así, la previsión de la generadora está garantizada y posibles riesgos hidrológicos son atribuidos a las distribuidoras. Entretanto, eventuales costos adicionales incurridos por las distribuidoras son traspasados a los consumidores. Juntos, estos contratos constituyen los CCEAR.

La ley del nuevo sector establece que la previsión de mercado de cada distribuidora es el principal factor en la determinación del volumen de energía a ser contratado por el sistema. Las distribuidoras están obligadas a contratar 100% de sus necesidades proyectadas de energía, y no más de los 95% establecidos por el modelo anterior. El no cumplimiento de la totalidad de su mercado puede resultar en multas para las concesionarias de distribución.

### ***Ambiente de contratación libre (ACL)***

En el ambiente de contratación libre la energía eléctrica es comercializada entre las concesionarias de generación, productores independientes de energía, auto productores, agentes de comercialización, importadores de energía y consumidores libres, esencialmente los moldes del modelo institucional que reinaba antes de la promulgación de la nueva ley.

Consumidores potencialmente libres son aquellos que pueden ejercer la opción de cambiarse de abastecedor de energía eléctrica, estando caracterizado por:

- Estar contratados después del 8 de julio de 1995, con una demanda contratada encima de 3MW y en cualquier nivel de tensión
- Estar contratados antes del 8 de julio de 1995 con una demanda contratado encima de 3MW, pero conectados a un nivel de tensión mayor o igual a 69 Kv

Además de esto, consumidores con demanda contratada igual o superior a 500 Kw pueden ser servidos por abastecedores, que no son su empresa local de distribución.

Los consumidores potencialmente libres que tengan contratos con plazos indeterminados solo podrán optar por ACL.

Una vez que el consumidor haya optado por el ambiente de contratación libre, éste solamente podrá retornar al ambiente regulado notificando a su distribuidor local con cinco años de anticipación, o en un menor plazo a criterio del distribuidor. Tal exigencia busca, además de evitar comportamientos oportunistas por el consumidor potencialmente libre, garantizar que el distribuidor pueda comprar la energía adicional en el ambiente de contratación regulada.

Con el fin de minimizar los efectos de pérdidas resultantes de consumidores que escogen volverse consumidores libres, las distribuidoras pueden reducir el monto de energía contratada junto con las generadoras de acuerdo con el volumen de energía que no irá más a distribuir a los consumidores libres. Generadoras estatales pueden vender energía a los consumidores libres, pero diferente a las generadoras privadas, son obligadas a hacerlo por medio de un proceso público, que garantice transparencia y acceso igual a partes interesadas.

Actualmente, clientes de alta tensión que compran energía de distribuidores de forma regulada lo hacen a precios subsidiados. Este subsidio, conocido por “subsidio cruzado”, comenzó a ser gradualmente retirado a partir de julio del 2003 y será totalmente eliminado hasta el 2007, por medio de un proceso llamado re alineamiento tarifario.

### ***Eliminación del auto-abastecimiento (self-dealing)***

Una vez que la compra sea realizada en el ambiente de contratación regulada, la contratación entre las partes relacionadas (self-dealing), por medio de la cual las distribuidoras podían abastecer hasta un 30% de sus necesidades de energía por medio de energía adquirida en empresas afiliadas, no será más permitida, excepto en el contexto de contratos que fueran debidamente aprobados por la ANEEL antes de la promulgación de la ley del nuevo modelo o en función de subastas de energía donde empresas afiliadas actuaran como vendedoras y compradoras.

### ***Contratos firmados antes de la ley del nuevo modelo***

La nueva ley establece que los contratos firmados por empresas de distribución y aprobados por la ANEEL antes de la edición de la nueva ley no pueden ser alterados en sus plazos, precios o volúmenes ya contratados, con excepción de contratos iniciales.

Durante el periodo de transición (1998-2005) para el mercado de energía libre y competitivo establecido por la legislación anterior, compra y venta de energía entre concesionarias de generación y de distribución deberían ocurrir por medio de contratos iniciales. El objetivo del periodo de transición era permitir la introducción gradual de la concurrencia del sector y proteger a los participantes del mercado contra una exposición en los precios de mercado de corto plazo, potencialmente volátiles. Durante ese periodo, los contratos iniciales serán reducidos en 25% cada año, a partir del 2003, dejando de existir en diciembre del 2005.

## *Compras de energía de acuerdo con la nueva ley*

El 30 de julio del 2004, el gobierno editó la reglamentación relativa a la compra y venta de energía en el ambiente de contratación regulada y en el ambiente de contratación libre, así como otorgar autorizaciones y concesiones para proyectos de generación de energía. Esa reglamentación incluye reglas referentes a las subastas, a los contratos de comercialización de energía y al método de traspasar los costos a los consumidores finales.

La reglamentación determina que los agentes compradores de electricidad deben contratar toda la demanda de energía necesaria para el abastecimiento del 100% de sus mercados o cargas de acuerdo con las directrices del nuevo modelo. Los agentes vendedores de energía deben abastecer soporte comprobatorio relacionado al 100% de sus contratos de venta de las instalaciones de generación de energía existentes o planeadas. Los agentes que no cumplan tales exigencias están sujetas a multas impuestas por la ANEEL.

Desde enero del 2005 todas las empresas de distribución están obligadas a notificar a la MME, hasta el 1° de agosto de cada año, respecto del mercado estimado de energía para cada uno de los cinco años subsecuentes. Además de eso, las empresas de distribución están obligadas a especificar parte del monto que pretenden contratar para atender sus consumidores potencialmente libres.

La MME establece el montante total de energía a ser comercializado en el ambiente de contratación regulada y una lista de las instalaciones de generación que tienen permiso para participar de las subastas cada año.

El gobierno identifica dos tipos de capacidad de generación, energía existente y energía nueva. Para esto fueron creadas subastas separadas para energía nueva y existente para que la nueva capacidad que es más cara, no compita con la de energía existente la cual tiene sus activos completamente depreciados. La energía existente representa plantas existentes las cuales estén ya contratadas (la mayoría bajo contratos iniciales). La energía nueva representa la producción de plantas que no han sido construidas o plantas existentes las cuales entran en el criterio dispuesto por el gobierno el cual dice que las plantas que tenían concesiones a partir del 16 de Marzo del 2004 y que entraron en operación después de enero del 2000 y estuvieran sin contrato hasta el 16 de marzo del 2004, podían participar de estas subastas.

Actualmente la generación en Brasil puede ser vendida bajo cinco tipos de mercado los cuales se listan a continuación de acuerdo a su tamaño en orden descendente:

### **1. Contratos de subastas de energía existente** (aproximadamente 41% del mercado del 2006):

El 7 de diciembre del 2004 Brasil tuvo su primera mega subasta de energía existente en la cual los generadores vendieron aproximadamente 17GW de generación a distribuidores a una tarifa promedio de R\$62.7/MWh (US\$22.7/MWh). Esto representó la subasta más grande en la historia del sector eléctrico. Sin embargo, la subasta fue principalmente decepcionante debido a los bajos precios. Los contratos firmados para entrega en el 2005 y 2006 fueron R\$57.51/MWh and R\$67.33/MWh respectivamente, más bajos que los contratos que expiraban de ~R\$75/MWh. Eletrobrás, la cual es controlada por el gobierno federal, dominó la subasta vendiendo un 35% de la capacidad total contratada. Brasil ha estado en una situación de exceso de abastecimiento en los últimos años y los generadores (tales como Eletrobrás) quienes no han estado activos en perseguir alternativas de libre contrato escogieron vender a bajos

precios en vez de permanecer sin contratos. Una segunda subasta de energía existente para entregas que empiezan el 2008 y 2009 fue realizada en Abril del 2005. Sin embargo, debido a una interferencia en el sistema, la subasta falló para los contratos que se debían firmar para el 2009. Esto fue revertido en Octubre del 2005 cuando la tercera y cuarta subasta de energía existente vendió energía suplementaria para tres años de contrato para entregas que comienzan el 2006 y también ocho contratos para entregas el 2009. A pesar de los decepcionantes precios, las cuatro subastas de energía existente fueron exitosas en:

- a) Por primera vez establecer una tarifa de mercado para la generación en Brasil
- b) Entregar clara evidencia que el mercado espera que los precios en generación suban, convergiendo hacia el costo marginal de largo plazo.

**2. Contratos de subastas de energía nueva** (comienzan el 2008): Brasil realizó su primera subasta de energía nueva en diciembre del 2005. Hubo cambios con respecto a las subastas de energía existente, tales como:

a) Antes de subastar contratos de abastecimiento por subastas, se subastaron concesiones para construir y operar siete plantas hidroeléctricas de 798 MW en capacidad (todas con permisos medio ambientales aprobados).

b) Plantas hidroeléctricas y termoeléctricas podrán participar en la subasta para contratos de abastecimiento, y

c) Los términos de contratos fueron de 30 años para plantas hidroeléctricas y 15 años para plantas termoeléctricas versus los 8 años en las subastas de energía existente.

Como fue el caso con la primera subasta de energía existente, el precio en la primera subasta de energía nueva también fue decepcionante, y Eletrobrás dominó el proceso. La mayoría de los generadores indicaron que ellos deberían requerir precios en el rango de R\$120/MWh –R\$140/MWh para atraerlos a participar en la subasta. Sin embargo, el gobierno, muy poco antes de la fecha de la subasta, indicó que el precio inicial (máximo precio) para las concesiones que deberían ser vendidas en la fase 1 de la nueva subasta de energía deberían ser solo de R\$116/MWh, esto también demostró ser el techo durante la fase de contratación de la subasta para capacidad hidroeléctrica. No solo Eletrobras adquirió el 58% del total de capacidad de las nuevas concesiones ofrecidas (75% incluyendo participación de consorcio), sino 25% de la capacidad total fue adquirida por empresas constructoras, quienes probablemente esperan lograr retornos por construir las plantas en vez de operarlas. Por lo tanto, como un vehículo para atraer nuevas inversiones para expandir la capacidad generadora, la subasta falló. Sin embargo, proporcionó evidencia (continuando la tendencia establecida en las subastas existentes de energía) que los precios de generación están subiendo en Brasil, con positivas implicaciones para el sector. A futuro, nuevas subastas de energía nueva serán realizadas probablemente cada año de aquí hacia adelante.

El gobierno ya ha anunciado que la próxima subasta de energía existente tomará lugar a finales de mayo del 2006 y incluirá la venta de concesiones para cuatro plantas que no se hicieron en la primera subasta de energía existente más el complejo de Río madeira (5450 MW). Lo más probable es que estas futuras subastas a futuro sigan con la tendencia de elevar los precios.

A continuación se muestra una tabla con los resultados de las subastas de energía nueva y existente:

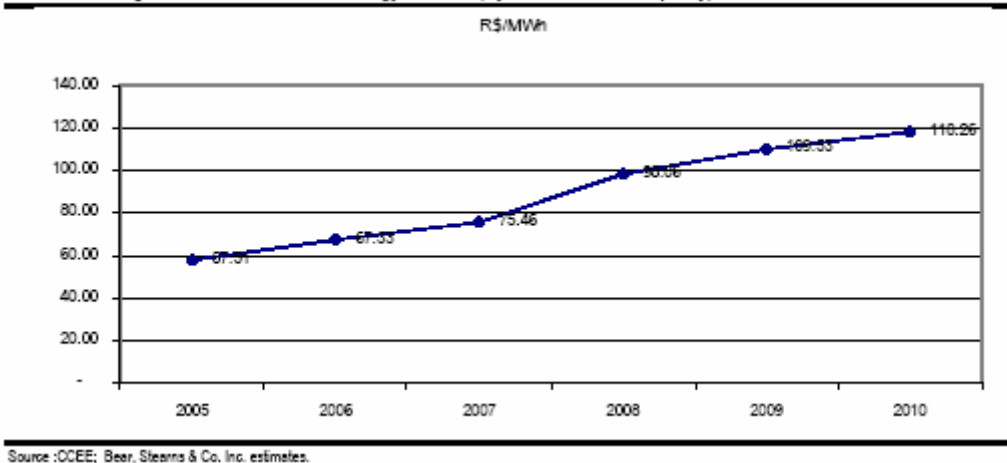
Results of Brazil's Old and New Energy Auctions							
Contracts beginning in...		2005	2006	2007	2008	2009	2010
Old Energy Auctions	<u>Hydroelectric:</u>						
	Firm Capacity Sold	9,054	6,782	1,172	1,325	1,166	
	Average Price, R\$/MWh	57.51	67.33	75.46	83.13	94.91	
	Contract Term	8 yrs	8 yrs	8 yrs	8 yrs	8 yrs	
New Energy Auction	<u>Hydroelectric:</u>						
	Firm Capacity Sold				71	46	891
	Average Price, R\$/MWh				106.95	113.89	114.83
	Contract Term				30 yrs	30 yrs	30 yrs
	<u>Thermoelectric:</u>						
	Firm Capacity Sold				561	855	862
Average Price, R\$/MWh				132.26	129.24	121.81	
Contract Term				15 yrs	15 yrs	15 yrs	
Total Weighted Average Price, R\$/MWh		57.51	67.33	75.46	98.08	109.54	118.26

Source: CCEE; Bear, Stearns & Co. Inc. estimates.

Fuente: Bear stearns

A continuación se muestra un gráfico de las tendencias de los precios promedios de energía existente y nueva, mostrando clara evidencia de un aumento en los precios.

Wtd. Ave. Pricing in Brazilian Old and New Energy Auctions (Hydro and Thermal Capacity)



Fuente: Bear stearns

### 3. Contratos de libre Mercado (aproximadamente 27% del Mercado del 2006, incluyendo “self-dealing”)

El nuevo modelo permite a todos los clientes industriales que consumen sobre 3MW y con un voltaje conectado sobre 69KV a comprar directamente de un generador en vez que a un distribuidor. Por lo tanto, muchos de estos clientes libres han estado dejando sus distribuidores en masa para reducir los costos. Más aún, los generadores han sido capaces de vender estos contratos a precios que son ligeramente más altos que las tarifas de contratos iniciales (alrededor de R\$70/MWh), incluso a los precios de subasta de energía existente (R\$57.51/MWh para contratos el 2005) y significativamente más grande que los precios de spot (R\$17/MWh). Más aún, como estos contratos son generalmente de una corta duración debido a su naturaleza ( 3 a

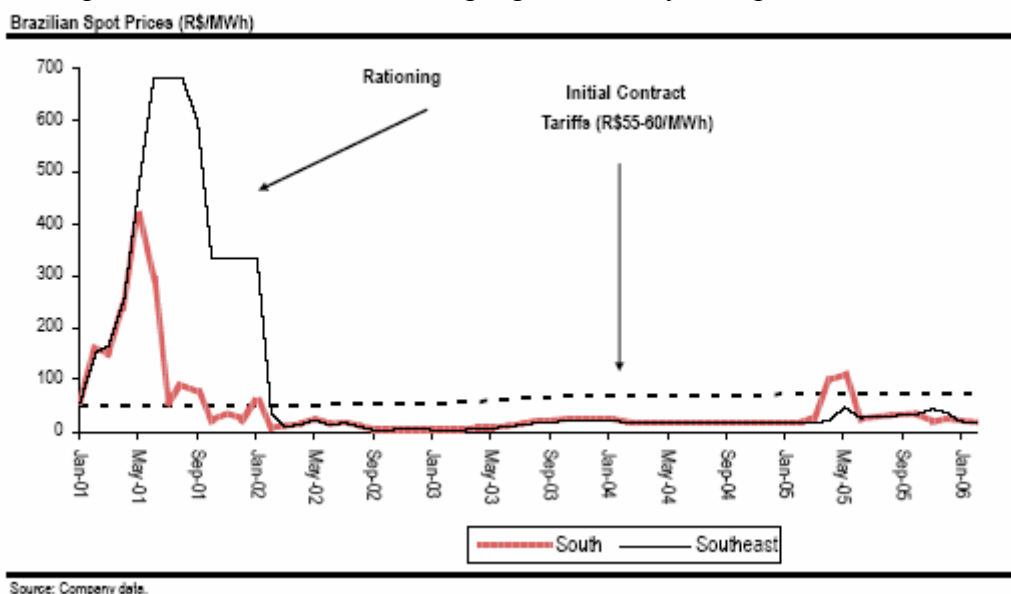
cinco años), ellos expirarán tempranamente, permitiendo al generador volver a cobrar un precio mayor.

#### 4. Ventas en el mercado spot (tamaño incierto, refleja sobreabastecimiento).

Estas ventas ocurren cuando la demanda es más alta que la potencia garantizada por el sistema y ciertas plantas abastecen más de lo que tienen garantizado. En este caso, el exceso de capacidad puede ser vendido al sistema a precios fijados por la ONS, basado en el teórico costo marginal de corto plazo del sistema. Como se indica en la figura de más abajo, los precios del mercado spot han caído en los últimos años, reflejando un exceso de abastecimiento por:

- a) Una permanente ganancia en eficiencia (por instalación de luces fluorescentes, aplicaciones eficientes de energía) después del racionamiento del 2001-02 y
- b) altas lluvias, ya que Brasil es un sistema predominantemente hidroeléctrico.

El rol del mercado spot es principalmente hacer ajustes para desbalances temporales. El nuevo modelo eléctrico requiere que todos los distribuidores sean 100% contratados. Por esto, las siguientes subastas de energía existente y nueva (las cuales supuestamente permiten a los distribuidores encontrar este requerimiento), las ventas por spot para los distribuidores no deberían ser un factor significativo en el mix de energía. Además, los distribuidores son capaces de transar el exceso de electricidad entre ellos en un mercado separado. Los generadores sin embargo, pueden vender en el mercado spot la diferencia entre su energía garantizada y su capacidad contratada.



Fuente: Bear stearns

#### 5. Contratos iniciales del gobierno (deberían ser 0% en el Mercado del 2006):

Los contratos iniciales existen debido al anterior modelo, donde las tarifas eran completamente reguladas por el gobierno. El monto total de estos contratos era fijado igual a la energía garantizada de un generador como el volumen que podía proveer con 95% de certeza basado en estudios hidrológicos. Estos contratos eran ajustados anualmente por la inflación IGP-M. En la fase de desregulación, la cual empezó bajo el

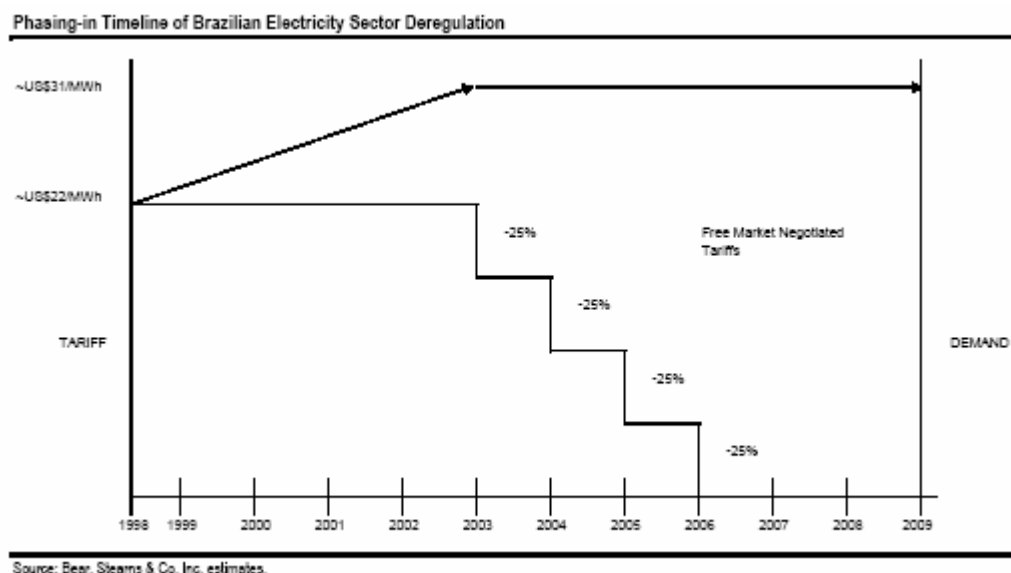
gobierno de Cardoso, los contratos iniciales debían expirar 25% por año, prorrata por cada generador y distribuidor desde el 2003 hasta el 2006. Sin embargo, la desaparición de estos contratos no ocurrió hasta diciembre del 2004 debido a la subasta de energía existente debido a que:

a) El racionamiento redujo la demanda aproximadamente en un 20% en el 2002, donde no hubo necesidad de renovar la mayoría de los contratos de ese año y aquellos que expiraban en el 2003, y:

b) Cuando el gobierno de Lula tomó el poder el 2003, permitió que los contratos que expiraban el 2003 se extendieran por un año, y por esto, muchos contratos no se reemplazaron hasta la reciente subasta de energía existente.

Por lo tanto, la mega-subasta de diciembre del 2004 fue relativamente grande, compuesta de 75% de términos de contratos iniciales, menos la reducción de demanda y menos self-dealing (no más permitido) y contratos de libre mercado. Con los últimos 25% de contratos iniciales expirando en el 2005, estos contratos no deberían más ser parte del mix de energía en los comienzos del 2006.

A continuación un gráfico en el tiempo de la desregulación en brasil:



Fuente: Bear stearns

### ***Estimaciones del costo marginal de largo plazo de Brasil (tarifas generadores)***

Con la desregulación en Brasil vía las subastas de energía nueva y existente, sumado a los contratos de libre mercado, se espera que las tarifas converjan hacia el costo marginal de largo plazo de la producción. Como se indica en el gráfico a continuación, se espera que el costo marginal de largo plazo de Brasil sea alrededor de R\$126/MWh (US\$57/MWh). A esta tarifa, se cree que los inversionistas serán capaces de cubrir sus principales costos de operación y lograr un retorno de un 15% en sus activos (ROA). Si las tarifas incrementaran sobre el costo marginal de largo plazo, es probable que un retorno mayor de un 15% del ROA atraiga nuevas inversiones y el agregar abastecimiento bajara los precios. Inversamente, la sobre inversión llevaría a una tarifa menor a los US\$57/MWh y menor de un 15% del ROA, desalentando la inversión.

A continuación se muestra un análisis del costo marginal teórico de largo plazo para Brasil.

Brazil's "Theoretical" LRM (US\$/MWh)		
	BRAZIL	
	Hydro	Thermal Combined-Cycle US\$3.56/MMBTU
<b>Assumptions</b>		
Investment per KW ('000 R\$)	2,500	1,430
Annual Depreciation Cost per KW (R\$)	83	72
Load Factor	54%	65%
Long Term Cost of Gas (R\$/MMBTU)	0.00	7.83
WACC	15%	15%
Annual Financing Costs	375	215
Fuel Cost per MWh (R\$)	0.00	58.25
Other Operating Costs, Taxes per MWh (R\$)	24.00	24.00
O&M Capex (R\$/MWh)	5.02	10.00
Annual Production per Installed KW (MWh)	4.73	5.69
Depreciation Costs per MWh (R\$)	17.62	12.56
Financing Cost per MWh (R\$)	79.27	37.67
<b>Development Cost (R\$)</b>	<b>125.91</b>	<b>142.48</b>
<b>US\$ Equivalent Cost at F/X of R\$2.2/US\$</b>	<b>57.23</b>	<b>64.76</b>

Source: Bear, Stearns & Co. Inc. estimates.

Fuente: Bear stearns

### ***Incertidumbres en Generación en Brasil y factores de riesgo***

Aunque el análisis que se hizo del costo marginal de largo plazo es bastante directo y intuitivo, se cree que las características de la generación en Brasil hacen este análisis más difícil para predecir futuras tarifas de generación, debido a:

- a) La cercana total dependencia en el real de la potencia hidroeléctrica, la cual implica que el costo marginal de largo plazo será también manejado por el Real al contrario de lo que sucede en otros países donde el abastecedor marginal es un abastecedor termoeléctrico con costos en dólar, y
- b) La actual situación de sobre abastecimiento, la cual llevará a un gradual y lento aumento en los precios.

### ***Costos en real de hidroeléctricas vs costos en dólar de termoeléctricas***

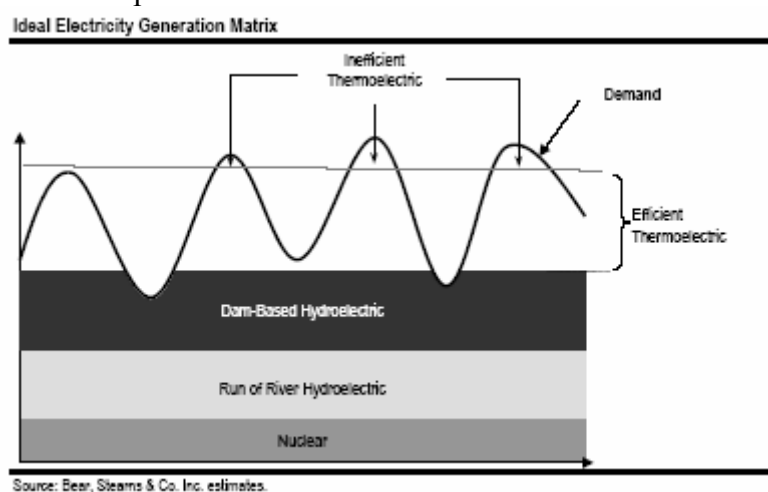
Más que en algún otro gran país, el costo marginal de largo plazo del sistema brasileño es aún mayormente definido por plantas hidroeléctricas. Las plantas hidroeléctricas representan aproximadamente el 85% de capacidad.

Cuando los planes iniciales para desregular el sector de electricidad fueron primeramente desarrollados en la mitad de los 90, el costo marginal de largo plazo de las plantas hidroeléctricas era similar a las de las plantas termoeléctricas. Sin embargo, desde que los costos de hidroelectricidad son cercanamente al 100% denominados en real (principalmente cemento y labores relacionadas a costos de construcción), ambos la construcción y costos de operación de potencia hidroeléctrica decrecieron en términos del dólar con la gradual devaluación del real a través de Octubre del 2002, solo aumentando con la apreciación del real sobre el 2003-2005. El aumento en la apreciación del real es debido al incremento de los impuestos y cargas regulatorias impuestas por el gobierno. Por contraste, la mayoría de los costos de las termoeléctricas

están dolarizados y han permanecido constantes a lo largo del tiempo en términos del dólar.

A pesar de la ahora aparente ventaja en los costos de producción hidroeléctrica, los reguladores en Brasil también reconocen la necesidad de aún invertir en potencia termoeléctrica. Esta necesidad está basada en dos factores:

- a) Con una conocida capacidad que no depende de las lluvias, la potencia termoeléctrica es esencial para evitar déficit de potencia en el futuro.
- b) Dado que la potencia hidroeléctrica tiene altos costos fijos, es ineficiente construir plantas hidroeléctricas para cubrir la demanda variable. En otras palabras, incluso cuando la demanda es relativamente baja, los inversionistas en un sistema hidroeléctrico 100% puro aún necesitarían pagar por sus costos de capital (principalmente debido a los gastos de intereses y depreciación) cuando las centrales no son despachadas. En un sistema eficiente, la potencia hidroeléctrica y la potencia nuclear es fijada a través de una demanda base, mientras la potencia termoeléctrica es mejor para satisfacer las demandas peak.



Fuente: Bear stearns

En un sistema principalmente hidroeléctrico como Brasil, la potencia termoeléctrica tendrá probablemente un pequeño rol, especialmente ahora que el gobierno está hablando de desarrollar nuevos grandes proyectos de centrales hidroeléctricas tales como Belo Monte (más de 11000 MW). Las plantas térmicas probablemente estarán de respaldo en el evento de baja producción hidroeléctrica. Tanto como haya capacidad disponible, los generadores térmicos pueden firmar contratos con distribuidores o clientes libres si su planta particular es despachada. Si no es despachada, significa que hay abundancia de producción hidroeléctrica en el sistema, y la generación termoeléctrica puede comprar la potencia más barata para satisfacer sus contratos. En la subasta de energía nueva de diciembre del 2005, los generadores térmicos actuaron como postores basados en sus costos fijos. En el evento que las plantas son despachadas, el costo de combustible será agregado y traspasado a los consumidores.

### ***El impacto del actual sobreabastecimiento en los precios***

Se espera que el actual sobreabastecimiento de generación mantenga los precios de energía existente, alcanzando completamente el costo marginal de largo plazo del sistema en los próximos 10-15 años. Esto es debido a que el actual sobreabastecimiento lleva a precios bajísimos de spot y de contratos de corto plazo. Intuitivamente, todos los

contratos de largo plazo reflejarán una expectativa ponderada en el tiempo del spot futuro y de contratos de corto plazo. Por lo tanto, una subasta de energía existente o un contrato de libre mercado que es firmado ahora, refleja una expectativa de muy bajos precios (US\$6-US\$15/MWh) para los próximos 3 años, hasta que el aumento en la demanda eleve el precio hacia el costo marginal de largo plazo. Un contrato a 15 años deberá por esto tener un mayor precio que el de 8 años debido a que los contratos más largos tienen proporcionalmente menos exposición a los próximos tres años de energía a bajo precio. Más aún, desde que ninguno de los ocho o quince años de contrato pueden ser renovados hasta que expiren, el generador está cazado a este precio artificial (ajustado por la inflación) hasta ese entonces. Es probable que este lento incremento en el precio sobre estos quince años es lo que hace el modelo político viable. Específicamente, el impacto en la inflación también será lento y resuelto sobre muchos años.

### ***Eletrobrás continúa dominando las subastas***

Mientras las subastas representan un justo camino para los distribuidores para contratar potencia a precios de mercado, el hecho que Eletrobrás haya dominado ambas la subasta de energía existente y la nueva (Petrobras del gobierno federal dominó la subasta de nueva energía para potencia térmica) produciendo una distorsión en el proceso, debido a la agresiva postura de Eletrobras como postor, así los precios de las subastas fueron menores de lo que deberían haber resultado si de otra manera se hubiera dado el caso. Por lo tanto, en algún grado, aparece el gobierno usando a Eletrobrás como una herramienta política. Los retornos de Eletrobrás en la inversión están dentro del 10%-12% de rango versus el umbral de las compañías privadas de 15%. Esto pone presión en las otras compañías ya que deberían bajar sus retornos para competir con Eletrobrás o renunciar a una nueva generación de concesiones.

### **Ambiente Regulador de la Distribución Brasileña** ***Compañías brasileñas de distribución primaria***

El sector brasileño de distribución todavía tiene una variedad de utilidades negociadas públicamente, como se ilustra en el cuadro abajo. Sin embargo, los precios de las acciones de estas compañías han disminuido significativamente desde la privatización, conduciendo a una liquidez mucho más baja. Esta declinación en la liquidez es sobre todo resultado de: a) dificultades regulatoras y las grandes cantidades de deuda en dólares en que estas compañías incurrieron con el Real devaluado, conduciendo a muchas compañías a estar cerca de la quiebra en el 2002; y b) muchas distribuidoras (tales como Coelba, Coelce, y Bandeirante) ahora tienen insignificante participación en la bolsa debido a ofertas de licitación de las compañías con capital subsidiado. Por lo tanto, las distribuidoras más líquidas están integradas verticalmente (es decir, las que tienen activos de generación, transmisión y distribución) como las de propiedad del gobierno Cemig y Copel. Éstas seguidas por CPFL, Celesc y Eletropaulo.

## Brazilian Distributors

	Controlling Shareholder	Concession Area	Ticker (most liquid share)	% Free Float (effective)	Avg. Trading				
					Vol. (US\$ '000/day)	Customers ('000)	Sales (GWh)		
Cemig	MG State Govt.	Minas Gerais	CIG	62.1%	9,247.0	5,875	10.8%	36,648	13.0%
Eletropaulo	AES Corp.	Sao Paulo city	ELPL4	19.0%	1,801.0	5,148	9.5%	32,668	11.6%
Light	EDF	Rio de Janeiro city	LIGH3	11.1%	859.0	3,435	6.3%	18,148	6.4%
Copel	PR State Govt.	Parana	ELP	43.6%	3,058.0	3,180	5.8%	17,669	6.3%
CPFL	VBC Group	Sao Paulo countryside	CPL	17.8%	1,939.0	3,093	5.7%	18,917	6.7%
Energias do Brasil	EDP	Sao Paulo, Rio Grande do Sul	ENBR3	29.0%	2,635.0	2,896	5.3%	22,396	7.9%
Celesc	SC State Govt.	Santa Catarina	CLSC6	45.0%	3,807.0	1,887	3.5%	13,460	4.8%
Ampla (Cerj)	Enersis	Rio de Janeiro	CBEE3	5.1%	2,703.0	1,925	3.5%	7,097	2.5%
Others	mostly private sector							<u>27,014</u>	<u>49.6%</u>
<b>Brazil Total</b>								<b>54,453</b>	<b>100.0%</b>
								<b>282,265</b>	<b>100.0%</b>

Source: ABRADÉE, Bloomberg; Companies; Bear, Stearns & Co. Inc.

Similarmente a la mayoría de los países latinoamericanos, Brasil modifica sus tarifas de distribución bajo dos circunstancias:

### 1.) *Traspaso de costos a través de ajustes*

Según lo especificado en los contratos tarifarios a distribuidores, el modelo brasileño reconoce dos tipos de costos que pueden ser pasados a través de “ajustes anuales”:

1.) Costos no controlables: estos costos, que también son llamados costos de la “parte A” como sale en la fórmula más abajo, incluyen impuestos de ventas y cargas reguladoras (tales como ICMS, RGR, y CCC) y costos de energía comprada (tales como costos dólar-denominado de Itaipu). Está permitido que estos costos sean pasados inmediatamente y/o retroactivamente sobre una base Real por Real. En otras palabras, si la depreciación del Real lleva a los costos de generación anual de la compañía Itaipu (costos en dólar) a aumentar en R\$50 millones, entonces la tarifa de esta compañía es ajustada al alza de la renta por exactamente R\$50 millones.

2.) Costos Controlables: estos costos también llamados costos de la “parte B” incluyen implícitamente todos los gastos restantes de explotación: personal, pérdidas de electricidad, etc. Los costos controlables son ajustados anualmente en el aniversario de las tarifas de cada compañía arrastrando la inflación IGP-M de 12-meses menos un “factor X”. Por lo tanto, una compañía puede ampliar márgenes permitiendo que estos costos aumenten menos que la inflación.

### *Fórmula de la Tarifa Brasileña*

$$IRT = \frac{\text{Part A Tariff} + \text{Part B Tariff} \times (\text{IGP-M Inflation Index} \pm \text{X Factor})}{RA}$$

Donde:

IRT = índice anual de ajuste de la tarifa.

**Part A Tariff** = la porción de las ventas netas relacionada con los costos no controlables: es decir, compras de energía, y impuestos a las ventas (es decir, RGR, CCC, impuestos municipales de uso del agua). Cualquier alza en estos costos es automáticamente pasado al consumidor final vía una tarifa más alta.

**Part B Tariff** = la porción de las ventas netas que es derivada deduciendo la tarifa de la parte A. Por lo tanto, esta porción relaciona los costos controlables de la compañía, los cuales son principalmente de mano de obra, pérdidas de electricidad y otros gastos indirectos controlables.

**IGP-M Index** = uno de los índices de inflación más usados comúnmente en Brasil, que incluye venta de artículos al por mayor y al por menor.

**X Factor** = una compensación al ajuste de inflación IGPM de los costos de la parte B integrados por 3 porciones diseñadas a: i.) pasar los aumentos de la eficiencia (Xe); ii.) ajustar los sueldos de empleados por la inflación del consumidor (en comparación con IGPM) (Xa); y, iii.) recompensar/ penalizar a compañía por la satisfacción del consumidor según lo medido por un examen (Xc).

**RA** = las ventas netas totales (excepto ICMS) del año anterior.

El “factor-X” entrega incentivos y trata de compartir aumentos de ganancia de la eficacia con los consumidores, así manteniendo el ROA apuntado. El “Xe” se fija una vez cada tres a cinco años como parte de la revisión periódica de la tarifa para mantener el equilibrio económico. Esta componente fue fijada a cero para todas las empresas distribuidoras brasileñas en los años iniciales después de la privatización hasta la primera revisión de la tarifa de cada compañía fechada en 2003-04. En abril de 2004, los factores-X adicionales (XA y Xc) fueron introducidos, los que han levantado los factores-X totales y así reducido tarifas. Estos últimos factores-X se determinan anualmente.

### ***Revisiones de tarifas: “Equilibrio económico” y análisis más a fondo del “Factor X”***

Mientras los “ajustes” son diseñados para proteger a la compañía contra aumentos de costos incontrolables e inflación, “revisiones” de tarifa son diseñadas como un contrapeso para proteger al consumidor contra el precio monopolístico. En Brasil, se ponen en ejecución las revisiones de tarifa una vez cada cuatro a cinco años (dependiendo de la compañía), con la siguiente ronda de revisiones que se pondrán en ejecución en 2008-09.

**Brazilian Distributors’ Tariff Revision Schedule for Economic Equilibrium Review**

	2007	2008
Eletropaulo	July	
Light		November
Coelce	April	
Copel Disco		June
Celesc		August
Escelsa	August	
Cemig Disco		April

Source: Bear, Stearns & Co. Inc. estimates.

El objetivo de la revisión de la tarifa es proporcionar una tasa de retorno apropiada al país y del riesgo-negocio que sea bastante para incentivar la inversión pero no tanto en cuanto a sobrecarga de consumidores. Se cree que esta revisión de tarifa, y particularmente el factor del “equilibrio económico”, es la parte más importante del modelo regulador del distribuidor brasileño. La importancia de la revisión es que es la

única parte de la fórmula de la tarifa que puede permitir la contracción o la extensión del margen mientras que sirve como una clase de un retorno “base” que la compañía no variará probablemente sobre el período de cinco años de la revisión. Los estudios de la revisión tienen generalmente tres componentes en la determinación de una tasa de retorno apropiada:

**1.) Un ROA Apuntado:** de acuerdo con el modelo de CAPM, reflejando generalmente cerca de cinco años arrastrando la extensión del spread de riesgo.

**2.) El ROA Actual:** basado en una comparación de cuáles son ahora los costos “permisibles/ razonables” de la compañía e incluyendo ciertas asunciones estándares tales como 50/50 deuda patrimonio. Los valores de activo están basados en la definición algo restrictiva del valor comercial de ANEEL. El cálculo de la base del activo es usualmente el foco de la mayor parte de conflictos del distribuidor contra el regulador.

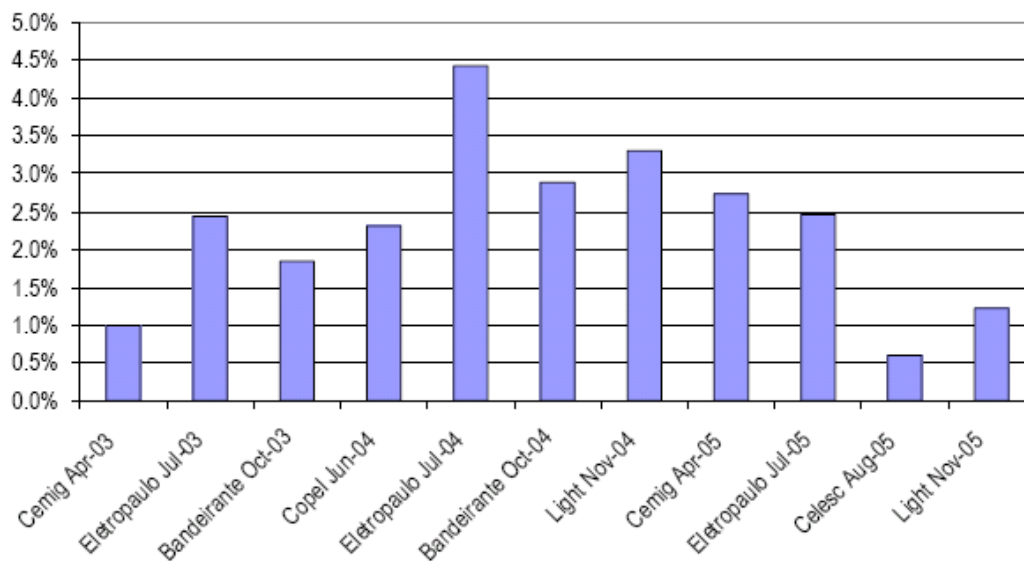
**3.) Un Equilibrio Económico:** para componer la diferencia entre el ROA apuntado y el ROA actual. Esta “revisión” podría ser positiva o negativa dependiendo si el ROA actual de la compañía fue más bajo o más alto que sus ROE apuntado, respectivamente.

Mientras las tarifas revisadas del “equilibrio económico” toman lugar una vez cada tres a cinco años, el modelo brasileño especifica un “factor-X” separado que será una reducción anual al traspaso de los aumentos de eficiencia. El factor-X es por lo tanto pensado para mantener el ROA apuntado cada año, y las compañías pueden exceder levemente o encontrar el ROA apuntado hasta el grado que ellas sean capaces/ (no capaz) de exceder o encontrar los aumentos de eficiencia apuntados que son definidos por el regulador. Se espera que los aumentos de eficiencia sean más altos, implicando un factor-X más alto (y una reducción de tarifas relacionadas) para las compañías que son altamente ineficientes, y viceversa.

El factor-X anual cambia, predeciblemente, casi siempre sirve para reducir tarifas compensando los aumentos anuales de la parte A/Parte B. Sin embargo, el factor-X no representa una disminución o un aumento en el retorno apuntado para las compañías, sino que es solamente un traspaso de los aumentos de eficiencia.

La metodología del factor-X sigue siendo subjetiva y aún más compleja que la metodología de la revisión del equilibrio económico. Por otra parte, como se indica en el cuadro a continuación, los factores-X han demostrado una tendencia de levantamiento en 2004, pero después han declinado algo en 2005.

### Brazilian Distributor "X-Factors"



Source: Aneel; Companies; Bear, Stearns Co., Inc.

Se cree que esta tendencia de levantamiento reflejó un aumento general en traspasos del aumento de la eficiencia, así como una extensión de lo que se incluye en el factor X. A comienzos de abril del 2004, Brasil redefinió el factor X para que los ajustes de tarifa del distribuidor eléctrico incluyan tres componentes:

#### Componentes del Factor-X

**Xe:** Fijado en las tarifas revisadas a un periodo de 4-5 años y aplicadas a reajustes anuales. El propósito es pasar ganancias de economías de escala a través de la expansión del cliente base de la compañía (corresponde a las figuras que forman el factor X).

**Xc:** Calculado anualmente. Refleja una recompensa/penalidad por puntuar alto/bajo en una encuesta de satisfacción del consumidor realizada por la ANEEL.

**Xa:** Calculado anualmente. Representa la diferencia entre IGP-M (venta al por mayor) y IPCA (consumidor) inflación aplicada a los costos de trabajo.

**Total:** El factor X es usado para reducir la inflación IGP-M cuando ajusta los costos de la parte B.

Fuente: ANEEL; Bear, Stearns & Co., Inc.

Los bajos factores-X del 2005 reflejan: a.) un impacto reducido de Xa, durante el 2005, el IGP-M promedió no característicamente debajo del índice IPCA; y, b.) el "Xc" fue fijado en cero en algunos casos porque la encuesta más reciente entre los consumidores fue muy criticada, y últimamente suspendida por la ANEEL.

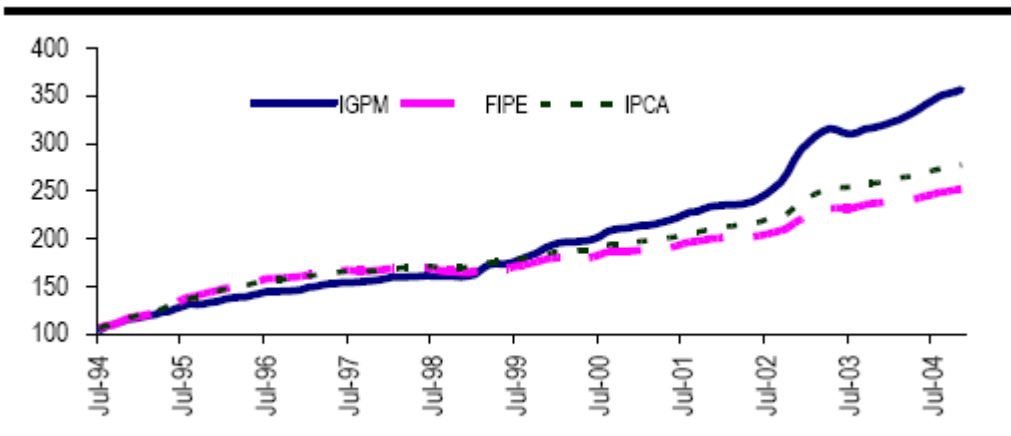
#### *Otros problemas y propuestas relacionadas con la distribución brasileña*

#### *Propuestas para excluir el índice IGP-M de la fórmula paramétrica de la parte A/Parte B*

Varios miembros de la dirección del PT han indicado repetidamente sus planes para sustituir el índice IGP-M en la fórmula de la tarifa de las distribuidoras con un índice de inflación supuestamente más bajo. La meta de esta propuesta es controlar la inflación,

pues el índice de la inflación IGP-M (que incluye precios al por mayor) ha sido uno de los más altos entre los índices brasileños de inflación (que está más pesadamente ponderado hacia precios al por menor). Al largo plazo, los índices de la inflación de la venta al por mayor y al por menor tienden a converger; sin embargo, se cree que la inflación al por mayor tiende a ser más volátil e incluso excede la inflación al por menor bajo un panorama inestable y de debilitamiento del escenario actual. Esto es sobre todo debido a un efecto retrasado y marginal de la compresión/consolidación del sector al por menor.

Evolution of IGP-M Inflation Index Versus Other CPI Indices Since the Real Plan



Source: Economática; Bear, Stearns & Co. Inc. estimate.

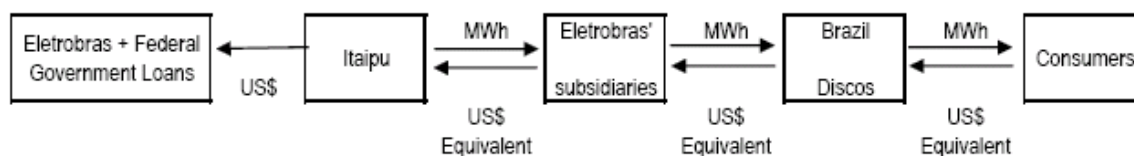
Bear and Stearns reitera que el gobierno no puede cambiar legalmente el índice para las tarifas de contratos a menos que sea convenido por todos los participantes del mercado. Observamos que el IGP-M es el índice de uso más frecuente para todos los contratos en el Brasil (no sólo para tarifas públicas sino también contratos privados), y su uso se ha apoyado ya legalmente en cortes brasileñas. Por lo tanto, el gobierno necesitaría renegociar cada contrato sobre una base individual, que sería casi imposible. Por otra parte, se cree que al menos mientras el equipo de Palocchi/Levy/Rouseff del PT permanezca intacto, es poco probable que el gobierno cambie índices y de tal modo romper estos contratos. Sin embargo, no se excluyen incentivos para cambiar los componentes del índice de IGP-M y/o de reducir su uso (como es ilustrado por el componente “XA” del factor de X). También, se observa que los contratos que resultan de las subastas de energía son ajustados por el índice de IPCA.

### ***Itaipu: El costo más polémico de la “parte A”; Declaración a “De-dolarizar”***

En gran medida la porción más volátil y más polémica de la tarifa de la parte A es el costo dolar-denominado de la generación de Itaipu. Según los términos de un acuerdo binacional entre Paraguay y Brasil en 1973, el último se obliga a comprar la mitad de 13,800MW de la generación de Itaipu, más toda la energía restante que no sea comprada por Paraguay, en un precio dolar-denominado de aproximadamente US\$38/MWh (que declina lentamente hasta 2023 debido a la amortización del principal préstamo de Itaipu). Esta obligación de la compra es dividida por ley brasileña entre todas las compañías de distribución en el sistema sureño (excepto las compañías del norte del sistema tales como Coelce del grupo de Enersis) según su cuota de mercado. Por lo tanto, aproximadamente 20%-30% de cada uno de los costos de explotación para las distribuidoras de electricidad en el sistema sureño del Brasil son costos de Itaipu.

Antes de la devaluación de enero de 1999 en Brasil, muchos participantes de la industria dudaron si Itaipu pasaría el peor escenario. Sin embargo, se cree que la fórmula para la tarifa del distribuidor y el ambiente regulador pasó una mini “prueba ácida” hasta que el regulador ANEEL concedió aumentos relativamente pronto después de que el Real comenzara a estabilizarse, con todas las distribuidoras recibiendo los aumentos de la tarifa retroactiva (la cual estaban escalada y con costos más altos que inicialmente eran parcialmente cubiertos por el gobierno) en julio de 2000.

### Flow Chart of Itaipu Payment and Supply Chain



Source: Bear Stearns & Co. Inc.

Aunque muchos políticos y la ministra de energía y minas Dilma Rousseff han llamado a la “de-dolarización” y/o la “renegociación” de Itaipu, se cree que esto es altamente improbable, particularmente dada la reciente fuerza y estabilidad del Real.

Se cree que en el peor escenario (es decir, el Real se devalúa de nuevo, renovando llamados para una renegociación), el gobierno brasileño o una entidad controlada por el gobierno brasileño (es decir, por ejemplo Eletrobras) se podría llamar a absorber el riesgo de Itaipu. Actualmente, Eletrobras compra la energía de Itaipu en dólares y pasa inmediatamente este costo (que aumentará/disminuirá en términos del Real mientras que el Real se devalúe/aprecie) a las distribuidoras cargando un costo Real-equivalente en la tarifa de cambio del día del pago. Dado que Eletrobras es también un acreedor de Itaipu, Eletrobras deriva aproximadamente US\$500 millones del flujo de liquidez anual (interés y amortización principal) de Itaipu y de futuras ganancias de FX cuando el Real se desprecie. Por lo tanto, una de-dolarización de Itaipu se podría hacer vía:

- 1.) un subsidio directo del gobierno, que podría ser basado en fondos de dividendo futuros de Eletrobras o los fondos de RGR de la compañía;
- 2.) otra transferencia de Eletrobras Itaipu al gobierno federal a términos desfavorables (improbable debido a la creciente protección y escrutinio del accionista minoritario)
- 3.) de-dolarizando el costo energético de Itaipu cargado por Eletrobras; y/o
- 4.) reduciendo las tarifas de Itaipu en términos del dólar en el corto plazo mientras se extienden los pagos de la amortización por un período de tiempo más largo.

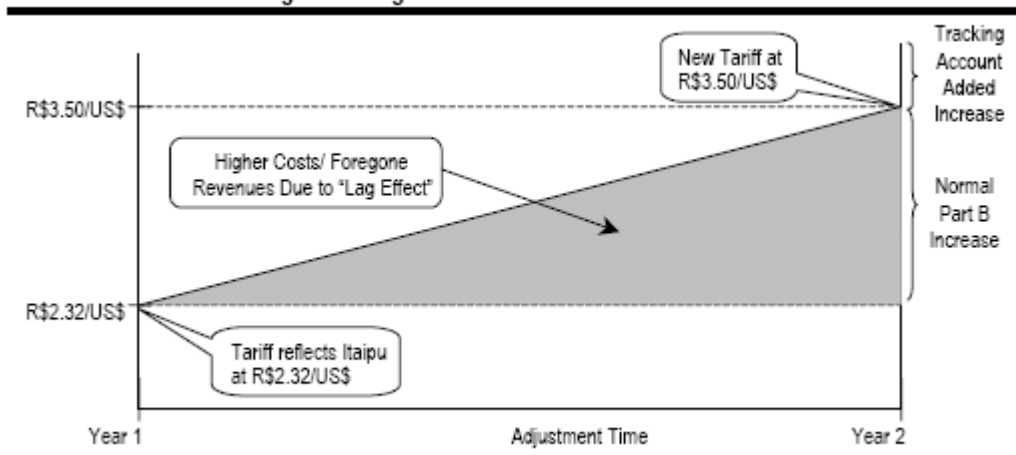
### *La cuenta que sigue*

La “cuenta que sigue” (llamada el CVA Brasil) implementado por la ley #296 en 2001, fue el adelanto regulador más importante para las distribuidoras brasileñas desde la fórmula original de la parte A/Parte B en 1995. Una de las restricciones principales del plan del Real (implementado en 1994) fue que las tarifas del servicio público podrían sólo ser ajustadas por la inflación sobre una base anual (es decir, en comparación con una base diaria o mensual como ocurrió a través de los años anteriores a la hiperinflación de Brasil). Como tal, las distribuidoras tuvieron que esperar un año

completo para recibir - por ejemplo - un aumento de la tarifa de la “parte A” para reflejar los costos dólar-denominados de la generación de Itaipu constantemente en aumento por la devaluación del Real. El nuevo aumento de la tarifa implementado a final de año reflejaría solamente el costo ahora mucho más alto de Itaipu en términos del Real. Sin embargo, el distribuidor vería la compresión significativa del margen a través del año debido al aumento constante en los costos del período-intra-ajuste. Nos referimos a esto como el “efecto de retraso” del aumento del costo precediendo los aumentos de la tarifa.

Sin embargo, como se indica en la figura más abajo, la cuenta que sigue ahora permite a las distribuidoras contar todo el aumento de costo relacionado al efecto de retraso sobre una base diaria a través del año. A fin de año (es decir, en la fecha anualmente programada para el ajuste de la tarifa), la distribuidora no sólo recibe el usual aumento de tarifa de la parte A para reflejar el nuevo costo más alto de la generación de Itaipu, sino que también recibe un aumento agregado para compensar retroactivamente a estas compañías para sus aumentos de costo del “efecto de retraso” y también el valor de tiempo del dinero (es decir, indexado en el interés de la tarifa de Selic) en el año.

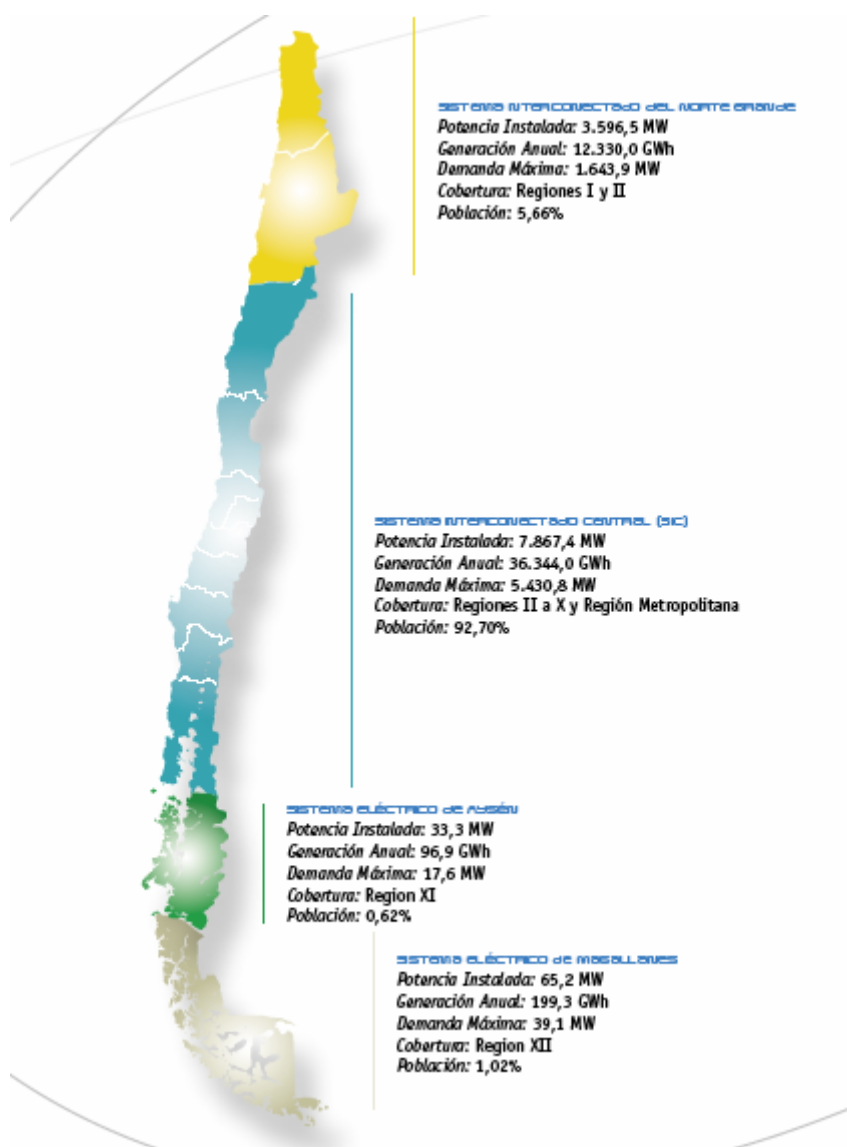
2001 “Part A” Pass-Through Tracking Account



Source: Bear, Stearns & Co. Inc.

## Sistema Eléctrico Chileno

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 30,17% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 69,01% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,28% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,54% de la capacidad instalada en el país.



Fuente: CDEC-SIC

## **SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING)**

Se extiende entre Tarapacá y Antofagasta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km<sup>2</sup>, equivalente a 24,5% del territorio continental.

Se pueden identificar las siguientes características importantes del SING:

- Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica.
- Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.
- Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras.

### ***Segmento de Generación***

Operan en el SING un total de 6 empresas de generación que junto a una empresa de transmisión conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).

### ***Segmento de Transmisión***

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación, líneas eléctricas de los propios clientes y líneas eléctricas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

### ***Segmento de Distribución***

Operan el SING tres empresas de distribución de energía: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a la ciudad de Iquique, y ELECDA S.A., que suministra la energía en la ciudad de Antofagasta, y a una parte del SIC, correspondiente a la zona de Taltal. En conjunto, estas tres empresas atienden a un total cercano a los 230.000 clientes.

## **SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)**

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país. El SIC se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

### ***Segmento Generación***

El parque generador está constituido en un 60,13% por centrales hidráulicas de embalse y pasada, y en un 39,87% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural.

### ***Segmento de Transmisión***

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación más las líneas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

### ***Segmento de Distribución***

Operan en el SIC 31 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden un total cercano a los 3.850.000 clientes.

### **SISTEMA DE AYSÉN**

El Sistema de Aysén atiende el consumo eléctrico de la XI Región. Su capacidad instalada a diciembre del 2002 alcanza los 23,41 MW, constituido en un 63,86% por centrales termoeléctricas, 27,68% hidroeléctrico y 8,46% eólico.

### **SISTEMA DE MAGALLANES**

El Sistema de Magallanes está constituido por tres subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, en la XII Región.

### **Mercado Eléctrico chileno**

En concordancia con la política económica que se aplica en el país, las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.

Lo anterior se traduce en que las empresas tienen una amplia libertad para decidir acerca de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

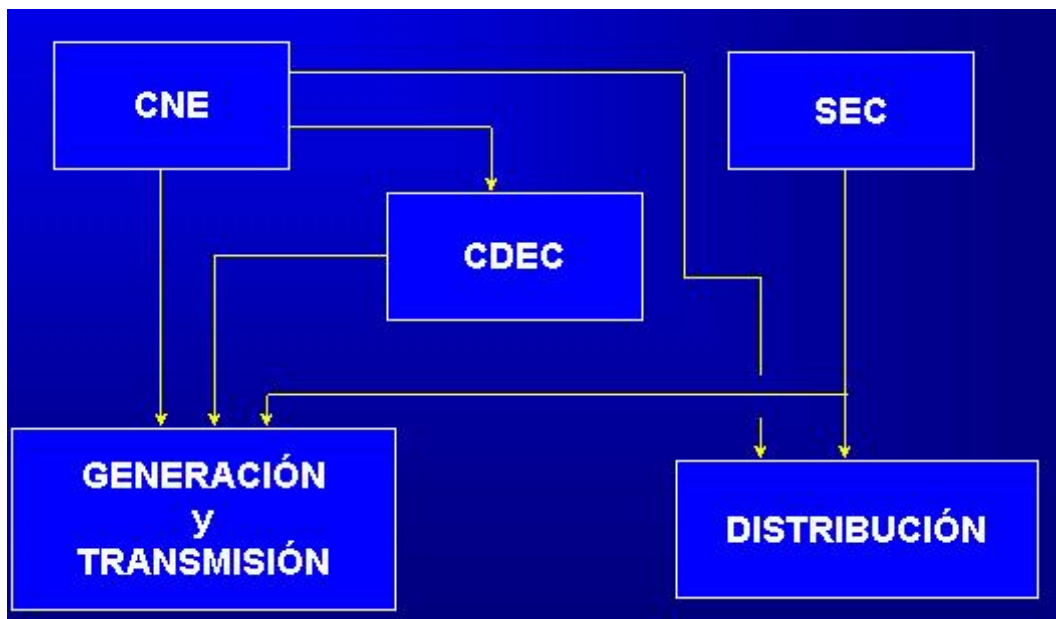
Las empresas distribuidoras tienen la obligación de dar servicio dentro de sus respectivas zonas de concesión, así como de respetar las tarifas máximas fijadas por la autoridad para la venta de electricidad a sus clientes de bajo consumo. Las empresas generadoras y transmisoras, por su parte, tienen la obligación de coordinar la operación de sus centrales y líneas de transmisión que funcionan interconectadas entre sí, con el fin de preservar la seguridad del sistema y garantizar la operación a mínimo costo. Por otro lado, los propietarios de líneas eléctricas que emplean bienes nacionales de uso público, están obligados a permitir el uso de sus instalaciones para el paso de energía eléctrica, teniendo a cambio el derecho a recibir un pago por parte de quienes hacen uso de ellas.

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile son principalmente: la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional del Medioambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades y los organismos de defensa de la competencia. La SEC, la SVS, y los organismos de defensa de la competencia cumplen además un rol fiscalizador.

## ***Ambiente regulatorio***

Sus Objetivos son:

- Promover el funcionamiento competitivo de los mercados.
- Asegurar condiciones de igualdad y no-discriminación en el sector eléctrico.
- Regulación de monopolios naturales (distribución y transmisión).
- Proteger los derechos del consumidor.
- Fijar tarifas justas y razonables.
- Establecer y adecuar métodos para el cálculo tarifario.
- Promover la inversión privada.



### ***Comisión Nacional de Energía (CNE).***

*Sus principales funciones son:*

- Estudiar y determinar los cambios en la leyes relativas al sector energía.
- Estudiar y determinar el Precio de Nudo para clientes regulados (compañías de distribución) y determinar las tarifas finales para los clientes de las compañías de distribución.
- Estudiar y proponer un plan indicativo de inversiones para el sector eléctrico.

### ***Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).***

*Sus funciones son:*

- Controlar la obediencia de las leyes, reglamentos y normas relacionadas con los servicios eléctricos.
- Controlar la seguridad y calidad de los servicios eléctricos proveídos por las compañías de distribución.

## ***Coordinación de la operación a través de asociación de generadores o CDEC***

- Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) son organismos independientes del estado, formados por representantes de todas las Compañías de Generación.

Sus funciones son:

- Coordinar la operación interconectada del sistema de generación-transmisión de electricidad.
- Garantizar la operación segura del sistema generación-transmisión.
- Garantizar la operación a mínimo costo de todas las instalaciones del sistema generación-transmisión y calcular el costo marginal del mercado spot.

## **El ambiente regulatorio de generación**

Tres compañías dominan el sector generación de electricidad: Endesa, Gener y Colbún. Endesa es principalmente productor de energía hidráulica, Gener de energía térmica y Colbún está balanceado entre ambas alternativas.

El mercado eléctrico chileno está dividido en dos grandes sistemas interconectados, el SIC (8.3 GW) y el SING (4 GW). El SIC es un sistema más orientado al retail donde consumidores regulados tales como residenciales, comerciales y pequeñas industrias representan cerca del 70% de demanda. Por otro lado, el SING es un mercado muy concentrado con grandes consumidores mineros representado el 90% de la demanda del sistema.

A continuación se ilustra una tabla que describe la participación de cada empresa en el sector.

<b>Chilean Generators</b>				
<b>Company</b>		<b>Endesa Chile (*)</b>	<b>Colbun</b>	<b>AES Gener</b>
Controlling Shareholder		Enerjis/Endesa Spain	Matte Family	AES Corp.
% Free Float (effective)		40.0%	49.4%	1.2%
Ticker	Local	Endesa	Colbun	Gener
	ADR	EOC	Not Listed	Not Listed
Avg Trading Volume (\$m/day)	Local	3.76	1.58	0.16
	ADR	2.57	Not Listed	Not Listed
SIC Capacity	Hydro	3,333	697	245
	Market Share (Hydro)	71.0%	14.6%	5.2%
	Thermo	469	1,118	1,237
	Market Share (Thermo)	13.1%	31.1%	34.4%
SING Capacity	Hydro	-	-	-
	Market Share (Hydro)	0.0%	0.0%	0.0%
	Thermo	573	-	920
	Market Share (Thermo)	16.9%	0.0%	25.6%

(\*) Includes 50% of GasAtacama

Source: CDEC-SIC; Companies data; Bear, Stearns & Co. Inc.

Fuente: Bear stearns

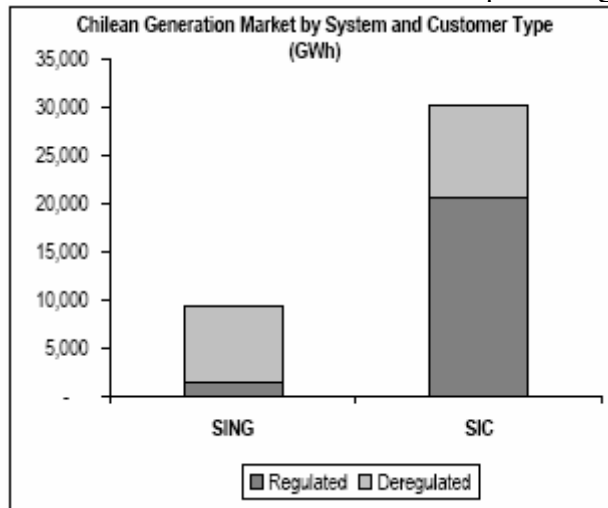
## ***El modelo regulatorio de generación***

*Descripción general, de una desregulación supervisada a una desregulación basada en subastas.*

El sector eléctrico Chileno fue el primero en América Latina y uno de los primeros en el mundo en desregularse completamente (1981) y privatizar el sector de generación (1986-88), forzando así a los generadores a competir el uno con el otro. Por esta razón el sector es altamente eficiente, transparente y sofisticado, con tarifas igual al costo marginal de producción más una tasa de retorno del mercado. La electricidad puede ser vendida vía tarifas reguladas a clientes por medio de los precios de nudo, representando aproximadamente el 65% de las ventas en el SIC, y vía contratos de libre mercado con grandes clientes industriales (sobre 2 MW, representando 35% de las ventas). Además, los generadores con exceso de generación pueden vender la electricidad en exceso a generadores con déficit de energía vía transacciones spot de mercado.

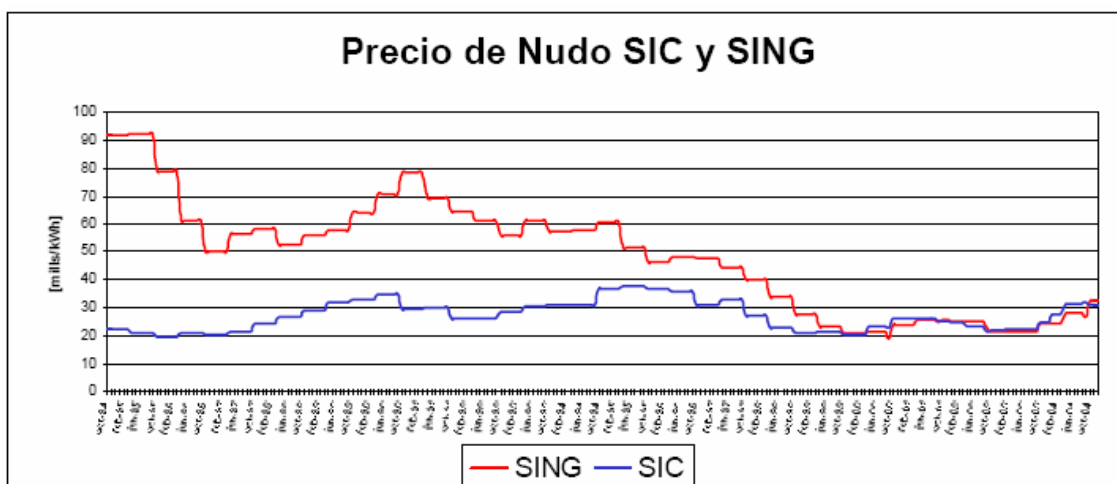
La siguiente figura muestra las ventas en el SIC y en el SING vía contratos regulados a distribuidores a tarifas de precios de nudo y a través de contratos de libre mercado a clientes sobre los 2 MW. Aunque el precio de nudo es regulado, la diferencia entre el precio de nudo y el promedio de precio desregulados era hasta recientemente no permitido a exceder el 5%, donde si fuera el caso, el precio de nudo era ajustado para cumplir con esta restricción si los cálculos del regulador caían afuera de este margen del 5%. Además los generadores intercambian energía entre ellos mismos en un semiregulado mercado spot.

A continuación se muestra un gráfico que muestra las ventas en cada sistema interconectado, diferenciando entre ventas a contratos de precio regulado y no regulado.



Fuente: Bear stearns

A continuación se muestra la evolución de los precios de nudo del SIC y del SING a lo largo del tiempo.



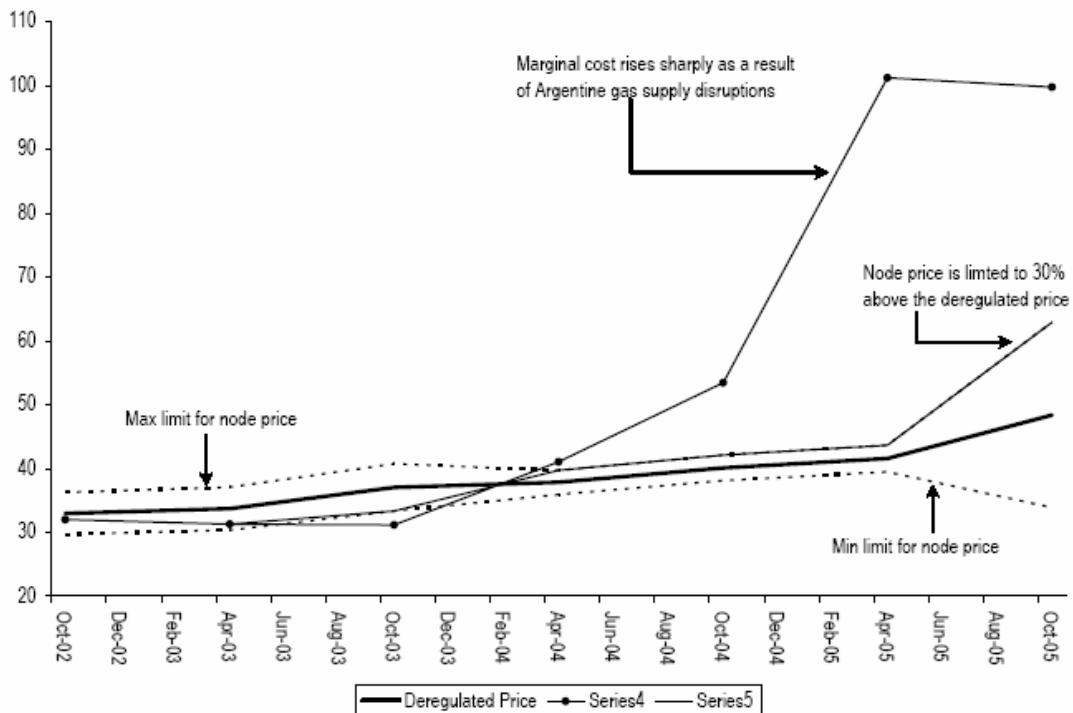
Fuente: Hugh Rudnick

En la primera mitad del 2006 el gobierno de Chile está reemplazando el modelo de precios de nudo por un modelo basado en subastas similar al brasileño. El sistema chileno había sido uno de los más atractivos en el mundo en términos de proveer un sistema transparente, predecible y racional para entregar apropiados retornos de acuerdo al riesgo tomado. Sin embargo, en los últimos 10 años el sistema ha sido testeado por la sequía de 1998 y la inesperada interrupción y cancelación de las importaciones de gas desde Argentina. El nuevo modelo está basado en la ley corta, la cual incluye las siguientes características:

**1.- Corto plazo:** Acelerar los incrementos del precio para reflejar los rápidos cambios en los costos de generación: El antiguo modelo especificaba que las tarifas de precios de nudo no podían estar arriba/abajo del promedio de los contratos no regulados entre generadores y grandes clientes en un más/menos 5% (reducido a un 10% en el 2004). Esta provisión fue incluida en 1981 como garantía a los inversionistas privados para que el regulador no alterara el proceso de cálculo de tarifas, y que el precio de nudo esté amarrado por los contratos a precios de libre mercado. Sin embargo, el lado opuesto de esta previsión fue que se restringe la habilidad del regulador a incrementar tarifas cuando los costos se elevan cuando la mayoría de los contratos no regulados expiran gradualmente. En el 2004, el regulador calculó un costo marginal promedio sobre los US\$100/Mwh, pero el margen del 5% limitó el precio de nudo a US\$43.7/Mwh. La ley corta provee una rápida solución para este problema, incrementando el margen a un máximo de 30%, cuando el costo marginal del sistema excediera la tarifa promedio no regulada por más de un 70%.

El gráfico a continuación muestra esta situación:

Chilean Node Price vs. Marginal Cost (US\$/MWh)

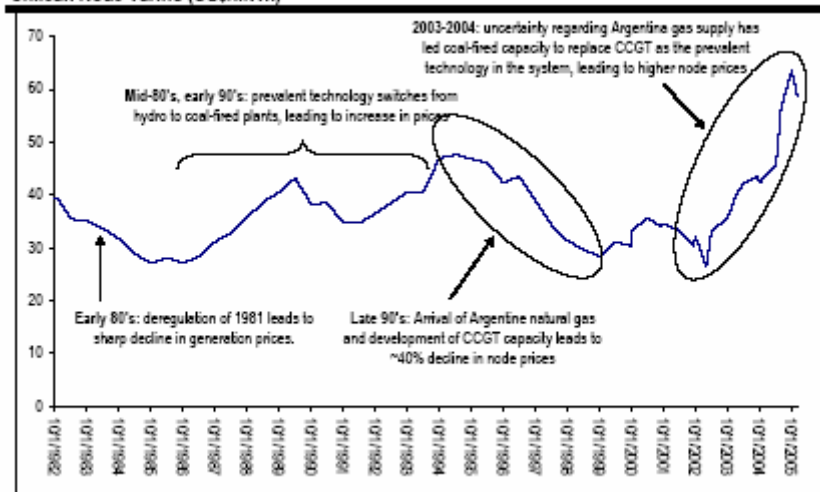


Fuente: Bear stearns

**2.- Largo plazo:** Reemplazar precios de nudo por contratos fijos a largo plazo.

Bajo el modelo previo, los contratos entre distribuidores y generadores estaban fijados a los precios de nudo, el cual es calculado semi-anualmente por el regulador (CNE). El precio de nudo es definido por el promedio de los costos marginales proyectados para los próximos cuatro años. Como resultado, el precio de nudo refleja el costo de operación de la tecnología presente que el regulador espera que sea desarrollada para alcanzar el incremento esperado de la demanda. Como se indica en el siguiente gráfico, el precio de nudo ha variado significativamente sobre los pasados 20 años como resultado de los cambios en la tecnología implementada en generación, como por ejemplo de hidroeléctrica a carbón, a gas natural, y ahora retornando al carbón y gas natural licuado.

Chilean Node Tariffs (US\$/MWh)



Source: CNE, Bear, Stearns & Co. Inc. estimates.

Fuente: Bear stearns

Como resultado, las empresas de generación han estado temerosas de construir nueva capacidad debido a los riesgos de reducción de las tarifas resultantes de desarrollos tecnológicos. La mayoría de los proyectos en generación completados a principios de los años noventa (evaluados con un precio de nudo arriba de los US\$40/Mwh) han entregado retornos significativamente menores a lo supuesto por el modelo WACC. Estos retornos reflejan principalmente la caída en cercanamente un 40% de los precios de nudos (bajo los US\$30/Mwh) después de la llegada del gas natural desde Argentina, el cual reemplazó centrales de carbón por centrales de ciclo combinado a gas natural. Por esto, las empresas de generación han estado reacias a invertir en plantas de carbón y de gas natural licuado (con costos de operación de US\$55-65/MWh) las cuales hubieran abastecido de energía en la crisis de energía causada por los cortes de gas desde Argentina. Evidentemente, estas plantas no serían competitivas si unos pocos años atrás el gobierno Argentino hubiera decidido normalizar las exportaciones de gas a Chile, permitiendo nuevas plantas de gas natural a ciclo combinado (costos de operación de US\$35/Mwh).

La ley corta permite a los generadores cerrar contratos de largo plazo con los distribuidores a precios fijos, reduciendo el riesgo a que las tarifas declinen debido a los desarrollos tecnológicos. La ley corta especifica que los distribuidores subastarán contratos de abastecimiento a largo plazo a un precio techo dado por el precio de nudo efectivo al momento de la subasta, más 20% (aunque el techo podría ser elevado si la subasta no tiene postores). Más aún, el precio sería fijado por el periodo entero de contrato indexado solo por variaciones del costo de combustible.

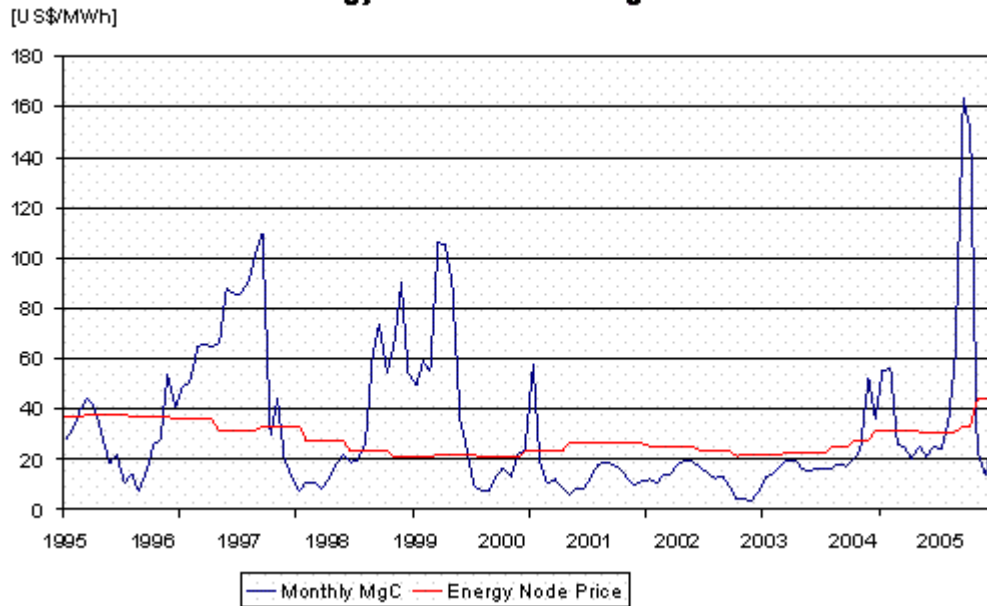
Finalmente, similar al resto de Sudamérica (excepto Venezuela), Chile tiene un operador centralizado del sistema (CDEC) que actúa también como establecedor de los precios spot de transacciones. El directorio del CDEC está formado por un representante de cada compañía generadora y transmisora. El CDEC opera al sistema y al mercado spot como sigue:

- 1) El productor de menor precio es despachado primero. El CDEC define el despacho de las centrales priorizando el generador de menor costo marginal hasta que la producción agregada alcance la demanda agregada del sistema.
- 2) Precios de mercado spot están basados en costos marginal a tiempo real. El CDEC define un precio spot cada hora igual al costo marginal del último generador despachado en el sistema.
- 3) El déficit y exceso de producción es fijado a precios spot de mercado. El CDEC indica la producción agregada de cada compañía generadora cada hora. Simultáneamente, cada compañía declara la demanda agregada de sus contratos. Si la producción agregada de una compañía excede su demanda, la empresa vende su excedente de energía a los generadores con déficit al precio spot de mercado. Como la energía abastecida satisface a la demanda todo el tiempo, el balance neto de energía entre empresas deficitarias y excedentes es cero.

A continuación se muestra un gráfico que compara los precios de nudo con el costo marginal del sistema. La alta volatilidad de lluvias y la incertidumbre de abastecimiento de gas desde Argentina en los pasados diez años han llevado a los precios de spot a ser muy volátiles y a veces alcanzar valores por los cielos.

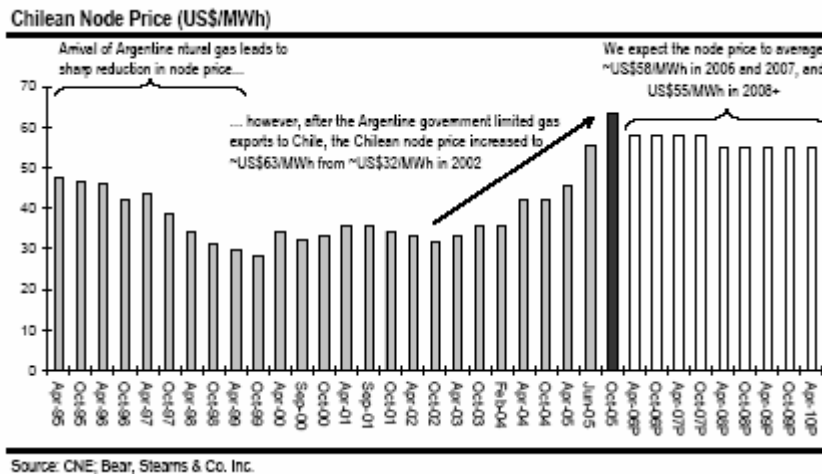
Los altos precios de spot reflejan el despacho ineficiente de la mayoría de las centrales termoeléctricas durante la sequía en los años 97 y 99 y el racionamiento de gas cuando las centrales hidroeléctricas o centrales térmicas baratas estaban limitadas.

### Energy Node Price vs Marginal Cost SIC



Fuente: Hugh Rudnick

Se espera que los precios se mantendrán estables alrededor de un US\$55/MWh en el largo plazo. Las subastas venideras de energía programadas para el 2006 darán una buena indicación de el mediano a largo plazo precio de la electricidad. Más aún, es probable que Endesa será capaz de cerrar en una larga proporción de su capacidad vender US\$58-60/MWh (ligeramente menor al US\$63/MWh precio de nudo). Además Endesa Chile tiene la proporción más grande de la electricidad disponible en comparación con sus competidores Gener y Colbún.



Source: CNE, Bear, Stearns & Co. Inc.

Fuente: Hugh Rudnick

## **Ambiente Regulador de la Distribución Chilena**

### ***Compañías chilenas de distribución primarias***

Con las liquidaciones de capital en Chilectra y Río Maipo en diciembre de 2000, Enersis es el único distribuidor público chileno negociado con una liquidez significativa (el promedio del volumen que negocia diariamente es de US\$ 8.3 millones en el intercambio local y de US\$ 5.5 millones en el NYSE). Por otra parte, cerca del 56.7% del valor grueso de activos de Enersis está en la generación. De los 43.3% restantes, la distribución chilena representa 24.9%, las brasileñas representan el 8.1%, Peruano 2.0% y a Colombiano 6.2% (los negocios no-bases representan 2.2% de Enersis NAV).

### ***Modelo regulador de la distribución chilena***

Con la llegada de la ley de electricidad en 1981, el sector eléctrico chileno fue el primero de América latina en adoptar la práctica de distribuidores de regulación con ROAs basados en un estándar de “compañía modelo”. Bajo el concepto de la “compañía modelo”, los reguladores repasan periódicamente cada tarifa de VAD de las distribuidoras, comparando a cada compañía con una “compañía modelo” de características demográficas similares para determinar qué objetivos de eficiencia de funcionamiento razonable deberían tener por los próximos cuatro años. De acuerdo con estas asunciones de eficacia, una nueva tarifa de VAD se fija, apuntando un 10% (+/- 4% de rango) ROA. Este objetivo es levemente más bajo que el 12% (+/- 4% de rango) de Perú, reflejando que Chile tiene un riesgo levemente más bajo. La revisión pasada de la tarifa condujo en noviembre de 2004 a una disminución de la tarifa de VAD de 4.4% para Chilectra.

La siguiente revisión de la tarifa ocurrirá en noviembre de 2008. Esperamos una disminución relativamente moderada VAD del 3%, pues las compañías chilenas se están acercando ya a los máximos niveles de la eficiencia posibles con la tecnología actual. Por otra parte, creemos que los futuros ajustes de la tarifa serán debidos principalmente al crecimiento de la demanda (en ~5.0%) más que el aumento de eficiencia para pasarlos directamente al cliente final, ya que los niveles de eficiencia de Chilectra (5.2% pérdidas de energía, 1.785 clientes/empleado) serán difíciles de mejorar.

Dentro de cada período de revisión de tarifa, las tarifas VAD son revisadas mensualmente para reflejar cambios en costos no controlables y para mantener el mismo nivel de margen de VAD (excepto los aumentos de eficiencia, que aumentarían el margen) en términos constantes de la actualidad. La fórmula paramétrica de la tarifa mostrada abajo es compleja y refleja cambios del costo en todas las entradas primarias del costo: sueldos, moneda extranjera, precios de cobre, e inflación local. La fórmula pondera cada una de estas variables según la proporción aproximada de costos que cada uno representa. Las “constantes” de ponderación también varían dependiendo de dos tipos de clasificaciones del distribuidor: 1.) si las líneas son de media o baja tensión; y 2.) el grado de dificultad en servir la concesión basado principalmente en la densidad demográfica. Además, el área de alta densidad (llamada “1”) se divide en 1A y 1S, dependiendo del tipo de cableado usado (aéreo o subterráneo, respectivamente). Usando el ejemplo de los cables de media tensión en un área de alta densidad de población (como Santiago), la fórmula es como sigue:

## Fórmula de Revisión de Tarifa de Valor Agregado para las Distribuidoras (VAD) Chilena

$$MTC = IA1 * D * I + IA2 * CPI + IA3 * CU + (IA4 + OA1) * WPI + (IA5 + OA2) * S$$

Que se traduce en:

Cambio de de la tarifa de VAD de media tensión = (%Cambio en los aranceles de importación \* % Cambio en la tarifa de F/X \* Constante A1) + (Inflación al por mayor \* Constante A2) + (Cambio en el Precio del Cobre\* Constante A3) + [(Constante A4 + Constante OA1)\* Inflación al por mayor]+[(IA5+OA2)\* Cambio del salario]

Las “constantes” de ponderación para el área 1 de alta densidad son:

	Area 1A	Area 1S
IA1	137.43	63.09
IA2	119.39	849.40
IA3	75.87	263.13
IA4	383.34	1,008.77
IA5	147.07	332.91
OA1	195.26	145.69
OA2	560.74	308.06

Las ponderaciones para las líneas aéreas y subterráneas son:

	Area 1A	Area 1S
IB1	300.30	297.91
IB2	211.60	1,549.03
IB3	320.81	689.10
IB4	1,341.28	2,172.25
IB5	467.49	695.65
OB1	618.64	374.04
OB2	1,662.99	844.00

Source: Bear, Stearns & Co. Inc.

La fórmula para ajustar las tarifas chilenas se diseña para proteger el margen de funcionamiento de compañías contra cualquier tipo de aumento en los costos de operación. Esto incluye los aumentos que resultarían de una devaluación de la moneda local. Sin embargo, el modelo no protege el margen neto de una compañía contra pérdidas de moneda extranjera si la compañía tiene una deuda exterior significativa.

Como se indica en la fórmula descrita previamente, las distribuidoras también tienen protección de la devaluación vía los ajustes en sus fórmulas paramétricas, ambos como ajustes directos y a través de ajustes indexados dólar-tasados tales como el cobre. Sin embargo, los ponderadores para los ajustes de la distribuidora son mucho menos significativos que los de generadores chilenos, como sus costos basados en dólar son también mucho más pequeños. Para cada uno de los dos tipos de línea de la distribución

(de media o baja tensión), los movimientos de la moneda extranjera reciben la siguiente ponderación:

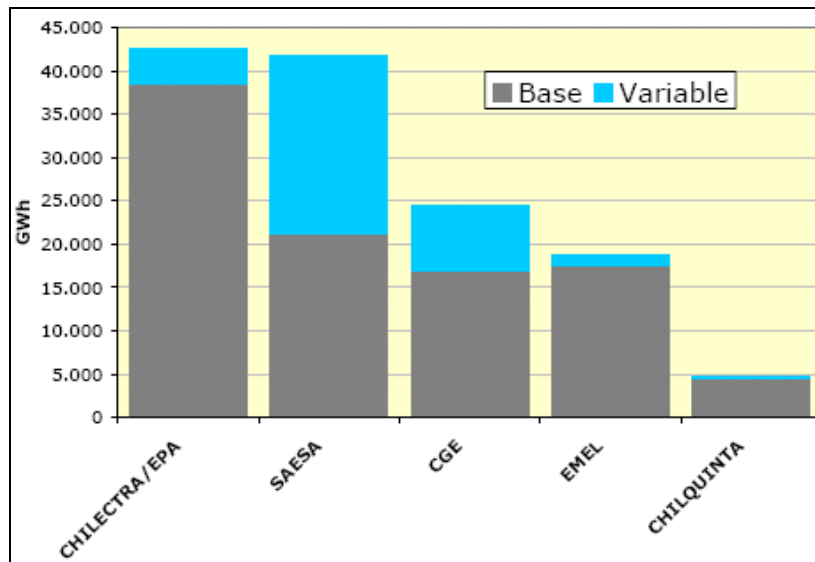
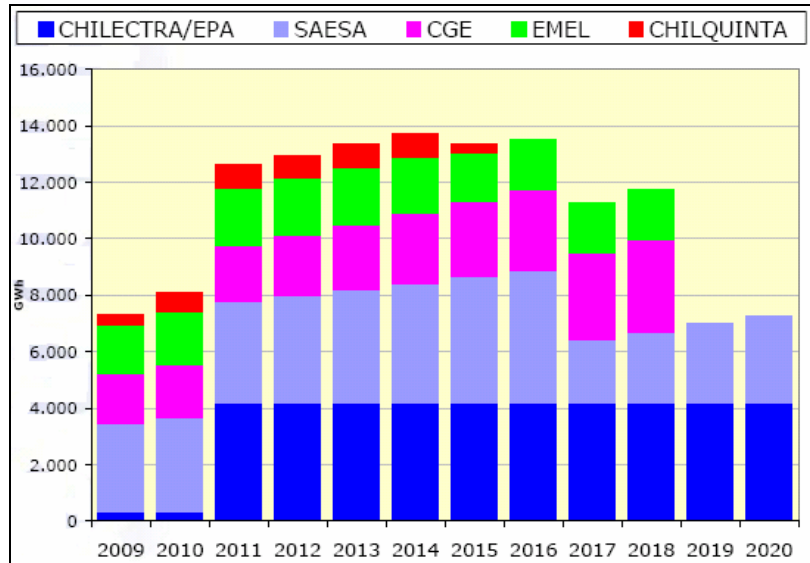
- **Media-Tensión VAD:** la devaluación recibe una ponderación del 13.2%.
- **Baja-Tensión VAD:** la devaluación recibe una ponderación del 12.6%.
- **Cargas fijas** la devaluación recibe una ponderación del 6.2%.

Por otra parte, la tasa de cambio usada es el promedio de los 12 meses terminando tres meses antes que las tarifas sean decretadas. Así, la protección ofrecida contra una devaluación se disminuye en que está extendida sobre 12 meses. Por el contrario, cuando los generadores reciben un aumento de la tarifa de un ajuste de la devaluación (o cualquier otro aumento de costo), es “pasado” inmediatamente y reflejado en una tarifa más alta del consumidor final, sin afectar el margen o el beneficio del funcionamiento del distribuidor. Esto conduce a un aumento en tarifa y renta del distribuidor, pero no afecta la tarifa de VAD de la compañía o las ganancias por MWh vendido.

## Licitaciones en Chile

Actualmente en Chile hay 5 procesos abiertos de licitación:

- Empresas Chilquinta, Luz Parral y Luz Linares
- Empresas Saesa, Frontel, LuzOsorno, Coelcha, Copelec, Coopelan, Codiner, CEC, Cooprel, Crell, Elecoop y Socoepa
- Empresas EMEL
- Compañía General de Electricidad Distribución (CGE Distribución)
- Empresas Chilectra S.A., Eléctrica de Puente Alto, Eléctrica de Colina Ltda., Luz Andes Ltda. y Eléctrica Municipal de Til Til



En estas licitaciones se busca adjudicar los suministros de Energía Eléctrica a partir de 2009 y por una duración distinta para cada caso. Las bases de las licitaciones son individuales para cada proceso y creadas por los propios distribuidores, sin embargo cuentan con puntos en común, entre los que destacan:

- Las licitaciones son públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes
- Se licitan Bloques de Energía Base y Bloques de Crecimiento, los cuales reflejan la cantidad fija de energía que se consumirá y una cantidad que se debe al aumento de la demanda.
- Se contrata Energía y Potencia para Horas de Punta y Horas Fuera de Punta (el precio de la potencia es fijo en el tiempo)
- Los propietarios de medios de generación del tipo Renovables No Convencionales (ERNC) tienen derecho a postular para suministrar un porcentaje de la energía requerida por las Licitantes para sus clientes regulados (por lo general hasta un 5% de la energía requerida por los Licitantes, con precios especiales).
- Contratos por plazo no superiores a 15 años
- El precio de la energía presentado por el oferente no puede ser superior al precio de nudo vigente (precio de reserva).

### Tabla comparativa Brasil vs Chile

Brasil	Chile
<p>Subastas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se subastan en procesos separados energía existente y energía nueva.</li> <li>- La fijación del precio de la energía es libre.</li> </ul>	<p>Subastas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se subasta energía sin hacer diferencias entre energía existente y energía nueva.</li> <li>- La fijación del precio de la energía se rige por el precio de nudo.</li> </ul>
<p>Generación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Desregulación vía subastas de energía existente y energía nueva</li> <li>- Una subasta de libre mercado con contratos a largo plazo para comprar y vender asegura la inversión futura.</li> <li>- Incierta estrategia y supuesta interferencia del gobierno en la estrategia de precios de las compañías controladas por el estado (especialmente Eletrobras)</li> </ul>	<p>Generación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Desregulación supervisada</li> <li>- Libre mercado reina, pero con una cuasi-regulación del gobierno que compensa los pequeños mercados</li> <li>- El fenómeno del Niño y el racionamiento fue una lección aprendida. Carencia de competidores en Chile.</li> </ul>
<p>Distribución</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Revisión de la tarifa: se realiza una vez cada 4 años ('03, '07,...). El "equilibrio económico" es reajustado al ROA (Retorno de Activos) que varía con los riesgos del país, de acuerdo al CAP-M.</li> <li>- Ajuste Tarifario: Lo componen los costos controlables, costos no controlables indexados al IGP-M.</li> </ul>	<p>Distribución</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Revisión de la tarifa: se realiza una vez cada 4 años ('00, '04,...). El ROA al que se apunta es 10%.</li> <li>- Fórmula paramétrica altamente sofisticado que aproxima casi exactamente la estructura del costo.</li> </ul>

## **Conclusión**

Como se puede observar, los cambios regulatorios en ambos mercados responden a una necesidad de reestructurar el sector debido a falta de incentivos a los inversionistas, estas reestructuraciones se han debido realizar por las pruebas que han pasado los sistemas, hasta el momento pruebas desagradables que dejan en evidencia las fallas no detectadas hasta ese momento de los modelos hasta ese entonces. En Brasil por ejemplo, el sector tuvo que reestructurarse debido a una gran sequía el año 2002 y Chile debido a la sequía del año 99 y los inesperados cortes de gas desde Argentina. Principalmente la señal que hace que los inversionistas inviertan capital en el sector es el precio que le deben pagar por cada MW entregado. Este precio debe reflejar fielmente la situación actual del sistema y no tener precios bajos ni altos respecto a lo que realmente está costando la generación. Las principales soluciones a que se ha llegado es establecer contratos por medio de subastas, dejando que el libre mercado actúe entre generadores y distribuidores estableciendo contratos que fijen el acuerdo de ambas partes satisfaciéndose ambas. Como se pudo desprender del informe esta situación no es tan sencilla como parece, ya que en cada país existen distintas situaciones que hacen que la tarea no sea simple, por ejemplo, en el caso de Brasil el sobre abastecimiento y el dominio de empresas en poder del estado impide que se de una limpia libre competencia. En el caso de Chile este proceso recién está comenzando, ya que los llamados a licitación hasta la fecha todavía están abiertos, estos resultados no se saben pero es probable que Endesa quede con gran capacidad contratada debido a la actual distribución de contratos en el sector, ya que sus otros dos grandes competidores están sobre contratados.

En conclusión se puede desprender que Chile está imitando a Brasil en la solución que ellos llegaron, pero hay que destacar que los resultados no serán los mismos debido a los distintos escenarios que se enfrentan. Lo que sí está claro es que esta solución es una salida a los problemas presentados, aún no se sabe si esto solucione todos los problemas futuros de incentivos, pero hasta el momento responde teóricamente bien a todas las contingencias que ha presentado el sistema y esta solución se ve como una muy buena alternativa para solucionar los problemas de inversión en el sector, por lo tanto creemos que imitar esta solución traerá buenos resultados al sector.

## Fuentes de información

1. Latin American Utilities 3ra edición 2006. Bearn Stearns
2. “As Associações Setoriais e um passeio pela História da Energia Elétrica no Brasil” **Autor:** Luiz Fernando Leone Vianna, Presidente do Conselho de Administração da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – Apine. <http://www.apine.com.br>
3. Página web de la ANEEL. <http://www.aneel.gov.br/>
4. información de Brasil en Wikipedia. <http://es.wikipedia.org/wiki/Brasil>
5. Página web de la CNE. [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
6. Página web del cdec-sing. [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl)
7. Página web del cdec-sic. [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)
8. Página web CEI (centro de alumnos U de Chile).  
<http://www.cei.cl/~haraneda/index.html>
9. Página web de la ONS <http://www.ons.org.br>
10. Resolución exenta N°126,127,128,174,198
11. Licitaciones de energía eléctrica, autor: Rodrigo Moreno