

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TRANSACCIONES COMERCIALES ENTRE GENERADORES Y
DISTRIBUIDORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO:
PROPUESTAS DE MEJORA PARA LA SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:
GERSON ALFREDO SILVA JARA

PROMOCIÓN

1996 - II

LIMA – PERÚ

2005

**TRANSACCIONES COMERCIALES ENTRE GENERADORES Y
DISTRIBUIDORES EN EL MERCADO ELECTRICO PERUANO:
PROPUESTAS DE MEJORA PARA LA SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS**

A todas aquellas personas
que contribuyeron al logro
de este objetivo.

SUMARIO

El presente trabajo tiene por objetivo analizar la problemática surgida en las transacciones comerciales entre generadores y distribuidores, debido a que las empresas generadoras se niegan venderles energía a las empresas distribuidoras, situación extraordinaria que no estaba prevista en el marco regulatorio de la Ley de Concesiones Eléctricas.

El informe desarrolla los fundamentos teóricos sobre la organización de los mercados eléctricos, describe el mercado eléctrico peruano, las transacciones comerciales de energía y la situación actual del sector, revisa la experiencia internacional, presenta un análisis del problema surgido en las transacciones comerciales entre las empresas generadoras y distribuidoras y contribuye con propuestas para alcanzar mejoras en el desarrollo del mercado eléctrico, generando las señales de mercado que incentiven la suscripción de los contratos de suministros entre las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
PRELIMINARES	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Objetivo	6
1.3 Alcances	6
CAPITULO II	
FUNDAMENTOS TEORICOS	8
2.1 El nuevo paradigma regulatorio	9
2.2 Organización de los Mercados Eléctricos	13
2.2.1 Modelo Pool	13
2.2.2 Modelo Bolsa de Energía - Operador Independiente del Sistema	16
2.3 Objetivos de un Centro de Despacho en el marco de un mercado eléctrico competitivo	22

2.4	Competencia y Poder de Mercado	25
2.5	Contratos de suministro de energía	30
CAPITULO III		
MERCADO ELÉCTRICO PERUANO		32
3.1	Introducción	32
3.2	Marco Regulatorio	32
3.3	Descripción de Mercado	34
	3.3.1 Mercado Inter Generadores	35
	3.3.2 Mercado de venta a cliente distribuidor	38
	3.3.3 Mercado de venta a cliente final libre	39
3.4	Contratos	40
3.5	Concentración de mercados	42
3.6	Situación Actual	43
	3.6.1 Facturación, venta de energía eléctrica y número de clientes	45
	3.6.2 Tarifas en barra y costos marginales	48
	3.6.3 Transferencias de energía activa	48
3.7	Problemas del sector	50
	3.7.1 Distribuidores sin contratos de suministro eléctrico	54
CAPITULO IV		
EXPERIENCIA INTERNACIONAL		60
4.1	Introducción	60

4.2	Mercado eléctrico Chileno	60
4.2.1	Marco regulatorio	61
4.2.2	Descripción de mercados	62
4.2.3	Situación actual	63
4.3	Mercado eléctrico Argentino	67
4.3.1	Marco regulatorio	68
4.3.2	Descripción de mercados	69
4.3.3	Situación actual	73
4.4	Mercado eléctrico Colombiano	75
4.4.1	Marco regulatorio	76
4.4.2	Descripción de mercados	77
4.4.3	Situación actual	82

CAPITULO V

ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA ENTRE LAS EMPRESAS

GENERADORAS Y DISTRIBUIDORAS EN LAS TRANSACCIONES

	COMERCIALES	84
5.1	Introducción	84
5.2	¿Qué opinan las empresas generadoras?	85
5.3	¿Qué opina el organismo regulador?	86
5.4	¿Hay suficiente competencia en el segmento generación?	93
5.5	¿Hay concentración de pocos actores horizontal / vertical?	93
5.6	¿Hay suficiente transparencia con el flujo de información para los nuevos entrantes al segmento de generación?	96

5.7	¿La política comercial de los generadores del estado ha sido coherente con el requisito de no contratar más allá de su energía firme?97	
5.8	¿La estructura privada y estatal de la generación es una limitante a la competencia?	99
5.9	¿Por qué en esa misma época se suscribieron contratos con el mercado libre, inclusive a menores precios que el regulado?	99
5.10	¿Es problema de precio o riesgo regulatorio?	102
5.11	Insuficiencia de los Ingresos por Potencia	105
5.12	Manejo del problema por parte del Gobierno	106

CAPITULO VI

	PROPUESTAS DE CAMBIO A LA NORMATIVIDAD VIGENTE	114
6.1	Propuesta No 1- Cambios menores al marco regulatorio vigente	114
6.2	Propuesta No 2 - Licitación de la demanda sin contratos	117
6.3	Propuesta No 3 - Expansión del COES para incluir compradores Así como vendedores	119
6.4	Propuesta No 4 .Implementación de la Bolsa de Energía con operador del Sistema Independiente	125

PROLOGO

El sector eléctrico peruano fue reestructurado en 1992 con la vigencia de un nuevo marco regulatorio establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas. Esta ley tuvo por objetivo proporcionar un marco legal adecuado para un mercado de generación en competencia. Sin embargo, en lo que se refiere a los contratos de suministro de generador a distribuidor para el mercado regulado, ha evidenciado que estos resultan ser inviables bajo el actual esquema de establecerse a precios regulados. Durante el año 2004, se ha presentado una situación extraordinaria que no estaba prevista en el marco regulatorio, producto de la no renovación o no suscripción de los contratos de suministro de energía con las empresas distribuidoras por parte de las empresas generadoras. A raíz de este hecho surgen las interrogantes de cuáles son las causas que han ocasionado que las empresas generadoras no hayan suscrito contratos de suministro con las empresas distribuidoras y cuáles serían las posibles soluciones, siendo el objetivo de este trabajo responder estas preguntas, y contribuir de esta forma con propuestas que

incentiven la suscripción de los contratos de suministros en las transacciones comerciales entre generadores y distribuidores.

El desarrollo de este trabajo está organizado en seis capítulos temáticos. En el capítulo uno se describen los antecedentes y se definen los objetivos que persigue el trabajo, se establecen el planteamiento del problema y los lineamientos a los que se ciñe.

El capítulo dos, desarrolla los fundamentos teóricos, que servirá para los análisis de los capítulos posteriores.

El capítulo tres, se refiere a la situación actual y los problemas del sector. La experiencia internacional en el desarrollo de los mercados eléctricos, es el tema abordado en el capítulo cuatro.

El capítulo cinco, presenta un análisis de la problemática surgida en las transacciones comerciales entre generadores y distribuidores.

En el sexto capítulo, se presentan las propuestas para alcanzar mejoras en el desarrollo del mercado eléctrico, generando las señales de mercado que incentiven la suscripción de los contratos de suministros con las empresas distribuidoras.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO I

PRELIMINARES

1.1 Antecedentes

Desde la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), D.L. 25844, en noviembre de 1992 y su respectivo reglamento D.S. N° 009-93-EM, se redefinió el rol del Estado en el sector eléctrico, el cual paso de operador e inversionista a realizar actividades normativas, concedentes, reguladoras y de fiscalización; transformándose la estructura del sector eléctrico mediante la separación de los procesos de generación, transmisión y distribución de la electricidad.

Desde entonces, hay diversos tipos de transacciones en el mercado eléctrico. Aquellos que se producen en el mercado regulado, con precios fijados por el organismo regulador; dicho mercado esta destinado a clientes del Servicio Público de Electricidad y que tienen consumos menores a 1000 kW; el mercado libre es establecido para las transacciones de Generadores o Distribuidores con clientes que tienen consumos superiores a 1000 kW,

siendo el precio a transar libre sin intervención del Estado; y transacciones en el mercado Inter Generadores, conformado por las negociaciones entre empresas generadoras de electricidad integrantes de el sistema interconectado, cuyo despacho de carga es efectuado por un Comité de Operación Económica del Sistema (COES). En este mercado las transacciones se realizan al costo marginal correspondiente a la operación real del sistema en el periodo de la transacción. Asimismo, dentro de estos mercados se tienen diversos tipos de contratos en el sector eléctrico y su utilización, denominación o aplicación depende de los agentes que los suscriban; entre estos se tienen los contratos de suministro de energía de generador a distribuidor, los contratos de suministro de energía de generador a cliente libre y los contratos de compra y venta de energía entre generadores.

Luego de más de 10 años de vigencia de la LCE, el modelo regulatorio en lo que se refiere a los contratos de suministro de generador a distribuidor para el mercado regulado han evidenciado que estos resultan ser inviables bajo el actual esquema de establecerse a precios regulados. Desde el 01 de enero del 2004, se ha presentado una situación extraordinaria que no estaba prevista en la legislación del marco regulatorio vigente. Algunas empresas distribuidoras de electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) han estado retirando potencia y energía para atender la demanda de sus clientes finales sin contar con contratos de suministro de electricidad suscritos con las empresas generadoras, no obstante, de acuerdo a lo

previsto en el literal b) del Art. N° 34 de la LCE, las empresas distribuidoras están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras con 24 meses de anticipación al vencimiento de sus contratos como mínimo, bajo sanción de caducidad de su concesión.

La existencia de empresas distribuidoras de electricidad sin contratos de suministro, está creando dificultades a las empresas generadoras integrantes del COES debido a que la energía retirada por estas no están siendo asignadas a ningún generador al no haberse establecido en la normatividad vigente los mecanismos a seguir en estos casos.

Las preguntas que se plantean en este informe son: ¿Cuáles son las causas que han ocasionado que las empresas generadoras no hayan suscrito contratos de suministro con las empresas distribuidoras? ¿Por qué se han cancelado o roto los contratos? ¿Cómo se explica que sin embargo se hayan suscrito contratos en el mercado libre a precios menores que el precio en barra? ¿Qué falencias en la normatividad vigente del marco regulatorio han desencadenado esta problemática en las transacciones comerciales entre generadores y distribuidores? ¿Cuáles serían las posibles soluciones?

El informe ha sido elaborado a través de la revisión de los fundamentos de la organización de los mercados eléctricos, del estudio de las memorias anuales de los centros de despacho, organismos reguladores, publicaciones especializadas en el tema, paginas web relacionados con el sector y

declaraciones dadas por los ejecutivos del sector en la prensa nacional. Con base en esta información se han encontrado posibles respuestas a las interrogantes planteadas.

1.2 Objetivo

El objetivo de este informe es analizar, evaluar y contribuir con propuestas de mejora para la solución de la problemática de la contratación entre generadores y distribuidores.

1.3 Alcances

Los alcances del informe son:

Desarrollar los fundamentos teóricos sobre la organización de los mercados eléctricos.

Describir el mercado eléctrico peruano, la forma de como se desarrollan las transacciones comerciales de energía, las bases para la definición de una política comercial y la situación actual del sector eléctrico nacional.

Revisar la experiencia internacional de Chile, Argentina y Colombia, identificando las mejoras que podrían ser consideradas para la reestructuración del mercado eléctrico peruano.

Presentar un análisis del problema surgido en las transacciones comerciales entre las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad, respecto de los contratos de suministro.

Elaboración de propuestas para alcanzar el desarrollo eficiente del mercado eléctrico, dando las señales de mercado que incentiven la suscripción de los contratos de suministro de energía de generador a distribuidor.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Introducción

El cambio regulatorio en el sector eléctrico, ha sido posible gracias al concurso de diversos factores. Por un lado, el desarrollo de la capacidad de interconexión de los sistemas eléctricos, que ha conducido a un aumento efectivo del tamaño de los potenciales mercados relevantes, eliminando o reduciendo los posibles efectos de economía de escala de las unidades de producción. Por otro lado, la aparición de nuevas tecnologías de generación económicamente muy competitivas, en una multiplicidad de tamaños y con tiempos de instalación muy reducidos, que están proporcionando, al menos inicialmente, un amplio caudal potencial de entrantes a los mercados de nueva creación. En algunos países ha sido determinante la insatisfacción con el enfoque tradicional, a causa de sus deficiencias más habituales: excesivo intervencionismo gubernamental, confusión de los roles del estado como propietario y como regulador, ineficiencia en la gestión económica y técnica por ausencia de competencia o falta de capacidad inversora. Finalmente, los avances tecnológicos en medida, comunicaciones y

procesado de la información facilitan enormemente el planteamiento de competencia en la comercialización del suministro eléctrico a los consumidores finales [15].

El objetivo de este capítulo es desarrollar los fundamentos teóricos, que servirá para los análisis de los capítulos posteriores.

2.1 El nuevo paradigma regulatorio

Tradicionalmente, la generación, el transporte, la distribución y el suministro de energía eléctrica los realizaba una única empresa, que además tenía concedido el monopolio en su zona de operación.

Con la llegada de la liberalización del mercado eléctrico, supone romper este paradigma. Las normas que son necesarias para establecer el mercado dividen verticalmente a las empresas eléctricas, de forma que las diferentes actividades puedan ser reguladas por separado. Como consecuencia de esta desintegración, las empresas deben enfocar parte de su negocio de una forma diferente. Así, la cadena de valor tradicional, que implicaba en primer lugar generar la energía, para luego transportarla y distribuirla, y que en último término fuese consumida por el cliente final (ver figura 2.1) se rompe. En el nuevo entorno competitivo, la cadena de transacciones económicas que van desde las empresas que producen la energía hasta los consumidores que se benefician de ella no es la misma. El transporte y la distribución ya no forman parte de esta cadena, sino que son simplemente actividades reguladas realizadas de forma complementaria al mercado [16].

La actividad de generación es una actividad no regulada, que se realiza en condiciones de competencia y con libre acceso a las redes. La desregulación de la generación ha sido posible porque las economías de escala no son tan grandes como solían ser. Actualmente, la tecnología más barata parece ser las centrales de gas de ciclo combinado, que tiene eficiencias máximas con tamaños del orden de los 200 MW. Esto permite, en principio, una mayor fragmentación de la industria y por tanto mayor competencia en el sector de generación. Las empresas que generan energía deben volcarse en un nuevo tipo de actividad que consiste en vender y gestionar su energía en el mercado mayorista¹ (que podemos denominar trading). Al mismo tiempo, surge otra nueva actividad que consiste en vender la energía al mercado minorista² y servir como intermediario entre el mercado mayorista y los consumidores individuales. Esta segunda actividad es la comercialización. Así, la nueva cadena de valor adaptada al entorno de mercado (ver figura 2.1) supone la producción de energía, para luego venderla en el mercado mayorista, para luego vendérsela a los clientes finales del mercado minorista, que terminan consumiéndola. En este caso, las actividades de transporte y distribución son simplemente elementos regulados que no participan directamente en el mercado y que pueden considerarse, de alguna forma, auxiliares [16].

¹ A nivel mayorista los generadores, los consumidores autorizados (típicamente los mayores) y las entidades comercializadoras de cualquier tipo pueden realizar libremente transacciones entre sí, ya sea a través de un mercado spot o por medio de contratos [12].

² A nivel minorista, los consumidores sin capacidad de elección de suministrador tienen que adquirir su energía a tarifa regulada a la empresa comercializadora asignada y los consumidores con capacidad de elección pueden acudir a cualquier empresa comercializadora para contratar su suministro de electricidad a un precio libremente negociado entre ambos [12].

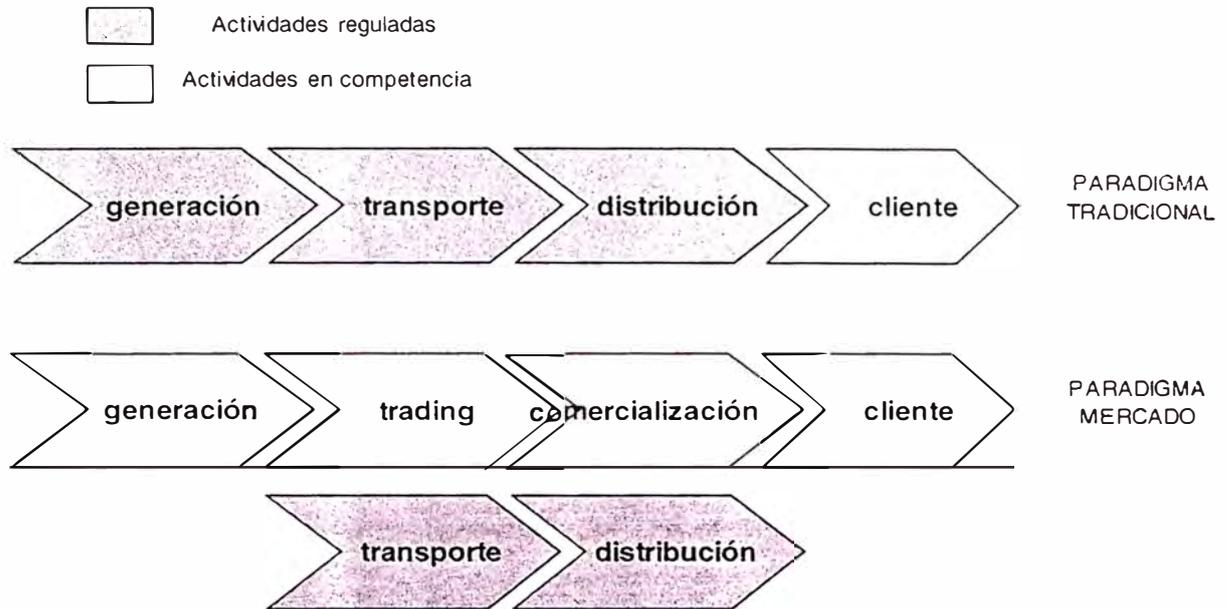


Figura 2.1 Las cadenas de valor tradicional y de mercado [16].

Es este cambio de paradigma, que modifica la idea de la electricidad como un producto integral para convertirlo en un bien que se compra y se vende en el mercado y cuyo transporte y distribución son considerados elementos separados, el que da lugar a la comercialización como una actividad relevante del mercado. La comercialización es el eslabón que une las transacciones realizadas en el mercado mayorista con los clientes finales y constituye el mercado en el que estos últimos pueden actuar de forma más natural. La clave es la separación de actividades del comercializador (vende energía) y el distribuidor (la transporta) [16].

La regla básica sobre separación de actividades en la nueva regulación es que un mismo sujeto no debe realizar simultáneamente actividades reguladas (por ejemplo transmisión) y actividades abiertas a la competencia

(por ejemplo generación). Es obvio que el potencial apoyo que la actividad regulada puede proporcionar a la competitiva constituye una ventaja para ésta que es regulatoriamente inadmisibles. De igual forma, tampoco es aceptable que el riesgo de la actividad competitiva se transfiera a la regulada, pues recae en última instancia sobre consumidores sin capacidad de elección [15].

Sin embargo, las empresas distribuidoras realizan la actividad de comercializador para abastecer a los consumidores sin capacidad de elección de suministrador (clientes regulados), situados en su área de concesión [18] [30].

El comercializador es un agente económico cuyo principal objetivo es comprar un bien determinado en el mercado mayorista y venderlo a consumidores finales. Es decir, su principal objetivo es el de encontrar nuevas oportunidades de mercado, reestructurando para ello la o las industrias en las cuales este participando. Los contratos celebrados por los comercializadores pueden ser en el mercado spot o en el mercado de contratos [23].

La ventaja de los comercializadores es que sacan provecho de las ineficiencias del sistema en que ellos operan; sus objetivos son comprar barato, vender caro, y sacar provecho del margen existente entre los precios de compra y de venta. En especial, el comercializador que no está atado a ningún activo físico en particular, es libre de escoger y cambiar a su antojo el mejor arreglo que le reporte mayor utilidad entre las distintas empresas que producen el bien que le interesa [23].

2.2 Organización de los Mercados Eléctricos

Los modelos para organizar los mercados eléctricos están basados en uno con despacho centralizado, llamado comúnmente "Pool", donde la participación en el Pool es obligatorio y el despacho de unidades es independiente de los compromisos comerciales de las empresas y en otro con despacho descentralizado denominado "ISO-PX" donde los contratos entre particulares definen el despacho, con la posibilidad de acudir a un mercado spot voluntario, existiendo un operador del sistema con responsabilidad sobre la operación física del sistema eléctrico (ISO). A continuación se describen estos dos tipos de mercados.

2.2.1 Modelo Pool

Son una herencia de los antiguos sistemas de empresas integradas en forma vertical, en que la interconexión dio paso a sistemas más grandes, surgiendo la necesidad de coordinar la operación del sistema. Por ello la participación de los agentes es obligatoria, y están sujetos a una fuerte intervención en lo que respecta a la programación y despacho de unidades. El sistema se opera en forma centralizada, en el cual las unidades de generación se operan en forma conjunta (como si el sistema tuviese un único dueño), en base a sus costos de operación u ofertas de precios. La operación sigue condiciones de optimalidad, reflejadas en operación a mínimo costo. El despacho de las unidades es realizado por un organismo central, el que se encarga además de la operación en tiempo real del sistema [22].

En la figura 2.2 se aprecia un diagrama del modelo Pool.

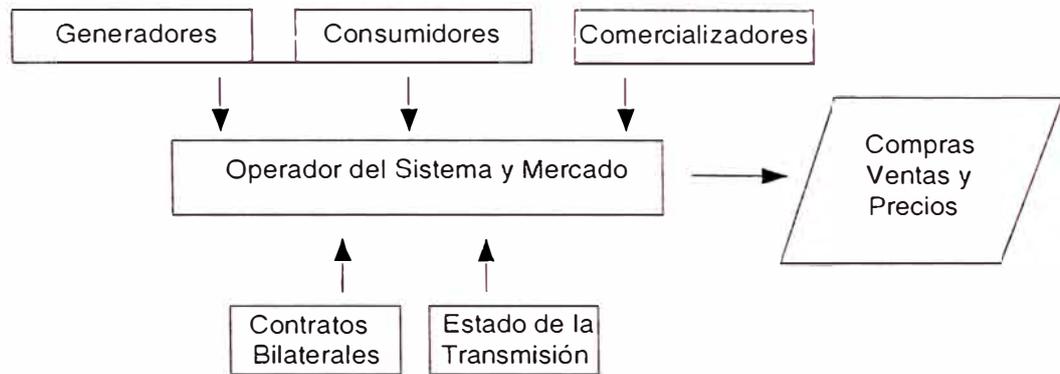


Figura 2.2 Estructura de Competencia Centralizada - Modelo Pool [21]

El funcionamiento de los pools se basa en un robusto programa computacional que decide en gran medida y con un nivel de detalle importante, todos los aspectos de la operación y el despacho de las unidades. El programa no es sólo un flujo óptimo de potencia si no que también incluye especificaciones operacionales como capacidad disponible, mínimos operativos, nivel de embalses, estructuras de costos y pronósticos de demanda. El precio obtenido a partir de la simulación no es un precio de equilibrio de mercado (PEM) producto de la casación de oferta y demanda si no corresponde al precio sombra del sistema y sus restricciones [24].

Los sistemas latinoamericanos analizados en este trabajo se basan en modelos de despacho centralizado o modelo Pool, el cual varía en los criterios de despacho desde la oferta pura en Colombia, hasta los costos

marginales auditados en Perú y Chile, pasando por un sistema intermedio de oferta controlada en Argentina.

En los cuatro casos, el Organismo Encargado del Despacho (OED) controla la bolsa de energía y la operación en tiempo real del sistema, teniendo las atribuciones para despachar las unidades en función del precio de energía que hayan declarado (sea oferta libre o costo marginal). Además, el despacho de las unidades del sistema es independiente de los contratos de las empresas generadoras con sus clientes, buscando en todo momento la operación de mínimo costo del sistema sujeto a las restricciones de seguridad previamente establecidas, dando lugar a una serie de intercambios comerciales entre los agentes del mercado eléctrico.

La operación de los sistemas eléctricos por medio de un despacho centralizado, tiene una serie de ventajas: despacho óptimo, claro aprovechamiento de la interconexión del sistema y de las economías de red, seguridad en el despacho, etc. Requiere eso sí de un organismo coordinador central (operador de sistema)³, que realice el despacho óptimo y programe el despacho de las unidades de generación en función de este [22][24].

Las desventajas de este modelo radican en la completa centralización que hace obligatoria la participación de los agentes y el acatamiento de los programas de despacho. En la medida que los criterios usados para optimizar el sistema no sean compartidos por determinados sectores del

³ La independencia del operador del sistema es fundamental para asegurar un funcionamiento transparente del mercado eléctrico. Las decisiones que debe tomar el encargado de la operación del sistema tiene impacto en los flujos monetarios entre los agentes del mercado, por lo que se debe

mercado, los resultados de esta centralización pueden ser una señal que inhiba la entrada de nuevos agentes al mercado debido a la baja participación en la toma de decisiones [22][24].

2.2.2 Modelo Bolsa de Energía - Operador Independiente del Sistema

Este modelo de mercado eléctrico busca la eficiencia en forma descentralizada, dejando que los propios agentes sean los encargados de tomar las decisiones de operación sobre la base de sus contratos y un mercado spot de energía voluntario. Asimismo, se caracteriza por una separación completa de la operación económica y comercial de la operación física del sistema, para ello se crean dos instituciones que son la Bolsa de Energía (BE) o Power Exchange (PX) y el Operador Independiente del Sistema (ISO) [15][24].

Este mercado se basa en contratos libres entre las empresas de generación y los consumidores (conocido como despacho por contratos), busca alcanzar el óptimo de una forma descentralizada, basándose en las decisiones de los agentes y el libre juego entre oferta y demanda. Los generadores venden su energía por medio de contratos o a través de la bolsa de energía [23][24].

En caso que un generador tenga un contrato y el precio de bolsa se encuentre bajo su costo marginal, preferirá ir al mercado a comprar energía para el consumo de sus contratos. Si tiene generación remanente, la oferta

en bolsa a un costo que encuentre conveniente (costo marginal en caso de competencia perfecta) y verá si es despachado o no. El ISO es el encargado de verificar la factibilidad de los contratos y las transacciones en la bolsa.

Los contratos bilaterales entre generadores y clientes no tienen la obligación de pasar por el mercado. Los contratos bilaterales físicos tienen la obligación de pasar por el ISO quien se encarga de chequear la factibilidad de la transacción por el lado del sistema de transmisión [22][23][24].

A continuación se describen las principales funciones de la Bolsa de Energía y el Operador Independiente del Sistema.

➤ **La Bolsa de Energía**

Las Bolsa de Energía (BE) aparecen como una solución intermedia entre las dos escuelas de organización de mercados mayoristas de electricidad, la organización tipo Pool y la basada en los Contratos Bilaterales Físicos. Rescatando aspectos de ambos modelos las BE han surgido como una alternativa que pretende llenar un espacio y la vez aprovechar lo mejor de cada forma organizacional, aplicando una adaptación del concepto bursátil al mercado eléctrico [24].

A partir de las ofertas diarias suministradas por los generadores, la BE construye una lista de mérito ordenando los precios ofertados de menor a mayor, hasta que ésta intercepte la curva de demanda agregada, encontrando el precio de despeje de mercado. Luego este es el precio al que se transa la totalidad de la energía durante esa unidad de tiempo [24].

En general la BE recibe ofertas para un mercado diario⁴ y luego, con un mercado horario⁵, lo que permite ajustar de mejor manera las diferencias que pudiesen ocurrir por variaciones de la demanda [24].

Las principales ventajas que presentan las BE son la transparencia y eficiencia en la comercialización de la energía, particularmente por el carácter abierto de las subastas y los bajos costos de transacción. Desde el punto de vista del mercado, la BE es capaz de entregar una señal clara a todos los agentes, asignando el valor real a cada uno de los servicios transados. Lo que no siempre ocurre con el sistema de optimización utilizado por los pools, que puede ser percibido como poco transparente e incluso arbitrario [22][24].

La separación de las actividades de la BE con la operación física del sistema, es catalogada por algunos como una desventaja o debilidad del modelo, esto es en realidad un desafío para la BE, ya que debe ser capaz de reflejar las características físicas del mercado aún cuando las subastas se realizan sin considerar las restricciones del sistema de transmisión. Otra característica percibida como negativa en las bolsas de energía, es la vulnerabilidad del modelo al ejercicio de poder de mercado, por parte de los

⁴ El periodo de entrega de este mercado abarca cada una de las 24 horas del día siguiente al cierre del mercado, es decir la energía comercializada hoy deberá ser entregada mañana. El proceso de casación entre la oferta y la demanda se realiza por medio del principio de precio de equilibrio de mercado, igualando la oferta con la demanda agregada.

⁵ Este mercado contempla las entregas de bloques de energía que deben realizarse durante el mismo día. Se considera que este mercado está llamado a ser un mercado de ajuste de las transacciones derivadas del mercado diario. Usualmente este mercado cierra por lo menos un par de horas antes de la operación real.

agentes, usualmente de los generadores, a través de una modificación en el precio o restringiendo la cantidad ofertada [24].

En la figura 2.3 se aprecia la separación explícita de la operación económica y comercial, asumidas por la BE y la función de la operación física a cargo del ISO. Bajo esta forma de organización son permitidos los contratos bilaterales fuera de bolsa.

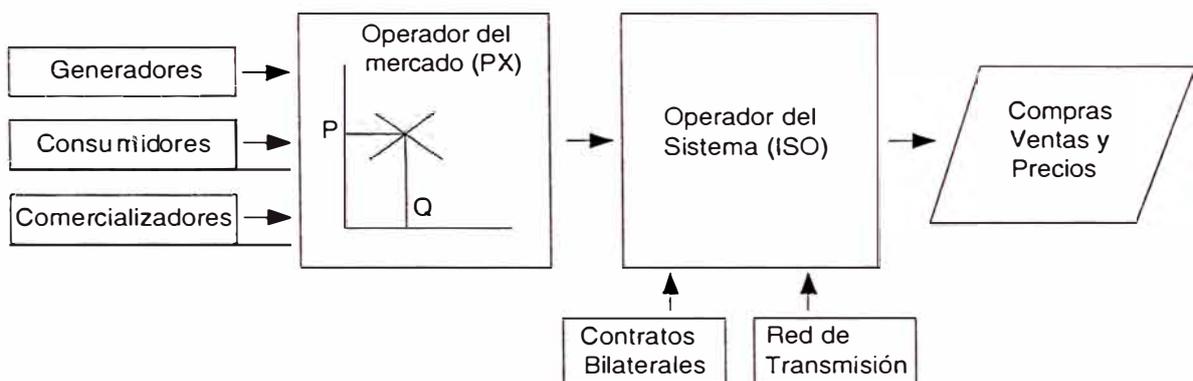


Figura 2.3 Estructura de Competencia descentralizada - Modelo Organizacional BE – ISO [21].

➤ Operador Independiente del Sistema (ISO)

La necesidad de administrar en forma coordinada la operación física del sistema recae sobre una institución llamada Operador Independiente del Sistema (ISO).

Estrictamente es una actividad clásica de coordinación en todo sistema eléctrico, cuyo punto de partida es el resultado de la casación de ofertas, en

vez del resultado de los tradicionales procedimientos de minimización de costes de producción. Esta actividad consiste en determinar el régimen efectivo de producción de los generadores y las instrucciones de operación de red para los transportistas, de forma que se realicen los resultados del mercado que proporcionan el Operador del Mercado y los agentes, en su caso, con contratos bilaterales físicos, tomando en cuenta las restricciones técnicas (especialmente todas las relacionadas con la seguridad del sistema), que pudieran existir [15][22][24].

El alcance o jurisdicción del ISO se encuentra en forma casi exclusiva circunscrita a la operación en tiempo real, administrando los mercados de congestión y servicios auxiliares que le permiten mantener la confiabilidad del sistema [24].

En el cuadro 2.1 se muestra la comparación entre el Modelo Pool y Modelo Bolsa de Energía – Operador Independiente del Sistema

Cuadro 2.1

Cuadro comparativo entre el Modelo Pool y Modelo Bolsa de Energía –
Operador Independiente del Sistema

Item	Modelo Pool	Modelo Bolsa de Energía – Operador Independiente del Sistema
1	El sistema se opera en forma centralizada, en el cual las unidades de generación se operan en forma conjunta, en base a sus costos de operación u ofertas de precios.	Se busca la eficiencia en forma descentralizada, dejando que los propios agentes sean los encargados de tomar las decisiones de operación sobre la base de sus contratos y un mercado spot voluntario
2	Se requiere de un organismo coordinador central que realice el despacho óptimo y programe el despacho de las unidades en función de este.	Existe una separación completa de la operación económica y comercial de la operación física del sistema.
3	El precio obtenido no es un precio de equilibrio de mercado producto de la casación de la oferta y demanda, si no corresponde al precio sombra del sistema y sus restricciones.	La bolsa de energía construye una lista de mérito ordenando los precios ofertados de menor a mayor, hasta que ésta intercepte la curva de demanda agregada, encontrando el precio de despeje de mercado.
4	El despacho de unidades es independiente de los contratos de las empresas generadoras con sus clientes.	El despacho de las unidades no es independiente de los contratos de las empresas generadoras con sus clientes. Los contratos bilaterales físicos no tienen la obligación de pasar por el mercado, pero si tiene la obligación de pasar por el ISO quien se encarga de chequear la factibilidad de la transacción por el lado de la demanda

5	El ejercicio de poder de mercado al determinarse el precio spot es limitado, al utilizarse costos marginales auditados o declarados con un tope.	Es vulnerable al ejercicio de poder de mercado, por parte de los generadores, a través de una modificación en el precio o restringiendo la cantidad ofertada
6	Poco transparente, en la medida que los criterios usados para optimizar el sistema no sean compartidos por determinados sectores del mercado.	Presenta mayor transparencia y eficiencia en la comercialización de la energía, particularmente por el carácter abierto de las subastas y los bajos costos de transacción.

2.3 Objetivos de un Centro de Despacho en el marco de un mercado eléctrico competitivo

En el estudio elaborado para el Banco Mundial, B,T&W⁶ se señalan varios objetivos que deben ser parte de las características de un Centro de Despacho dentro de un mercado eléctrico competitivo y eficiente [9]:

a) No existe control del operador del sistema por un agente o clase de agentes.

El Centro de Despacho no debe estar gobernado por un sólo tipo de agente del mercado o en su defecto por un grupo reducido de sus integrantes. En otras palabras, las decisiones deben reflejar el consenso de sus integrantes y no responder a los intereses de un grupo en particular.

Las decisiones que debe tomar el Centro de Despacho tienen impacto en los flujos monetarios entre los agentes de mercado, lo que pone en evidencia

que las decisiones adoptadas al interior del Centro de Despacho tienen un interés económico para sus integrantes. De allí la imperiosa necesidad que el Centro de Despacho sea un organismo transparente e independiente de cualquier grupo de agentes del mercado [9][22].

b) Mercado no discriminatorio y eficiente

El mercado en general y la conformación del Centro de Despacho en particular debe ser no discriminatorio. En términos generales, el principio de no discriminación implica que cualquier interesado puede participar del mercado en igualdad de condiciones. En el caso particular del Centro de Despacho, la exclusión de ciertos agentes del mercado de los órganos de gobierno del Centro de Despacho puede afectar el desempeño del mercado, ya que las decisiones adoptados por el Centro de Despacho podrían estar sesgadas en beneficio de los grupos que lo integran. La toma de decisiones al interior del mercado debe ser eficiente. Esto se logra con métodos de acceso y negociación simples y claros. No se debe complicar excesivamente el proceso de toma de decisiones para mantener un mercado eficiente con la participación de todos los interesados, tanto actuales como potenciales [9][22].

c) El proceso de toma de decisiones es transparente

⁶ Baker, J. Tenenbaum, B. y Woolf F. "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators, An international Comparison". Banco Mundial, 1997.

El proceso de toma de decisiones al interior del Centro de Despacho debe ser transparente. El principio de transparencia en el Centro de Despacho sugiere la necesidad del establecimiento de reglas claras para la votación y la resolución de conflictos en el proceso de toma de decisiones. Desde el punto de vista de la competencia, la transparencia facilita el flujo de la información y con ello la inversión, ya que los actuales y potenciales agentes del mercado percibirán señales claras del por qué se toman determinadas decisiones que podrían afectar sus ganancias [9][22].

d) El sistema alcanza niveles esperados de confiabilidad

A través del Centro de Despacho el sistema eléctrico debe alcanzar niveles adecuados de seguridad. El desarrollo de un sistema eléctrico confiable, sugiere la necesidad de la creación de procedimientos claros que permitan una adecuada gestión de problemas como la congestión y mantenimiento de reservas. Sobre este punto, el Centro de Despacho puede ser un mecanismo a través del cual sus integrantes tomen conocimiento de las necesidades futuras de inversión en generación y transmisión que permitan mantener un nivel adecuado de confianza en el sistema [9][22].

e) El pool y sus reglas de decisión pueden ser cambiados en un periodo de tiempo razonable.

El cambio del pool y de sus reglas que rigen el mercado debe responder a los cambios que ocurren en el mercado eléctrico, para mantener el buen funcionamiento de este. El rápido cambio tecnológico y de las condiciones

de mercado, hacen necesario la existencia de una estructura dinámica que permita a las instituciones adaptarse a las nuevas condiciones imperantes [9][22].

f) Costo de la gobernabilidad minimizado

La minimización del costo de la gobernabilidad es un punto importante en la evaluación de las estructuras que sustentan el mercado eléctrico. Esto implica que el financiamiento del Centro de Despacho y el cumplimiento de su agenda no deben significar costos excesivos que restrinjan el funcionamiento del mercado en general. La minimización del costo de la gobernabilidad va más allá de la simple minimización de los costos operativos del Centro de Despacho debiendo incorporar además el costo que implica la aplicación de una serie de procedimientos complejos de operación sobre el resto de participantes del mercado y sobre los potenciales entrantes al mismo [9][22].

2.4 Competencia y Poder de Mercado

¿Cuándo hay y cuándo no hay competencia?

Existe competencia allí donde los empresarios o los profesionales que venden sus servicios están en tensión, están preocupados porque sus clientes les puedan abandonar porque no quieran seguir con ellos o porque los competidores se los quiten. Existe competencia cuando hay rivalidad entre los productores, y esta rivalidad es posible si el consumidor tiene la posibilidad real de elegir [14].

Nada es tan incómodo para un empresario que vivir bajo una situación de competencia y, por ello, no es sorprendente que trate, por todos los medios de evitarla. Si existe competencia, se trabaja mucho y se gana poco dinero. Por eso, los empresarios se ingenian formas para huir de la competencia. Cuando hay competencia, el empresario tratará de mantener o aumentar sus clientes, mejorando la calidad de sus productos, sus prestaciones, su presentación, o bien ideando nuevos productos [14].

Donde la competencia se hace más visible es en los precios. La experiencia general es que los precios bajan cuando se liberaliza el comercio o se acaba con los monopolios. Asimismo, una de las características de cualquier mercado competitivo es que el precio es igual (o está cerca) al costo marginal de producción, situación que se da con un número grande de generadores independientes de manera que ninguno pudiera afectar el precio mediante comportamiento estratégico. En este caso, la mejor estrategia es ofrecer un precio igual al costo marginal de producción. Si el precio marginal del sistema lo determina otra generadora, entonces al ofrecer su costo marginal de producción obtiene como utilidad el precio marginal menos su costo marginal de producción. Si ofrece un precio mayor que su costo marginal de producción y por sobre el precio marginal del sistema, no será llamada a producir y dejara de recibir los beneficios. Si ofrece un precio menor que su costo marginal de producción, corre el riesgo de ser llamada a generar incurriendo en pérdidas [14][17].

La teoría regulatoria y la experiencia hasta la fecha avalan que, aunque el desarrollo normativo para cada actividad sea correcto, si no lo son la estructura empresarial ni la capacidad de elección de los consumidores, fracasará la nueva regulación. Evidentemente, es aceptable un periodo transitorio de adaptación gradual de las estructuras, pero los requisitos para que finalmente pueda haber competencia, condición esencial para el éxito de la nueva regulación, son los siguientes:

- Un límite a la concentración horizontal, ya que la competencia requiere un nivel de rivalidad suficiente, lo que limita el número mínimo y el tamaño relativo máximo de las empresas en función del volumen del mercado geográficamente relevante [15].
- Un límite a la integración vertical, para evitar la situación de privilegio de la que se puede disfrutar en una actividad (por ejemplo una actividad ejercida en régimen de monopolio regulado), pueda utilizarse en detrimento de la competencia en otra actividad integrada verticalmente con la anterior. Este podría ser el caso de la integración vertical de la distribución y la comercialización [15].
- Libertad de elección de suministrador de los consumidores y acceso al mercado de los productores y comercializadores. Además de los aspectos estrictamente de estructura empresarial, la realización del mercado obviamente requiere que no existan trabas a que los agentes puedan participar en él libremente [15].

➤ Poder de Mercado y su análisis

La existencia de poder de mercado es un tema recurrente en el análisis de mercados eléctricos. El poder de mercado se puede definir como la capacidad por parte de algún agente de mantener precios a un nivel diferente del competitivo (el costo marginal) obteniendo así un beneficio extraordinario [17].

El hecho de que algún agente sea capaz de modificar el precio implica que es un agente relativamente grande: las acciones de un agente muy pequeño no debieran de tener influencia en el mercado. En el caso de mercados de energía eléctrica los agentes grandes son, casi sin excepción, empresas generadoras, ya que el consumo (la demanda) está mucho más fragmentado. Así pues, el análisis del poder de mercado está íntimamente ligado con el análisis de mercados oligopolistas, caracterizados por que en ellos existe algún agente o agentes que controlan una fracción significativa de la producción [17].

Para cuantificar el grado de imperfección de un mercado, o en otras palabras el nivel de poder de mercado, se suelen emplear el índice Herfindhal - Hirschman, IHH, que mide el grado de concentración en un mercado como la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de cada empresa.

$$IHH = \sum_{i=1}^n S_i^2 \quad (2.1)$$

Donde S_i es la participación de cada una de las n empresas que participan en el mercado.

En el caso del monopolio (una empresa con el 100% del mercado) el índice IHH asciende a 10000. El valor considerado como límite para un funcionamiento razonable sin precios regulados es de 2500 que corresponde a cuatro empresas de igual tamaño [7][17].

La reducción del poder de mercado en aquellos mercados eléctricos en los que los precios son notablemente superiores a los que se obtendrían en un mercado perfectamente competitivo es una cuestión recurrente cuya solución desde un punto de vista teórico es muy fácil pero que en la práctica se vuelve un problema de gran dificultad [17].

El origen de poder de mercado se encuentra en los altos niveles de concentración horizontal de un determinado sector. La lucha efectiva contra el poder de mercado debe centrarse en la reducción del tamaño de las empresas y el aumento del número de competidores, lo que se puede lograr por varias vías:

- La forma más efectiva y directa de lucha contra el poder de mercado consiste en atomizar las empresas forzando la venta de activos de generación a todas aquellas empresas que tengan una cota de mercado superior al 25% para situar el índice de IHH por debajo de 2500. Este tipo de medidas es de muy difícil aplicación práctica por la fuerte resistencia que oponen los propietarios de los medios de producción [17].
- Otra medida consiste en facilitar la entrada de nuevos productores evitando toda dificultad e incertidumbre que pueda retraer la entrada de nueva generación. Esta es una medida muy importante para lograr en el largo plazo el objetivo de reducción de la concentración [17].

- Por último otra forma de aumentar la competencia consiste en promover la construcción de interconexiones fuertes entre sistemas eléctricos vecinos que faciliten la ampliación de la competencia entre mercados adyacentes [17].

2.5 Contratos de suministro de energía

Un Contrato de Venta es un acuerdo entre dos personas legales en el cual una de las partes acuerda entregar un producto o servicio a la otra, especificando ciertas condiciones y en retorno de cierta cantidad de dinero (o de otro producto o servicio).

Vendedor y comprador podrían en teoría acordar las condiciones de venta en el momento de entrega sin necesidad de comprometerse por adelantado firmando un Contrato. Debido a que ninguna de las partes está obligada a firmar Contratos, la utilización de Contratos se debe a los beneficios que obtienen cada una de las partes. Estos beneficios son los ahorros en costos de transacción, las transferencias de riesgo y la provisión de incentivos [15].

➤ Generalidades en los contratos.

Existe libertad para establecer las condiciones en las cuales se firmará un contrato. Dentro de ellos es común establecer los siguientes:

- El punto de medida y entrega de la potencia y energía contratada. Se especifica el lugar o subestación donde se entregará la energía junto con el nivel de tensión y la frecuencia.
- Potencia máxima convenida, ya sea en horas de punta o fuera de ella.

- Mecanismos de modificación de valores de potencia y energía. Este punto da mayor flexibilidad a los contratos.
- Excesos de potencia. Se determina los excesos de potencia en hora de punta y fuera de punta
- Modalidad de facturación de la potencia. Se especifican los horarios de punta y fuera de punta junto con los períodos de medición de la potencia máxima.
- Equipos de medida y mediciones. Se determina los responsables de los equipos y quienes realizarán las mediciones.
- Tarifas. Punto importante donde se establecen los precios para los cargos de potencia y energía. También se determinan los recargos por energía reactiva.
- Formulas de actualización. Se especifican las fórmulas para actualizar las tarifas.
- Modalidad de pago.
- Calidad de suministro. Se especifican las variaciones máximas de tensión y frecuencia. Asimismo, se especifican las sanciones en caso de no entregar la energía contratada.
- Periodo de vigencia del contrato. Se establecen los plazos de duración de los contratos, así como también fecha de renovación del contrato y si existen cláusulas de renovación automática.

CAPITULO III

MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

3.1 Introducción

El Sector Eléctrico fue desregulado en noviembre de 1992. Las actividades de generación, transmisión y distribución se efectúan desde entonces independientemente, limitándose la integración vertical.

Con esta norma se redefine el rol del Estado, limitando cada vez más su participación en la producción y concentrándose en la normatividad y entrega de concesiones fundamentalmente.

Este capítulo tiene como objetivo hacer un diagnóstico del sistema y la problemática de contratos entre generadores y distribuidores.

3.2 Marco Regulatorio

El marco legal es establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), (Decreto Ley No. 25844), y su Reglamento (Decreto Supremo No. 009-93-EM).

Los objetivos perseguidos por la LCE (Art. 8 y 9) son:

- Establecer un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia tales como las actividades de generación.
- Establecer un sistema de precios eficiente para el caso en que se deba regular precios en los suministros que por su naturaleza lo requieran.
- Conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, así como del uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Si bien la ley busca desarrollar un mercado competitivo, reconoce una característica monopólica tanto en la distribución como en la transmisión, definiendo cargos regulados para los usos de los sistemas de distribución y transmisión.

Para lograr lo anterior, la ley define las políticas de precios de acuerdo a lo siguiente:

- Reflejar costos reales de producir, transmitir y distribuir eficientemente el suministro eléctrico.
- Diferenciar áreas con características de monopolio natural (distribución a cliente final y transmisión) de aquellas en que es posible crear condiciones de competencia.
- Tarifación a costo marginal de corto plazo a nivel de generación.

- Precios regulados a nivel de distribución, definidos como la suma de los precios a nivel de generación - transporte más el valor agregado de distribución, correspondiente al costo medio de esta actividad.
- Precios regulados para el pago del uso de los sistemas de transmisión, definidos como la diferencia entre el costo medio de la transmisión y el costo marginal, ya reconocido en la tarifación a nivel de generación.
- Liberalización de precios para clientes finales grandes (mayores que 1000 kW).

Asimismo, el sector eléctrico se encuentra regulado a través de los siguientes organismos: El Ministerio de Energía y Minas (MEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) encargado de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas; La Gerencia Adjunta de Regulación de Tarifas del OSINERG (ex-Comisión de Tarifas de Energía), El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), que se encarga del despacho económico de las unidades y organiza la venta de energía en cada sistema , y el INDECOPI a través de la Ley Antimonopolio del Sector Eléctrico, orientado a mantener la competencia en el sector.

3.3 Descripción de mercado

Las empresas generadoras en el sector eléctrico peruano pueden orientar sus ventas de energía y potencia en tres mercados: el mercado de venta a

cliente distribuidor, el mercado de venta a cliente final libre y el mercado Inter Generadores. Ver figura 3.1.

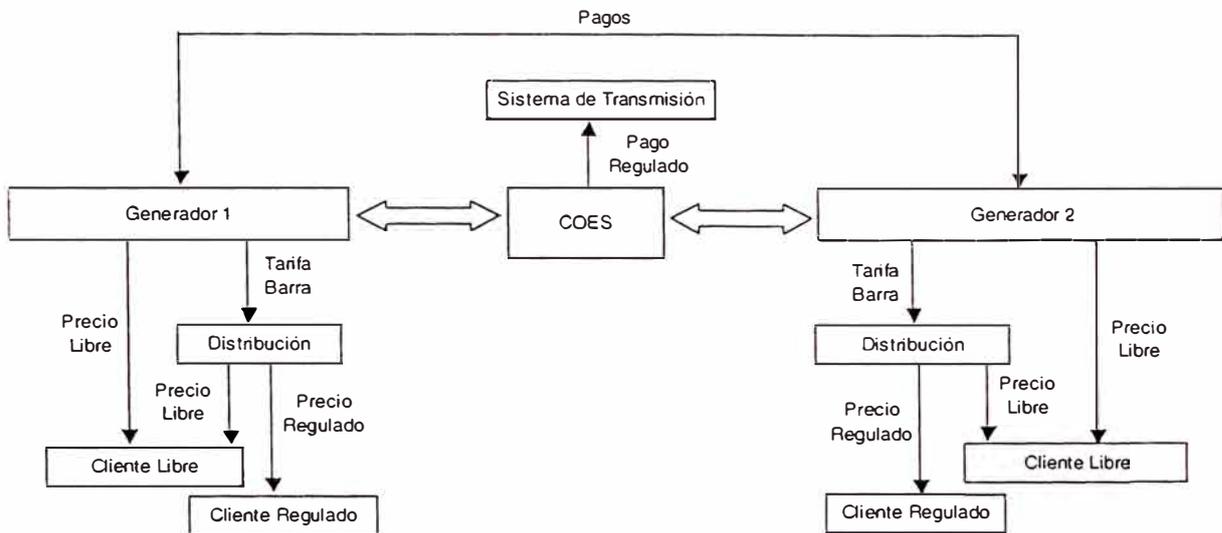


Figura N° 3.1 Transacciones comerciales en el mercado eléctrico peruano

Fuente: OSINERG

3.3.1 Mercado Inter Generadores

El despacho de las unidades de generación del sistema es independiente de los contratos o compromisos comerciales de venta que cada empresa tenga, originándose necesariamente transferencias de energía y potencia entre integrantes del COES⁷.

⁷ El COES es el Comité de Operación Económica del Sistema eléctrico cuya finalidad es coordinar la operación al mínimo costo del Sistema Interconectado Nacional, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Lo integran las entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercializan más del 15% de su energía producida y las entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión. Las entidades cuya potencia efectiva de generación sea inferior al límite establecido anteriormente e igual o superior a 1000 kW, podrán integrar el COES, a su elección, con los mismos derechos y obligaciones que el resto de los integrantes.

Cuando un generador que no tiene contratos de venta con ningún cliente final, es convocado a operar en el COES, por decisión económica del conjunto, y dado que la producción total es igual a la demanda total, entonces existirá siempre otro integrante del COES que es deficitario en la cantidad producida por el generador y que deberá comprar la energía a este último, para satisfacer sus compromisos de venta. En este caso, el generador está participando como vendedor en este mercado [20].

En el otro extremo, cuando un generador tiene un contrato de venta pero no es convocado a generar porque su producción no es económica, entonces existirá otro generador que esté produciendo esa energía. En este caso, el generador está presente en este mercado como comprador de energía [20].

Las dos situaciones planteadas se esquematizan en la Figura N° 3.2

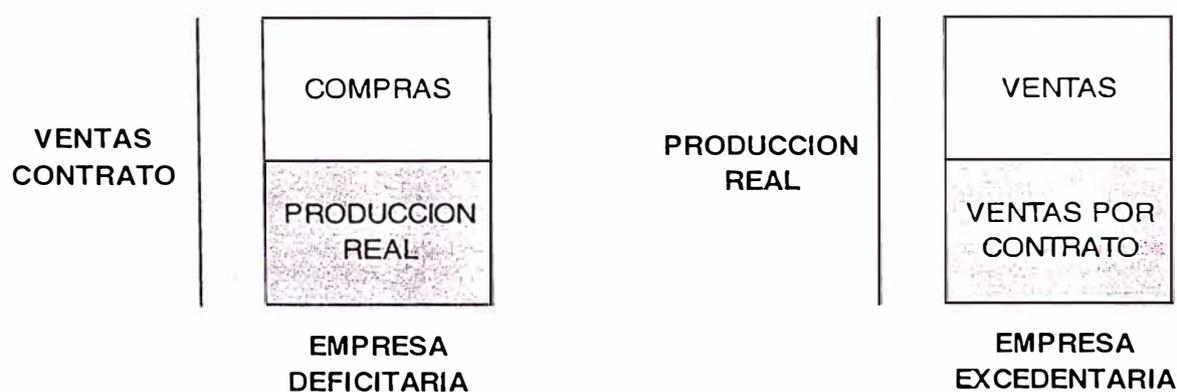


Figura 3.2 Transferencias entre Generadores [20].

Es importante notar que todo generador, sea de naturaleza hidráulica o térmica, que realice un contrato de venta con cliente final automáticamente adquiere presencia en el mercado entre generadores, como comprador si es

deficitario o como vendedor si es excedentario. El precio relevante para la decisión de venta al cliente que verá cualquier generador será entonces el precio de compra en el COES, independiente de su naturaleza de generación. Por su parte, si no tiene contrato con cliente final, tiene presencia en el mercado del COES como vendedor en aquellas situaciones en que sea convocado a generar [20].

Si las transacciones entre los generadores excedentarios y deficitarios se efectúan al costo marginal de corto plazo (CMgCP)⁸, se asegura la señal correcta tanto para la entrada al mercado, como para las decisiones de comercialización. La base conceptual que sustenta la aplicación de CMgCP, es que en parques generadores en que la demanda y la oferta estén permanentemente adaptados, los ingresos resultantes de valorizar la energía al costo marginal de producción y la capacidad instalada (supuesta igual a la demanda) al costo de desarrollar una unidad adicional de potencia, permiten recuperar los costos de inversión y operación [20]. Ver anexo A “Principio de Tarificación a Costo Marginal”

De lo anterior, se desprende la importancia de este mercado como el mercado referencial o base al que puede acceder cualquier generador, tenga o no contratos con cliente final, ya sea como comprador o vendedor, en lo sucesivo, en este informe se utilizará el concepto de mercado COES para referirse a las transferencias entre generadores [20].

En el anexo B “Determinación de las Transferencias de Energía y Potencia” se desarrolla la formulación matemática del proceso de las transferencias de energía y potencia en este mercado.

3.3.2 Mercado de venta a cliente distribuidor

Este es un mercado en el cual el generador participa sólo como vendedor y se origina cuando este establece un contrato de venta de energía y potencia a una empresa distribuidora, el que será a precio regulado por la proporción de electricidad que la empresa distribuidora destina a servicio público regulado (clientes menores que 1000 kW), y a precio libre por la proporción restante [20].

La razón de que exista un precio regulado es que las empresas distribuidoras traspasan esta energía a clientes finales menores de 1000 kW en un mercado monopólico, por lo cual se debe regular el precio a este nivel, lo que se hace regulando dos cosas:

El precio de la energía que los generadores venden a los distribuidores y que se destina a cliente final regulado, el que se denomina precio de barra⁹.

⁸ El costo marginal de corto plazo, es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible [1].

⁹ El resultado de adicionar a los precios básicos de energía y potencia el peaje de transmisión para el sistema principal de transmisión, viene a ser el precio en barra de energía y potencia. El precio básico de energía se define como un promedio ponderado de los CMgCP esperados para los próximos 24 meses, considerando la demanda de energía prevista y el parque generador existente y programado para entrar en operación en dicho periodo. El precio básico de potencia de punta se refiere a la anualidad del costo de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

- El valor agregado de distribuir la energía, el que adicionado al precio de barra constituye la tarifa final para el cliente regulado.

De lo anterior se desprende que, si bien se señaló que los productores están en un mercado competitivo, una parte de su suministro que se destina al cliente menor de 1000 kW es de tipo regulado.

3.3.3 Mercado de venta a cliente final libre

Constituido por clientes cuyo consumo supera los 1000 kW, situación que se da habitualmente en los consumos industriales y mineros. En este caso dichos consumidores pueden negociar libremente con empresas generadoras y/o distribuidoras su suministro.

Esta política de precios libres se basa en la existencia de varias empresas de generación en competencia y en la posibilidad del uso compartido de los sistemas de transmisión, pagando los generadores el transporte correspondiente. Además, dado que las empresas distribuidoras cuentan con instalaciones para otorgar el servicio a quien lo solicite en su zona de concesión, la empresa distribuidora localizada geográficamente en la ubicación del cliente libre, también representa una alternativa competitiva para él [20].

Otras razones que justifican la existencia de este mercado libre son:

- Capacidad de los grandes clientes para desarrollar alternativas de autoabastecimiento, ya sea individualmente o agrupándose.

- Capacidad para llevar a cabo negociaciones para su suministro, tanto en el campo económico como técnico.

En el anexo C “Determinación del margen de comercialización para una empresa generadora” se desarrolla la formulación matemática para obtener el margen comercial por la venta de energía y potencia en estos tres mercados.

3.4 Contratos

Para el caso específico del Sector Eléctrico los Contratos son necesarios para establecer relaciones comerciales entre los diversos participantes del Sector. Existen diversos tipos de Contratos en el Sector Eléctrico y su utilización, denominación o aplicación depende de los agentes que los suscriban. Según el modelo de mercado eléctrico existente en el Perú, normado por la Ley de Concesiones Eléctricas, en el Perú existen contratos de suministro de energía de generador a distribuidor, contratos de suministro de energía de generador a cliente y los contratos de compra y venta de energía entre generadores.

➤ Contratos de suministro de energía de generador a distribuidor

Realizar contratos entre un generador y un distribuidor tiene un nivel de riesgo para el primero debido a que dependiendo de las condiciones del contrato pueden existir pérdidas o ganancias. Por ejemplo, se puede establecer un precio por potencia y energía estable en el tiempo o en función del precio regulado de barra. En este último caso, este precio determinará el

nivel de ganancia o pérdida. Si el precio de barra es mayor que el costo marginal de operación, la posesión de un contrato de suministro con un distribuidor final daría origen a utilidades económicas. De lo contrario, ocurrirían pérdidas en periodos en que el precio de barra sea menor que el costo marginal del sistema, en cuyo caso sería más conveniente entregar la energía al mercado spot y venderla a ese precio.

➤ **Contratos de suministro de generador a cliente**

Las ventas de potencia o energía a clientes con una potencia de 1000 kW o más, en forma directa por una empresa de generación o a través de una empresa de distribución, no están reguladas. Dichos clientes pueden comprar la potencia o energía directamente a las empresas de generación dentro del marco de contratos de corto o largo plazo.

➤ **Contratos de compra y venta de energía entre generadores.**

Una empresa generadora que no tiene contrato con algún cliente libre o una empresa distribuidora, vende su energía al sistema en el mercado spot, valorada de acuerdo al CMgCP que determina el COES. Como el precio de barra de la energía determinado por OSINERG, no es más que un promedio ponderado de la proyección de los CMgCP, en teoría no debería haber diferencias en los ingresos de empresas generadoras con contratos o sin él.

3.5 Concentración de mercados

La versión inicial de la LCE limitó la posibilidad que un mismo titular realizará actividades de generación, transmisión principal y distribución en el sector eléctrico¹⁰. Asimismo, no se pronunciaba sobre las concentraciones horizontales, por ejemplo fusiones entre generadores, así como tampoco prohibía la posibilidad que un mismo grupo económico, actuando a través de terceras empresas, controlará actividades de generación, transmisión o distribución de manera simultánea [7].

En el año 1997 se promulgó la Ley No 26786, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, que modificó la prohibición a la integración vertical inicial de la LCE, prohibiéndose únicamente los actos de concentración vertical u horizontal que tengan por efecto disminuir, dañar o restringir la libre competencia¹¹.

Asimismo, para utilizar el IHH en el caso del sector de generación eléctrica en el Perú deben considerarse tres aspectos. Primero, la economía peruana es pequeña. En industrias donde existen costos hundidos de instalación, el tamaño de mercado determina que el número de empresas que pueden operar rentablemente no sea alto. Es decir, en una industria con altos costos

¹⁰ Artículo 122 (Versión inicial de la LCE).- Las actividades de generación y/o transmisión pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión y/o distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente ley.

¹¹ Artículo 122 (Versión modificada de la LCE).- Las actividades de generación y/o transmisión pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión y/o distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente ley.

Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o distribución, que no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y a la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados.

de instalación, la industria estará altamente concentrada, y sólo en la medida que la demanda crezca es de esperar que la industria se desconcentre gradualmente. Segundo, la industria eléctrica es altamente intensiva en capital con respecto a otras industrias lo que determina una mayor concentración. En el caso de las centrales hidroeléctricas los costos que es necesario hundir son bastante significativos. Tercero, la fragilidad institucional de las economías en desarrollo puede dificultar la entrada de nuevos agentes, especialmente si estos son externos. Estos aspectos sugieren que los límites usualmente considerados en economías más grandes no son necesariamente aplicables en países pequeños, en especial para las características del sector eléctrico [7].

Por otro lado, existen resultados teóricos y empíricos que apoyan el empleo de un IHH de 2500 (consistente con 4 empresas de similar participación) como umbral a partir del cual es preciso que el INDECOPI considere en mayor detalle el impacto de las concentraciones sobre la industria eléctrica. Una concentración en exceso de este valor puede tener consecuencias negativas no solo sobre la competencia actual del sector eléctrico sino también sobre la posibilidad de introducir reformas orientadas a generar una mayor desregulación y competencia en la industria [7].

3.6 Situación Actual

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional cuenta con una capacidad efectiva de producción de 4,336 MW a diciembre del 2004, de los cuales el 61% son de origen hidráulico y el restante de origen térmico. Ver tabla 3.2

La evolución de la potencia efectiva y máxima demanda en el SEIN se muestran en la tabla 3.1

Tabla 3.1
Evolución de la Potencia efectiva y máxima demanda

	Potencia Efectiva (MW)	Maxima Demanda (MW)	Margen Reserva (MW)
1994	2,400.00	1,788.70	34.2%
1995	2,481.00	1,796.80	38.1%
1996	2,728.50	1,773.50	53.8%
1997	3,578.00	1,998.30	79.1%
1998	3,695.08	2,105.95	75.5%
1999	3,986.05	2,129.52	87.2%
2000	4,467.89	2,620.69	70.5%
2001	4,382.80	2,792.22	57.0%
2002	4,402.12	2,908.25	51.4%
2003	4,381.16	2,964.76	47.8%
2004	4336.208	3,130.85	38.5%

Fuente : Estadísticas COES

Tabla 3.2
Potencia Efectiva por tipo de generación 2004

Tipo	Efect. (MW)	(%)
HIDRAULICO	2,626.46	60.6%
TG-DIESEL	490.65	11.3%
G-DIESEL	243.83	5.6%
T-VAPOR	231.57	5.3%
GAS NATURAL	602.63	13.9%
CARBON	141.08	3.3%
TOTAL	4,336.21	100.0%

Fuente : Estadísticas COES

Asimismo, desde fines del 2003 se ha presentado una escasez de lluvias siendo la evolución de la trayectoria del volumen útil del Lago Junín entre los años 1994 – 2004, la que se muestra en la figura N° 3.3

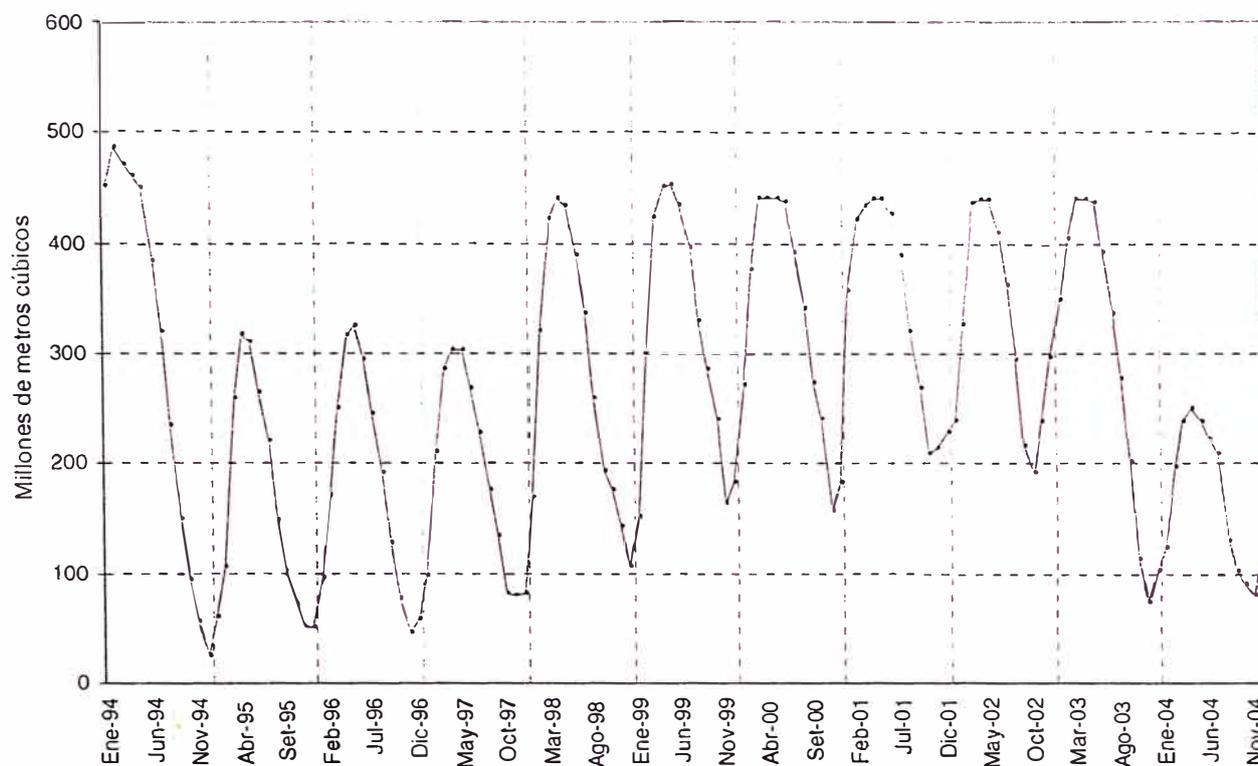


Figura 3.3 Trayectoria – Volumen Útil Lago Junín (MMC) 1994 - 2004

Fuente: COES

Además se presenta un índice de concentración Herfindahl – Hirschman igual a 2,811 en la producción del SEIN, característica que estaría señalando un mercado concentrado en generación.

3.6.1 Facturación, venta de energía eléctrica y número de clientes

La venta de energía eléctrica al año 2004 fue de 19 652.6 GWh, esta venta fue en el mercado regulado de 10 356.2 GWh y en el mercado libre de 9 296.3 GWh. Asimismo se ha facturado a los usuarios finales US\$ 1384

Millones, de los cuales la facturación al mercado regulado fue de US\$ 898 Millones y en el mercado libre de US\$ 486 Millones.

La participación en las ventas de energía de los clientes libres y regulados por nivel de tensión del año 2004 se muestra en la tabla 3.3.

La evolución de las ventas de energía, facturación y número de clientes finales por empresa se muestra en la tabla 3.4.

Tabla 3.3
Participación en las ventas de energía de los clientes libres y regulados por nivel de tensión - Año 2004

Nivel de Tensión	Energía (GWh)	%Participacion
Libre		
MAT	4,655	24%
AT	1,795	9%
MT	2,847	14%
BT		
Total Libre	9,296	47%
Regulado		
AT	25	0.13%
MT	3,118	16%
BT	7,212	
Residencial	4,665	24%
No residencial	2,548	13%
Total Regulado	10,356	53%
TOTAL	19,653	100%

Fuente: OSINERG

Tabla 3.4. Evolución del número de clientes finales, ventas y facturación a clientes finales por empresa.
Fuente: Estadísticas OSINERG

EMPRESAS CONCESIONARIAS	Número de clientes finales por empresa				Ventas de energía a clientes finales por empresa (MWh)				Facturación a clientes finales por empresa (Miles de US\$)			
	2.001	2.002	2.003	2.004	2.001	2.002	2.003	2.004	2.001	2.002	2.003	2.004
GENERADORAS												
Arcata	1				39,701	8,041			1,580	294		
Atocongo	1	1	1	1	6,403	8,633	4,197	6,100	1,951	2,082	1,761	1,948
Cahua	2	2	2	1	219,022	212,396	211,585	39,747	8,371	7,485	8,195	2,469
Conehua			2	2			17,284	21,515			918	1,181
Energía Pacasmayo			1				28,218			1,078		
Edegel	5	7	8	8	1,279,835	1,413,598	1,642,708	1,714,940	56,103	63,670	69,917	79,272
Eepsa	3	2	1	1	60,628	54,625	47,572	52,906	2,872	2,472	2,221	2,519
Egasa	1	1	1	1	57,435	68,092	69,409	66,500	2,335	2,536	2,395	2,307
Egamsa	1	5	3	3	21,269	182,112	280,454	270,225	540	4,387	7,128	7,330
Egenor	13	19	19	21	244,296	260,576	264,937	385,157	12,059	11,736	11,875	17,539
Egesur		1				73,957	33,471		-	2,841	996	
Electro Andes	14	13	10	9	1,157,677	1,084,395	1,039,644	1,002,459	46,666	40,927	38,275	35,631
Electro Perú	6	9	8	5	741,704	745,007	859,443	697,900	25,126	25,912	30,350	23,660
Enersur	1	1	8	9	1,380,478	1,462,065	1,502,540	1,672,832	86,337	94,116	97,427	148,571
Minera Corona			4	4			50,906	43,338			2,619	2,218
San Gabán	3	4	10	8	276,786	290,084	498,858	567,316	12,233	10,341	17,794	21,254
Shougesa	1	1	1	2	347,572	337,728	343,774	395,723	16,212	15,557	14,876	22,484
Termoselva	4	5	6	10	67,976	245,623	294,802	720,391	2,799	9,038	11,716	28,846
SUBTOTAL	56	72	84	85	5,900,782	6,475,150	7,161,584	7,657,048	275,184	294,473	318,463	397,229
DISTRIBUIDORAS												
Chavinochic	2,499	2,730	2,967	3,321	2,856	3,933	5,992	8,648	286	382	527	768
Coelvisa	612	637	628	645	28,056	35,649	38,127	44,372	1,673	2,038	2,187	2,598
Elecañete	22,853	23,706	25,052	26,229	48,866	55,117	56,632	61,968	4,365	4,472	4,558	4,926
Edelnor	867,249	882,617	891,577	912,180	3,501,168	3,685,083	3,685,518	4,055,112	273,286	269,577	283,301	313,430
Electrocentro	296,388	316,704	341,597	364,957	372,378	380,084	387,436	427,173	35,801	34,839	36,444	40,335
Electronoroeste	197,677	212,638	220,100	228,753	387,906	419,791	438,071	488,681	32,524	33,244	34,508	39,126
Electronorte	169,050	205,295	211,763	218,346	259,119	283,558	296,526	313,627	25,054	24,981	26,637	29,119
Hidrandina	348,569	367,681	378,330	396,563	742,218	722,923	755,168	787,391	64,468	60,741	63,466	68,744
Electro Oriente	111,027	116,281	121,666	126,581	176,583	196,802	209,681	227,273	23,377	21,703	24,334	27,531
Electro Pangoa	886	1,726	936	1,034	749	743	754	894	108	81	96	119
Electro Puno	99,172	105,177	110,537	115,657	103,966	112,406	118,463	128,744	9,152	9,164	9,605	10,499
Electrosur	85,581	89,256	92,983	95,904	146,596	155,996	160,161	179,253	12,011	12,044	12,891	15,265
Electro Sur Este	193,351	208,825	218,229	228,696	193,027	206,930	213,012	237,509	18,640	18,316	19,847	23,279
Electro Sur Medio	111,844	116,390	120,409	123,311	367,449	380,758	376,006	411,310	27,990	26,889	27,128	30,147
Electro Tacache	4,355	5,301	5,993	7,115	3,270	4,045	4,878	6,604	362	412	489	541
Electro Ucayali	34,377	38,091	40,122	41,811	87,583	95,660	105,699	113,929	10,623	9,548	9,356	10,055
Emsemsa	5,225	5,356	5,493	5,686	4,540	4,979	5,132	5,642	459	460	505	571
Emseusa	4,429	4,659	4,787	4,937	4,170	4,351	4,436	4,884	463	390	433	471
Luz del Sur	682,226	693,789	707,676	723,742	3,648,007	3,895,229	3,978,248	3,999,370	299,578	297,266	312,846	326,554
Seal	211,621	220,934	228,288	237,208	434,401	461,712	457,950	489,500	37,459	37,024	38,509	42,144
Sersa	3,641	3,768	3,887	4,088	3,082	3,152	3,373	3,635	361	320	359	415
SUBTOTAL	3,452,632	3,621,561	3,733,020	3,866,764	10,515,991	11,108,904	11,301,264	11,995,520	878,041	866,887	908,026	986,636
TOTAL	3,452,688	3,621,633	3,733,104	3,866,849	16,416,773	17,584,054	18,462,848	19,652,568	1,153,225	1,161,360	1,226,489	1,383,865

3.6.2 Tarifas en barra y costos marginales

El OSINERG es el encargado de regular las tarifas de generación anualmente, en la tabla 3.5 muestra los precios de generación durante el periodo 1993 a 2004.

Tabla 3.5. Precios de Generación fijados por OSINERG

Fecha	Potencia	Energía	Precio Monomico
	US\$/kW-año	US\$/MWh	US\$/MWh
Nov-93	72.5	28.5	40.0
May-94	72.5	28.6	40.1
Nov-94	77.2	29.9	42.2
May-95	77.2	33.1	45.4
Nov-95	71.0	34.4	45.7
May-96	71.0	36.6	47.8
Nov-96	84.7	33.6	47.1
May-97	79.3	32.7	45.3
Nov-97	79.5	30.1	42.7
May-98	79.5	24.8	37.4
Nov-98	78.2	24.2	36.6
May-99	77.3	24.3	36.5
Nov-99	76.4	27.5	39.6
May-00	76.6	27.1	39.3
Nov-00	67.3	29.1	39.8
May-01	65.6	28.7	39.1
Nov-01	70.0	26.9	38.0
May-02	67.7	28.3	39.1
Nov-02	70.2	27.7	38.8
May-03	68.1	27.1	37.9
Nov-03	68.5	23.9	34.8
May-04	59.1	24.2	33.5
Nov-04	65.0	30.0	40.3

Se aprecia que el precio de la energía representa aproximadamente los 2/3 del precio monómico total.

3.6.3 Transferencias de energía activa

Las transferencias netas de energía activa entre integrantes del COES durante el año 2004 fueron de 2,341.04 GWh. En la tabla 3.6 se muestra la evolución de las transferencias de energía entre los años 2001 y 2004.

La valorización de las transferencias de energía activa en el año 2004 ascendió a un total de 128 Millones de US\$, que representa el 9.2 % de la facturación a clientes finales por empresa. Ver tabla 3.7

Tabla 3.6
Evolución de las Transferencias de Energía (GWh)

EMPRESA	2001	2002	2003	2004
ELECTROPERU	687.04	343.91	-538.68	-270.04
EDEGEL	1,241.40	1,294.46	1,251.48	865.22
ETEVENSA	-505.38	-600.75	-322.14	490.86
CAHUA	-157.23	-108.26	-125.10	38.80
EGENOR	185.71	155.49	644.49	624.19
ELECTROANDES	-66.02	19.78	59.94	-18.11
SHOUGESA	-489.03	-466.09	-452.88	-372.82
CNP ENERGIA	3.02	1.53	25.34	-9.83
EEPSA	-238.91	-251.87	15.59	148.83
TERMOSELVA	-249.91	-87.35	36.87	-60.00
EGEMSA	101.29	282.04	141.09	119.72
EGASA	306.35	-65.83	-15.29	53.43
EGESUR	-48.32	-132.46	-134.96	-54.14
ENERSUR	-708.64	-255.16	-209.88	-163.51
SAN GABAN	297.65	267.14	15.38	-16.09
SALDO RESULTANTE	-359.03	-396.59	-391.25	-1,376.48
Total Transferencias	2,822.47	2,364.35	2,190.18	2,341.04

Fuente: Estadísticas COES

Tabla 3.7
Evolución de las Transferencias de Energía (Millones de US\$)

	2001	2002	2003	2004
ELECTROPERU	2.48	-5.51	-41.62	-80.91
EDEGEL	21.95	30.16	32.11	34.72
ETEVENSA	-11.61	-17.07	-9.80	48.33
CAHUA	-3.73	-3.43	-5.22	1.25
EGENOR	2.74	-2.47	23.21	19.34
ELECTROANDES	-0.41	1.24	1.24	-3.74
SHOUGESA	-10.19	-10.84	-13.65	-22.13
CNP ENERGIA	0.29	0.56	1.26	-1.52
EEPSA	-1.70	-2.54	7.94	17.26
TERMOSELVA	2.05	4.04	5.80	-1.08
EGEMSA	2.93	5.60	3.41	3.53
EGASA	2.59	-4.23	-2.39	-6.06
EGESUR	0.30	-2.08	-3.99	-1.47
ENERSUR	-11.54	3.37	6.95	3.28
SAN GABAN	3.85	3.21	-5.25	-10.80
Total Transferencias	39.18	48.18	81.92	127.72
Facturación a clientes finales	1,153.23	1,161.36	1,226.49	1,383.87
% (Transfer / Facturacion)	3.4%	4.1%	6.7%	9.2%

Fuente: Estadísticas COES

3.7 Problemas del sector

Los principales problemas que afectan la suscripción de contratos en el sector son:

- Los Generadores no tienen libertad de hacer ofertas, el precio de los contratos es calculado por el regulador, la tarifa en barra es percibida como bajo por los Generadores y no hay suficientes interesados en hacer contratos.
- La metodología de cálculo de las tarifas en barra requieren de un cierto número de supuestos discrecionales.
- Los Distribuidores están obligados a tener cubierta toda su demanda con contratos y los Generadores no están obligados a contratar.

- Los Distribuidores no pueden comprar energía en el mercado mayorista.
- El costo marginal de corto plazo es altamente dependiente de las condiciones hidrológicas (riesgo hidrológico) por lo que algunos generadores¹² se ven afectados por años hidrológicos secos, causando la inestabilidad económica del sistema.
- Necesidad de precios firmes de largo plazo, que permitan financiar las nuevas inversiones en generación.
- Los ingresos de potencia son inferiores a los de equilibrio de largo plazo si el margen de reserva (MR) es mayor que el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO).

A diferencia de las transacciones en el COES, cuya naturaleza es de corto plazo, el contrato de largo plazo es un instrumento comercial para estabilizar los precios y hacer más predecible el flujo de caja de los generadores, lo que les facilita financiar adecuadamente sus inversiones disminuyendo los riesgos. El generador tiene el incentivo de contratar el suministro de cantidades de energía compatibles con su capacidad de generación firme. El contrato de energía está respaldado por su generación firme. Si supera estos valores queda expuesto a la incertidumbre del mercado, puede perder dinero en la transacción si no está en capacidad de generar la energía contratada y se ve obligado a comprar en el mercado spot a un costo

¹² Los generadores que se ven afectados son aquellos que no mantienen un balance entre sus despachos en el COES y su volumen contratado, esperando que ocurra un año hidrológico normal y/o húmedo.

elevado, si coincide con una escasez transitoria de energía; los generadores buscarán entonces mantener un balance entre sus despachos en el COES, sus compras en el mismo y su volumen contratado [36].

Asimismo, a pocos años de iniciada la reforma, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE, hoy OSINERG), contrató a la Firma Consultora PUTNAM, HAYES & BARTLETT INC. (PHB), con el objeto de revisar y identificar algunas deficiencias en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Como resultado del informe: “Estructura, Regulación y Comercialización en el Sistema Eléctrico Peruano”, presentado en el año 1996, se tuvieron las siguientes recomendaciones:

- Terminar la privatización del Sector, particularmente de Electroperú, creando una estructura competitiva en donde se requiera e imponiendo contratos de largo plazo como condición de venta que controlen su poder de mercado, debido a que la competencia efectiva será difícil de mantener en el sector de generación peruano, el cual es pequeño y dominado por unas cuantas plantas hidroenergéticas. Hasta que el estado esté fuera de (al menos) el negocio de la generación eléctrica, la competencia será distorsionada, la regulación será percibida de estar influenciada (cualquiera sea la realidad) y la inversión privada, particularmente los inversionistas extranjeros que consideren el construir nuevas plantas se sentirán desanimados.
- Expandir el COES para incluir compradores así como vendedores y que opere de acuerdo a reglas y procedimientos bien definidos y transparentes.

Clientes excluyentes del mercado operado por el COES incrementan el poder de mercado de las generadoras y limita la flexibilidad comercial. Si los clientes no son permitidos de comprar en el mercado en sí, deben contratar por adelantado la capacidad suficiente para cubrir su demanda incluyendo un margen de reserva. Tal requerimiento asegura que las generadoras tendrán contratos, pero no le da a los clientes ninguna opción excepto el tomar el contrato ofrecido por estas. Si los clientes tuvieran acceso al mercado en sí, aún con cantidades incrementadas la situación comercial podría cambiar rápidamente. En lugar de contratar su energía por adelantado, más un margen de reserva, los clientes podrían contratar tan solo por la capacidad proyectada o menos, sabiendo que ellos podrían comprar cantidades adicionales al precio de mercado. Esto dejaría algunas generadoras sin capacidad de contratar y que tratarían de vender ofreciendo tarifas más bajas en mejores términos. Si los clientes tuvieran la oportunidad de comprar en el mercado, disminuiría el poder de mercado de los generadores.

En reformas competitivas del sector eléctrico fuera de Latino América, generalmente se toma por cierto que el operador central del sistema (que todo sistema eléctrico debe tener), debe operar de acuerdo a reglas y procedimientos transparentes bien definidos, y debe estar bajo control de algún ente representativo de todos los usuarios del sistema, no sólo generadoras.

Sólo el modelo chileno da a las generadoras existentes los poderes que tiene a través del COES en Perú y CEDEC¹³ en Chile. En Argentina donde mucho del modelo chileno ha sido adoptado el Comité Central de Control incluye compradores así como vendedores. En el Perú los inversionistas en potencia fuera del sistema no tienen representación en el COES, ni siquiera indirectamente por los clientes quienes deben favorecer el ingreso de nuevas generadoras competitivas. Esto es una significativa barrera existente para el ingreso dentro del sector eléctrico peruano que debe ser cambiado. Lamentablemente dichas recomendaciones no fueron realizadas ni incorporadas en el marco regulatorio.

Aún con las deficiencias encontradas por la Firma Consultora PUTNAM, HAYES & BARTLETT INC. (PHB), el mercado eléctrico peruano ha estado funcionando hasta que la presencia de los distribuidores sin contratos de suministro durante el año 2004, han evidenciado que el modelo regulatorio requiere algunos cambios para desarrollar un mercado eléctrico eficiente, cuyo análisis se hará en el capítulo V.

3.7.1 Distribuidores sin contratos de suministro eléctrico

Las empresas de distribución eléctrica sin contratos de suministro eléctrico durante el año 2004 son las empresas Hidrandina, Electrocentro, Enosa y Electrosurmedio.

¹³ CEDEC: Centro de Despacho Económico de Carga

Las empresas Hidrandina, Electrocentro y Enosa, pertenecientes al grupo Distriluz, fueron privatizadas el 25 de noviembre de 1998, mediante concurso público, siendo ganadora del concurso la empresa José Rodríguez Banda S.A. (JORBSA), adjudicándose el 30% del capital de la empresa. Con fecha 13 de diciembre de 2001, JORBSA Eléctricas S.A.C suscribe un contrato por el cual devuelve al Estado el 30% de las acciones adquiridas. El Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) recupera las acciones, convirtiéndose el Estado en el accionista mayoritario y por tanto toma la dirección y gestión de la empresa.

La empresa ElectroSurmedio fue privatizada el 11 de febrero de 1997, mediante concurso público internacional, siendo ganadora del concurso la empresa Hica Inversiones S.A.

Hidrandina: La Empresa Regional de servicio Público de Electricidad ElectroNorte Medio S.A. (Hidrandina S.A.) fue constituida mediante la Resolución Ministerial No 089-83-EM/DGE del 05 de abril de 1983. Cuenta con tres concesiones definitivas de distribución y comercialización de energía eléctrica, en los departamentos de Ancash y la Libertad, y Cajamarca. En la tabla 3.8 se muestra la evolución de las compras de energía eléctrica a empresas generadoras del COES.

Tabla 3.8
Evolución de las compras de energía eléctrica a empresas
generadoras del COES (MWh)

H I D R A N D I N A	SUMINISTRADOR	Año	MESES												Total	
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC		
	Aquaytia	2000	2.977	3.640	4.020	16.138	16.703	16.365	16.235	16.479	15.512	14.633	13.398	14.550	150.649	
	Cahua		1.682	1.625	2.350	2.308	2.128	1.976	1.944	1.676	1.549	1.708	1.813	1.916	22.677	
	Edegel					5	590	520	574	557	522	673	580	395	4.416	
	Egenor		32.664	31.597	39.309	23.529	24.609	24.384	24.799	23.015	21.992	22.980	22.928	23.347	315.153	
	Electroperú		28.089	26.437	28.690	27.093	27.993	27.263	27.837	28.181	27.017	28.243	27.287	28.272	332.401	
	Cahua	2001	2.875	2.733	3.289	3.338	3.290	3.128	3.168	2.899	2.808	3.108	2.821	2.882	36.339	
	Energía Pacasmayo							988	1.204	1.192	1.117	985			5.486	
	Edegel		68	173	47	254	29								571	
	Egenor		26.359	25.800	32.337	32.472	33.241	30.731	32.246	30.125	28.840	30.388	22.679	23.106	348.324	
	Electro Perú		28.446	26.390	29.525	27.491	28.365	27.599	28.139	28.334	26.908	28.214	27.347	28.960	335.708	
	Termoselva	9.030	9.847	11.369	10.420	10.827	11.042	10.491	10.326	8.982	9.047	9.185	8.724	119.290		
	Cahua	2002	3.039	2.593	3.079	3.122	3.320	3.143	3.155	2.886	2.793	2.994	1.214	1.233	32.591	
	Energía Pacasmayo												2.134	2.070	4.203	
	Egenor		24.466	20.999	24.858	25.158	26.599	25.750	25.535	23.901	23.405	24.398	26.339	26.225	297.633	
	Electro Perú		29.209	27.306	30.880	29.587	29.610	28.557	29.512	29.593	28.945	30.529	29.524	31.478	354.730	
	Termoselva		9.951	8.312	8.343	9.226	10.542	10.933	11.032	10.328	10.219	10.549	12.050	10.206	121.689	
	Cahua	2003	1.209	969	960	965	995	979	903						6.980	
	Energía Pacasmayo		1.843	1.494	1.453	1.733	1.603	1.404	739	1.038	1.081	1.898	1.838	925	17.049	
	Egenor		24.470	11.731					104						67	
	Egesur									9.164	10.387	8.121	8.799	8.636	8.371	53.478
	Electro Perú		31.529	39.373	56.775	58.687	58.937	55.810	57.012	58.716	57.609	61.722	63.717	60.951	660.838	
	Termoselva	9.149	7.939	9.437	9.961	9.735	8.939							55.160		
	Cahua & Energía Pacasmayo	2004	13.702	12.861	13.956	14.896	16.055	1.749	2.077	1.033	780	1.349	2.199	862	81.519	
	Egenor				35					62						
	Egesur		6.474	6.169	6.052	1.789						1.389	1.376	1.466	24.715	
	Electro Perú		29.115	26.814	29.052	32.929	36.539	31.231	52.810	50.217	49.145	52.411	54.406	52.220	496.888	
	Generador Temporal		20.394	19.295	20.632	23.780	26.605	38.261	19.057	19.003	18.870	18.083	17.708	18.605	260.294	

Fuente: Estadísticas OSINERG

En febrero del 2003 finalizó su contrato de suministro con Egenor, al no ser renovado este fue asumido por Electroperú. Asimismo, en junio del 2003 finalizó su contrato con Termoselva, al no renovarse, este fue asumido por Egesur.

En diciembre del 2003 finalizó una parte su contrato de suministro con Electroperú y desde enero del 2004 se encuentra como una distribuidora sin contrato de suministro. También en abril del 2004, Egesur dio por finalizado su contrato de suministro, pagando una penalidad por romper el contrato antes de la fecha de vencimiento.

Electrocentro: La Empresa Regional de servicio Publico de Electricidad del Centro S.A. (Electrocentro S.A.) fue constituida mediante la Resolución Ministerial No 319-83-EM/DGE, el 21 de diciembre de 1983.

Realiza actividades relacionadas con la distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro de su zona de concesión, que comprende los departamentos de Junin, Cerro de Pasco, Huancavelica, Huanuco, Ayacucho y parte del departamento de Lima.

En la tabla 3.9 se muestra la evolución de las compras de energía eléctrica a empresas generadoras del COES.

Tabla 3.9
Evolución de las compras de energía eléctrica a empresas generadoras del COES (MWh)

	SUMINISTRADOR	Año	MESES												Total
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
E L	Aguaytia	2000	4,248	4,024	4,389	4,327	4,602	4,392	4,510	4,608	4,539	4,546	4,474	4,584	53,243
	Electroperú		28,422	26,121	27,296	27,733	29,538	29,612	28,502	30,137	32,391	32,952	29,524	23,425	345,653
	Egocen		295	243	282	259	298	259	280	307	298	263	258	297	3,339
E C T	Egasa	2001					27,326	26,325	25,928	25,239	26,788	28,613	24,493	21,144	205,856
	Electro Andes					214	242	231	208	232	223	230	247	255	2,082
	Electro Perú		21,177	20,829	24,919	26,758									93,683
E C T	Termoselva	2002	4,298	3,906	4,419	4,430	4,658	4,424	4,586	4,327	4,476	4,656	4,476	4,682	53,338
	Egasa		19,396	18,179	21,839	24,283	25,168	25,980	28,661	25,763	26,997	27,360	24,695	26,255	294,577
	Electro Andes		248	238	252	252	258	220	228	200	181	220	177	188	2,660
E C T	Electro Perú	2003	149	136	156	159	169	178	189	183	174	185	175	174	2,029
	Termoselva		4,511	4,024	4,558	4,561	4,809	4,642	4,825	4,861	4,807	4,987	4,701	4,899	56,183
	Egasa		23,432	20,137	22,820	23,599	21,567	25,169	29,009	29,614	29,592	25,484	25,474	22,572	298,769
E C T	Egesur	2004								4,969	5,052	4,455	4,083	4,935	5,138
	Electro Perú		158	144	160	168	174	175	183	182	181	192	176	185	2,078
	Termoselva		4,780	4,237	4,771	4,799	4,959	4,865							28,411
E C T	Egasa	2004	24,286	24,004	25,157	26,518	26,675	30,802	32,553	29,202	27,844	29,912	28,988	27,435	333,376
	Egesur		5,010	4,654								230	203	231	10,328
	Electro Perú		172	164	180	192	211	204	3,440	3,476	3,420	3,597	3,182	3,589	21,827
	Generador Temporal				5,150	5,074	5,446	5,211	2,100	2,211	2,167	2,050	1,814	2,059	33,281

Fuente: Estadísticas OSINERG

En junio del 2003 finalizó su contrato con Termoselva, al no ser renovado, este fue asumido por Egesur. En febrero del 2004, Egesur dio por finalizado su contrato de suministro, pagando una penalidad por romper el contrato

antes de su fecha de vencimiento. Desde marzo del 2004 se encuentra como una distribuidora sin contrato de suministro.

Enosa : El 10 de diciembre de 1987 se constituye la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad (Electronoroeste S.A.), cuya zona de concesión son los departamentos de Tumbes y Piura.

Como empresa distribuidora de energía eléctrica, tiene que adquirir la mayor parte de la misma a las empresas generadoras del COES, las mismas que se muestran en el cuadro 3.10.

Tabla 3.10
Evolución de las compras de energía eléctrica a empresas generadoras del COES (MWh)

E L E C T R O N O R O E S T E	SUMINISTRADOR	Año	MESES											Total	
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV		DIC
	Egenor	2000	23,745	22,534	21,252	17,896	18,633	19,616	22,756	22,839	21,940	22,479	23,970	25,576	263,236
	Electroperú		7,335	7,080	7,371	7,109	6,951	6,550	6,541	6,585	6,576	6,937	6,748	7,439	83,222
	Egenor	2001	24,721	20,845	22,847	21,453	21,134	17,806	18,342	19,921	19,535	23,266	23,584	25,868	259,822
	Electro Perú		7,955	7,645	8,177	7,905	7,760	6,721	7,011	7,390	7,366	7,811	8,079	8,729	92,549
	Egenor	2002	23,587	20,830	20,581	21,142	22,278	21,739	17,527	20,000	20,400	20,082	20,495	23,445	252,105
	Electro Perú		8,711	7,902	9,107	9,212	9,816	8,670	8,459	8,350	8,292	8,719	8,459	9,153	104,849
	San Gabán		3,168	2,846	3,168	2,934	3,107	4,186	3,922	3,309	3,157	4,002	4,189	4,408	42,396
	Egenor	2003	23,437	11,439								34		57	34,967
	Electro Perú		9,184	18,936	34,763	32,167	31,460	30,818	33,894	30,666	29,166	34,259	33,684	38,489	357,486
	San Gabán		3,861	3,463	3,557	3,454	3,854	3,630	4,078	3,501	3,261	4,056	3,854	4,118	44,687
	Egenor	2004	8	4	1							40		11	64
	Electro Perú		26,575	26,473	26,478	23,196	22,681	25,740	32,957	29,241	31,024	32,663	33,752	37,914	348,695
	San Gabán		3,959	4,029	4,141	4,120	4,150	4,293	4,260	3,635	3,631	3,759	3,676	4,225	47,879
	Generador Temporal		9,875	10,080	11,470	10,838	10,723	9,736	3,699	3,656	3,827	4,137	4,021	4,277	86,338

Fuente: Estadísticas OSINERG

En febrero del 2003 finalizó su contrato de suministro con Egenor, al no ser renovado este fue asumido por Electroperú.

En diciembre del 2003 finalizó una parte su contrato de suministro con Electroperú y desde enero del 2004 se encuentra como una distribuidora sin contrato de suministro.

Electrosurmedio : La Sociedad inició sus operaciones el 30 de enero de 1912 y su zona concesión abarca el departamento de Ica.

Como empresa distribuidora de energía eléctrica, tiene que adquirir la mayor parte de la misma a las empresas generadoras del COES, las mismas que se muestran en la tabla 3.11.

Tabla 3.11
Evolución de las compras de energía eléctrica a empresas generadoras del COES (MWh)

	SUMINISTRADOR	Año	MESES												Total
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
E L E C T R O S U R M E D I O	Electroperú	2000	61,972	59,105	63,044	61,156	62,937	50,833	49,939	52,286	54,974	58,417	55,676	50,998	681,336
	Shougesa							9,988	10,256	10,044	9,892	10,563	10,738	10,630	
	Electro Perú	2001	24,490	20,840	24,383	24,230	24,288	21,999	22,919	23,451	22,457	27,752	24,710	24,500	286,019
	Shougesa		10,561	9,869	10,112	10,112	10,779	10,373	10,809	11,164	10,799	11,470	10,818	11,610	
	Electro Perú	2002	25,055	21,332	25,217	25,775	27,422	24,430	24,340	23,459	24,382	25,924	24,557	27,953	299,346
	Shougesa		11,502	10,523	11,122	11,153	11,404	10,803	10,962	11,419	11,250	11,956	11,262	11,654	
	Electro Perú	2003	23,109	19,052	20,962	22,453	23,193	21,113	19,208	20,693	22,010	24,256	23,676	25,063	264,788
	Shougesa		11,027	9,837	11,442	10,793	11,588	10,820	11,705	11,822	11,444	11,957	11,647	12,092	
	Shougesa	2004	11,796	4,753											16,550
	Generador Temporal		25,161	29,702	37,651	36,534	36,004	33,823	34,532	36,218	38,798	40,597	39,719	42,415	

Fuente: Estadísticas OSINERG

En diciembre del 2003 finalizó su contrato de suministro con Electroperú, desde enero del 2004 se encuentra como una distribuidora sin contrato de suministro. Asimismo, Shougesa dio por finalizado su contrato de suministro con Electrosurmedio desde el 13 de febrero del 2004.

CAPITULO IV

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

4.1 Introducción

La revisión de la experiencia internacional tiene por objetivo identificar que ventajas de dichos mercados se pueden aprovechar para temas de contratación.

Los sistemas latinoamericanos analizados en este trabajo se basan en modelos de despacho centralizado, el cual varía en los criterios de despacho desde la oferta pura en Colombia, hasta los costos marginales auditados en Chile, pasando por un sistema intermedio de oferta controlada en Argentina.

4.2 Mercado Eléctrico Chileno

El sistema eléctrico chileno fue desregulado en 1982, la reforma llevada a cabo fue pionero en el mundo. Ha sido exitoso en la década de los 80 que sirvió de modelo para posteriores reformas en otros países. Esta reforma estuvo motivada fundamentalmente por el propósito de crear un marco descentralizado para el funcionamiento de la industria, que permitiera la

participación privada en un ambiente en que la regulación sería sustituida por mercados libres y competitivos. Las actividades con características de monopolio natural, como la transmisión y la distribución, serían reguladas con criterios de eficiencia económica, transparencia y estabilidad jurídica.

4.2.1 Marco Regulatorio

La ley eléctrica que rige el Sistema Eléctrico Chileno es el DFL N°1, de minería de 1982. Como en ningún otro caso, tanto por ser los pioneros como por las características peculiares de su sistema político, los chilenos tuvieron bastante tiempo para pensar su sistema y para preparar y ejecutar una transición pausada y tranquila desde el sistema existente. En efecto, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el establecimiento de un sistema de precios para las transacciones en el mercado mayorista datan bastante antes de la ejecución de las primeras privatizaciones [12].

Los Organismos Reguladores, presentes en el mercado eléctrico Chileno, son la CNE y el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Dentro de las principales funciones de la CNE están el diseñar las modificaciones a la regulación existente, proponer el plan indicativo de la expansión del sector eléctrico y determinar cada seis meses el precio regulado para los usuarios menores, denominado Precio de Nudo [22][29].

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción se encarga de fijar las tarifas y fomentar el desarrollo eficiente de los diversos sectores. Actúa como árbitro de las divergencias que ocurren al interior del CDEC, debiendo emitir su resolución previo informe de la CNE [22][29].

El CEDEC incluye a todos los generadores con más del 2% de la capacidad instalada y a las compañías de transmisión con más de 100 Km. de líneas. Es el encargado de coordinar y planificar la operación del sistema. Debe informar a los generadores de las condiciones de oferta y demanda, coordinar el mantenimiento de centrales y verificar el cumplimiento de las normas de operación. Asimismo, debe determinar el precio spot al cual se valorizan las transferencias entre generadores [29].

4.2.2 Descripción de mercado

Las empresas generadoras pueden orientar sus ventas de energía y potencia en tres mercados, el Mercado Spot, el Mercado de Clientes Libres y el Mercado de Clientes Regulados [22][29].

➤ Mercado Spot

El Mercado Spot corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras remuneradas a precio Spot (precio fijado por el Centro de Despacho Económico de Carga). Estas transacciones se dan entre aquellas generadoras que cuentan con una generación superior a la comprometida por contratos y las que tienen una producción inferior a la energía y potencia contratada [22][29].

➤ Mercado de Clientes Libres

El Mercado de Clientes Libres está constituido por consumidores con una potencia contratada superior a los 500 KW, quienes pueden negociar

libremente los precios del suministro eléctrico, a través de contratos de suministro con las empresas generadoras o distribuidoras [22][29].

➤ **Mercado de Clientes Regulados**

El Mercado de Clientes Regulados es el que corresponde a los usuarios cuya demanda es igual o inferior a los 500 kW (desde 1982 fue de 2000 kW hasta que fue modificado en el año 2004), y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, de la cual son clientes.

Las empresas distribuidoras para abastecer este mercado firman contratos de suministro con las empresas de generación a precios regulados establecidos por el organismo regulador [22][29].

4.2.3 Situación actual

La energía eléctrica en Chile no se provee a través de un único sistema eléctrico, sino que a través de cuatro sistemas no interconectados entre sí, estos son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema de Aysen y el Sistema de Magallanes. La suma de las capacidades instaladas de estos cuatro sistemas, que asciende en el año 2003 a 10 742 MW (siendo el 38% de origen hidráulico) constituyen la potencia total instalada en el país [22][31].

La evolución de la capacidad instalada con relación a la demanda máxima total se presenta en la tabla 4.1

Además se presenta un índice de concentración Herfindahl – Hirschman igual a 3466 en el SIC, característica que sitúa al mercado chileno como altamente concentrado en generación.

Tabla 4.1
Evolución de la Capacidad Instalada con relación a la Demanda

Año	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)	Margen de Reserva (%)
1998	7,832	5,057	35.4%
1999	9,265	5,324	42.5%
2000	10,045	5,717	43.1%
2001	10,099	5,963	41.0%
2002	10,455	6,348	39.3%
2003	10,742	6,629	38.3%

Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas

Asimismo, se presentó una situación de déficit de abastecimiento en el SIC desde Noviembre de 1998 hasta mediados de 1999, producida fundamentalmente por la peor sequía sufrida en ese periodo y la falla prolongada de la central de ciclo combinado Nehuenco. El sistema no pudo evitar la doble contingencia y en noviembre de 1998 se rompió el precario equilibrio del SIC. El déficit fue reducido, pero permanente en los días siguientes (76 GWh). Posteriormente, el 30 de marzo de 1999, la Central Nehuenco de Colbún tuvo una falla casi estructural que la sacó del sistema por 55 días, originándose un déficit energético que se mantuvo hasta mediados de junio. Este déficit esta vez fue de un total de 373 GWh, lo que

demuestra nuevamente la dependencia de las fuentes térmicas en que se encontraba el SIC, dado el precario nivel de los embalses [28][29].

Según estudios posteriores a la crisis, se concluye que a pesar de la peor sequía del siglo y de la falla de la central Nehuenco, los cortes de energía y el déficit agregado de 450 GWh, se podría haber evitado si el agua embalsada se hubiese manejado eficientemente por las empresas generadoras; una mayor transparencia de la información referida a la crisis hubiera permitido al sector industrial, disponer de una cantidad importante de grupos generadores para autoabastecerse y la crisis dejó en evidencia la falta de un acuerdo entre los agentes que lo administran para lograr una operación técnicamente correcta [28][29].

A consecuencia de la crisis se modificó la Ley N° 18.410, la reforma principal al DFL N°1 es la modificación del artículo 99 bis, cuyo cambio consistió en que las compensaciones se pagarían siempre, sin que pudiera argumentarse las condiciones de sequía extrema, peor que la más seca de la estadística, como causal de caso fortuito o fuerza mayor [28][29].

La consecuencia es que ahora las distribuidoras han empezado a quedarse sin contratos de abastecimiento de energía, debido a que ningún generador quiere firmar contrato de suministro con un distribuidor, para no correr el riesgo de pagar compensaciones que pueden llevarlo a quiebra. Esta situación de existencia de distribuidores sin contratos, ha llevado a la Superintendencia (SEC) a emitir la Resolución No 88, para obligar a las generadoras a suministrar a dichas distribuidoras. En términos generales, dispone que el suministro para las distribuidoras sin contrato debe ser

proporcionado por todas las empresas generadoras del CDEC-SIC a prorrata de sus respectivas energías firmes, considerando las provenientes de sus instalaciones propias como las contratadas. En cuanto al precio, este será el precio de nudo en el punto de retiro respecto a los consumos que correspondan a los clientes regulados de la distribuidora y el precio que convenga la Dirección de Operación con la distribuidora para los clientes libres de la misma [23].

Asimismo, en setiembre del 2000 la CNE presentó el anteproyecto de la Ley General de los Servicios Eléctricos para reformar la Ley eléctrica chilena [30]. Se pretendió reformar completamente la ley, implementando la Bolsa de Energía con Operador Independiente del Sistema (BE-ISO) como nuevo modelo de mercado, sin embargo esta no prospero, debido a la alta concentración que presenta el mercado eléctrico chileno y la vulnerabilidad que puede presentar el modelo BE-ISO a prácticas monopólicas individuales o colectivas [23][24].

De la revisión del mercado eléctrico chileno se tienen las siguientes experiencias que podrían aprovecharse para el mercado peruano:

El tener un Centro de Despacho que responda a intereses particulares de los generadores que lo integran, que excluya a los representantes de la demanda y que no es independiente de los agentes que los integran desencadenan crisis como los ocurridos en Chile en 1998- 1999

Ante la presencia de distribuidores sin contratos se emitió la Resolución 88 para obligar a las generadoras a suministrar a dichas distribuidoras a precios de nudo y en proporción a su energía firme.

Disminuir el límite de potencia para ser considerados como clientes libres (Desde 1982 fue 2000 kW sin embargo se ha reducido en el año 2004 a 500 kW) permite que la cantidad de agentes en el mercado libre se incremente. A medida que este valor disminuye la relevancia del mercado regulado se reduce.

Se pretendió reformar completamente la ley, implementando la Bolsa de Energía con Operador Independiente del Sistema (BE-ISO) como nuevo modelo de mercado, sin embargo esta no prosperó, debido a la alta concentración que presenta el mercado eléctrico chileno.

4.3 Mercado Eléctrico Argentino

En el año 1992 comenzó la desregulación sistema eléctrico argentino, donde experimentó profundos cambios en su marco institucional, organizacional y regulador. La experiencia argentina presenta especial interés tanto debido a la profundidad y alcance de las reformas, como por el hecho de que el enfoque utilizado para la transformación de su sistema eléctrico suele presentarse como un modelo deseable para su aplicación en otros países de la región, y es observado con especial atención desde otras regiones [32].

4.3.1 Marco Regulatorio

Los lineamientos generales dentro de los cuales se desenvuelve el sector eléctrico Argentino se encuentran en la Ley N°24.065 y su reglamento Decreto N° 1.398/92. Uno de sus objetivos principales es que los beneficios derivados de la competencia en el sector de generación alcance a los consumidores a través de menores precios de energía. Se hace mención, explícitamente, al aliento de inversiones que aseguren el suministro de largo plazo y que se realicen en producción, transporte y distribución [32].

El que se haya desarrollado de manera tan fuerte la comercialización de energía y potencia por medio de contratos es que se tiene una ley eléctrica de orden mas general, que si bien es aprobada por el Parlamento y su posterior modificación es complicada, esta da los marcos generales sobre los cuales se pueden ir dictando reglamentos para la posterior aplicación de la Ley. Estos reglamentos son promulgados por el Poder Ejecutivo y pueden modificarse con bastante facilidad siempre que se ajusten a la Ley General. Esto hace que el sistema reglamentario argentino haya ido desarrollándose a la par del desarrollo del mercado, pudiendo establecer mejores condiciones para la competencia en la actividad de generación [12][32].

El tener una ley general con reglamento que se pueden ir modificando con bastante facilidad podría hacer pensar en reglas poco claras para el inversionista, y contratadores de suministro, pero en la práctica este sistema ha dado excelentes resultados. La competencia en generación en Argentina a nivel de contratos es bastante grande.

En lo concerniente a los organismos reguladores, se tiene a la Secretaría de Energía como el organismo de aplicación de la Ley, que tiene a su cargo el establecimiento de normas que regulen la operación del sistema a nivel nacional. Los problemas resultantes de la aplicación de la regulación son tratados por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) [33].

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), es el organismo encargado del despacho, es decir, es la que coordina las acciones de los agentes siguiendo los procedimientos estipulados por la Secretaría de Energía. Asimismo, se encarga de manejar las transacciones económicas del mercado contabilizando los créditos y débitos que surgen de las operaciones y realizando las correspondientes liquidaciones a los agentes [34].

4.3.2 Descripción de mercado

La Organización Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sobre la que se estructura el conjunto de transacciones de energía eléctrica que se realizan en el mercado eléctrico argentino, se componen de un Mercado Spot y un Mercado a Término [32][35].

Los actores reconocidos del MEM son: Generadores, Transportistas, Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores.

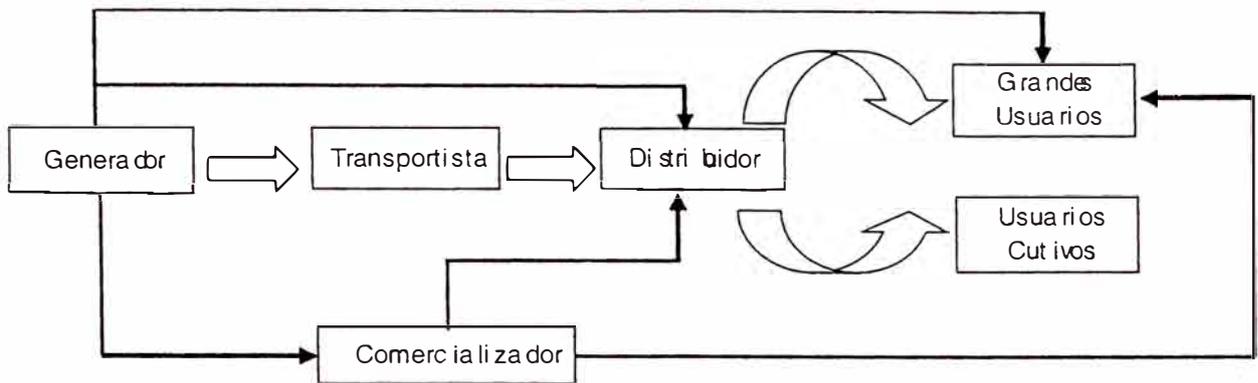


Figura 4.1 Actores del Mercado Eléctrico Argentino [35]

En la figura 4.1 se muestra la separación de funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización. Los generadores son los productores de electricidad, venden su energía a distribuidores y comercializadores a través de contratos a término o venden en el mercado spot mayorista. Los distribuidores son los mayores demandantes del sistema, tienen clientes cautivos (regulados) y no cautivos (grandes usuarios) por lo que no solo distribuyen energía eléctrica a través de sus redes de baja tensión sino que también realizan la comercialización final de electricidad. Los transportistas, por su parte, son los operadores de las redes de alta y media tensión, y tienen prohibida la compra/venta de energía eléctrica [35].

➤ Mercado Spot

El Mercado Spot es un mercado donde los oferentes pueden optar por vender su energía a los precios fijados en forma horaria, en base al costo marginal de producción.

Las ofertas son costos marginales declarados por las empresas con un tope.

Dentro del mercado spot existen dos categorías de compradores: los distribuidores y los eventuales. Se consideran compradores eventuales todos aquellos que demandan en el mercado spot los faltantes de sus contratos, ya sean generadores cuya generación propia no cubre la totalidad de sus ventas por contrato y los grandes usuarios con demanda superior al suministro contratado [32][35].

El precio que pagan los distribuidores por sus compras en el mercado spot es un precio estacional y se les reconoce como costo a ser pasado a los usuarios finales el mismo precio estacional, de forma tal que básicamente no corren riesgo de precios por sus compras en el spot. El precio estacional es estimado sobre la base de un promedio del precio spot calculados en función de una simulación de despacho sobre los seis meses futuros al final de cada periodo estacional, con revisiones trimestrales, con el fin de suavizar la volatilidad del mercado spot en los precios de los usuarios finales. Los probables desvíos entre la operación en tiempo real y las previsiones trimestrales se compensan por medio del Fondo de Estabilización, que permite asegurar el pago normal de los oferentes. De esta forma las señales de precio percibidas por los consumidores finales reflejan las distintas situaciones cambiantes de la oferta y la demanda, pero en forma estacional y con variaciones menos abruptas [32][35].

Dada la existencia del sistema de precios estacionales, el riesgo precio de los distribuidores esta mayormente cubierto, por lo que cabe preguntarse ¿Por qué los distribuidores igualmente celebrarían contratos nuevos? La razón principal se debe encontrar en la necesidad de garantizarse

cantidades de suministros adecuados para atender su demanda a riesgo de ser severamente penalizado en casos de restricciones de suministro, lo cual a corto plazo es poco probable debido al margen de reserva actual [35].

➤ **Mercado a Término**

El Mercado a Término, es aquel donde un Generador y un Distribuidor o gran usuario pueden pactar libremente un contrato de suministro de energía eléctrica en cantidad y precio. Pero se introduce como limitación, la imposibilidad para los Distribuidores de trasladar a los clientes precios superiores al estacional [32][35].

Una de las características de los contratos es que en caso de insuficiencia de generación en el MEM para atender a la demanda, los cortes de suministro se realizaran entre los usuarios del Mercado Spot, ya que los contratos son atendidos prioritariamente por cada generador. Esto significa que ante una situación que obligue realizar cortes programados de suministro, todo Distribuidor o gran Usuario que tiene un contrato con un generador con sus unidades disponibles no sufrirá ninguna interrupción en su suministro [32][35].

La Secretaría de Energía a efectos de fomentar la competencia en el sector de consumo, ha ido modificando la demanda máxima requerida para que un usuario final pueda adquirir directamente su abastecimiento en el MEM, desde un valor de 10 MW en 1992, hasta los 30 kW recurridos en la actualidad. A su vez se han creado distintas categorías de grandes usuarios,

los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) con demandas iguales o superiores a 1 MW, los Grandes Usuarios Menores (GUME) con demandas iguales o superiores a 100 kW e inferiores a 2 MW y Grandes Usuarios Particulares (GUPA) con demandas iguales o superiores a 30 kW e inferiores a 100 kW [34]. En la tabla 4.2 se muestra la cantidad de agentes hacia fines de 2002, tanto para el SADI (MEM) como para el sistema Patagónico (MEMSP)

Tabla 4.2
Agentes del Mercado Mayorista

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA MEM - MEMSP	1993	1996	1999	2003
GENERADORES	23	43	44	43
TRANSPORTISTAS (AT, Distro y PAFTT)	7	21	47	61
DISTRIBUIDORES	26	28	50	65
AUTOGENERADORES	2	9	12	14
COGENERADORES	0	0	3	3
GUME (MENORES)	0	459	1548	1037
GUMA (MAYORES)	18	265	409	300
GUPA (PARTICULARES)	0	0	26	32
COMERCIALIZADORES	0	0	2	4
TOTAL AGENTES MEM	76	825	2141	1559

Fuente: Cammesa

4.3.3 Situación actual

En Argentina existen dos mercados eléctricos mayoristas asociados a dos sistemas interconectados: el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que cubre casi todo el país, con excepción de la Región Patagónica y conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP), que abastece a la Región Patagónica [32].

Ambos mercados operan bajo similares reglas de funcionamiento, pero los precios difieren dependiendo de las condiciones particulares de oferta y demanda de cada mercado.

La capacidad instalada del sistema argentino correspondiente al MEM y MEMSP es de 23 776 MW, correspondiendo al MEM la capacidad instalada de 22998 MW y el resto al MEMSP [34].

Por tipo de generación el 40.1 % del total de su capacidad instalada proviene de la generación hidráulica, 4.2 % de la nuclear y el resto de la termoeléctrica. La evolución de la capacidad instalada con relación a la demanda máxima en el MEM se presenta en la tabla 4.3

Además presenta a diciembre de 2003 un índice de concentración Herfindahl – Hirschman igual a 1174. Esta característica sitúa al mercado argentino como uno altamente competitivo en generación.

Tabla 4.3
Evolución de la capacidad instalada con relación a la demanda máxima en el MEM

Año	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
1995	16332	10190
1996	17109	11243
1997	18202	11776
1998	18899	12269
1999	19512	12730
2000	20719	13754
2001	22336	14601
2002	22831	13841
2003	22998	14359

Fuente: Cammesa

De la revisión del mercado eléctrico argentino se tienen las siguientes experiencias que podrían aprovecharse para el mercado peruano:

- Insuficiente desarrollo del mercado de contratos entre generador y distribuidor para el segmento de clientes regulados, debido a que el precio spot se autoriza traspasar a tarifas de los usuarios, estabilizado cada tres meses (Precio Estacional). Los distribuidores no quieren correr riesgos al firmar contratos con los generadores. El riesgo al Precio Estacional es nulo.
- La progresiva reducción del límite máximo para la definición de las categorías de Grandes Usuarios con libre acceso a la elección de sus suministradores hicieron que este mercado se vuelva más competitivo, a la fecha este valor es de 30 kW.
- Presencia de la figura del Comercializador, favorece la comercialización de electricidad en el mercado a través de contratos.
- El centro de despacho Cammesa conformado por representantes de los generadores, transmisores, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores hacen que este mercado sea transparente e independiente.

4.4 Mercado Eléctrico Colombiano

El sector eléctrico colombiano fue modernizado abriéndolo a la participación privada y siguiendo un esquema similar a los países pioneros en este desarrollo, en especial Reino Unido. El nuevo esquema se puso en funcionamiento en julio de 1995 con la entrada de la Bolsa de Energía, siendo el primer país latinoamericano que diseña un mercado eléctrico de este tipo. Es por esto último que muchos de los países que están

reestructurando sus mercados han utilizado la experiencia colombiana para analizar como estos funcionan.

4.4.1 Marco Regulatorio

La reestructuración del Sector Eléctrico Colombiano se realizó con las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) 143 (Ley eléctrica) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo sana competencia. Estas Leyes crearon el Mercado Mayorista de energía Eléctrica. La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [36].

La CREG es la autoridad regulatoria del sector energético, electricidad y gas, cuyo objetivo básico es promover, crear y preservar la competencia en la generación, a regular el uso de las redes de transporte, para garantizar el libre acceso de los agentes, y la operación del sistema interconectado nacional y el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas. Establece la regulación tarifaria para usuarios regulados y a las actividades que son monopolio natural [36].

La Unidad de Planeación Minero Energético (UPME), tiene entre sus funciones elaborar y actualizar el Plan de Expansión de Referencia del sector eléctrico [36].

Como organismo de coordinación se tiene la empresa del Sistema de Transmisión denominada Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) que realiza además de la función de coordinador de la operación del Sistema

Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho - CND), la función de administrador del mercado (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC) [36].

El Consejo Nacional de Operación (CNO) integrado por diferentes agentes del mercado, es el órgano de consulta del CREG en temas técnicos [36].

4.4.2 Descripción de Mercado

El mercado eléctrico de Colombia, se basa en un sistema de ofertas de precios libres¹⁴ por parte de los generadores. Sin embargo no ha sido implementada la opción por parte de la demanda de declarar precios a los cuales están dispuestos a consumir, es decir, ofertas de demanda como contraparte de las ofertas de producción [37].

Las ofertas efectuadas por los generadores son “uninodales”, es decir, se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad en el momento de hacer la oferta. Este esquema implica la existencia de un “despacho ideal” diferente al “despacho real” del Sistema. Mientras en el “despacho ideal” las plantas y/o unidades de generación necesarias para cubrir la demanda nacional, se seleccionan por meritos de precios de oferta, en el “despacho real” aparece la generación forzada que requiere el SIN, debido a la presencia de restricciones: límites de transporte y transformación, necesidades de soporte de tensión, generaciones mínimas

¹⁴ Se establece intervención del precio de generadores con embalse cuyo nivel sea inferior al Mínimo Operativo Superior en la ejecución del despacho, en este caso la oferta se interviene y se cambia. Esta intervención permite asegurar un nivel de reservas que respalde el cubrimiento de la demanda con adecuada confiabilidad, aún en condiciones extremas de bajos caudales.

por estabilidad, etc. El costo de las restricciones se obtiene como la diferencia existente entre la generación del despacho real y la del despacho ideal, liquidada al precio de reconciliación del generador [36].

Las transacciones de energía en el mercado eléctrico son de dos tipos: contratos bilaterales y mercado spot.

➤ **Contratos Bilaterales**

Los contratos bilaterales son contratos financieros y no afectan el despacho. Los precios de las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios regulados, mediante suscripción de contratos bilaterales, se forman bajo competencia en las convocatorias públicas que realizan los comercializadores que atienden el mercado regulado [36][38].

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios no regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores [36][38].

Para los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores, se debe presentar la solicitud de registro ante el ASIC con 5 días de anticipación a la fecha en la cual entra en Operación Comercial el contrato. El contrato debe contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, durante su vigencia [36][38].

No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales, ni sobre la capacidad que un agente generador o comercializador, puede comprometer en ellos. Es decisión de los agentes comercializadores y generadores su grado de exposición a la Bolsa [36][38].

➤ **Mercado Spot**

El Mercado Spot corresponde a las transacciones en bolsa, donde los comercializadores presentan la demanda por energía y los generadores su oferta [36].

Para efectuar la valorización de las transacciones en la Bolsa se procede en la siguiente forma: para los generadores se agregan las generaciones horarias de cada uno de sus recursos, que se obtienen del despacho ideal, y para los comercializadores se establece la demanda que corresponde a sus registros. Luego se asignan los contratos que cada uno de los agentes tiene para cada hora, como lo estipula la reglamentación. Como resultado de este proceso se obtiene el siguiente balance:

Los generadores tienen a su haber, la suma de las generaciones de sus recursos obtenidos del Despacho Ideal, y al debe, los contratos que han sido asignados a ellos. La diferencia – generación ideal menos contratos – si es positiva, es una venta a la Bolsa que se le abona al generador en la cantidad que resulta de valorar la energía al precio de Bolsa de la hora correspondiente. Si por el contrario, la diferencia es negativa, es una compra que se le factura por una cantidad igual a la diferencia valorada al mismo precio de Bolsa [36].

Para los agentes comercializadores se tiene en forma equivalente, el balance Demanda – Contratos. La diferencia entre la demanda y los contratos se factura al precio de Bolsa. Si es positiva, es una compra a la Bolsa que se le factura al agente. Si es negativa, es una venta y como tal se le abona [36].

Los agentes activos que participan en el MEM son los generadores y los comercializadores, los agentes que participan en forma pasiva son los transportadores que se clasifican en transmisores y distribuidores.

Los agentes generadores desarrollan la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios. Sin embargo, también pueden asumir el rol de compradores para: i) protegerse de eventualidades que les impidan cumplir las obligaciones contraídas con sus clientes en el largo plazo; o ii) estructurar portafolios para obtener ganancias de los movimientos de los precios en los mercados de corto y largo plazo, en cuyo caso actúan como comercializadores [36][38].

Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados [36][38].

Los distribuidores son las empresas eléctricas propietarias de redes de distribución. A semejanza de las empresas transportadoras, tienen tarifas reguladas para cubrir los costos de su actividad económica. En la actualidad todos los distribuidores son comercializadores en el mercado mayorista y por lo tanto son agentes activos.

En la tabla 4.4 se muestra la evolución del número agentes del sector eléctrico por actividad.

Tabla 4.4
Número de Agentes del Sector Eléctrico por Actividad

Agentes	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Generadores	22	27	23	29	26	35	33	38	42
Comercializadores	28	42	45	55	55	64	57	58	60
Transportadores	10	10	11	12	12	11	11	11	11

Los usuarios no regulados o grandes usuarios, son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 kW o su equivalente de energía de 55 MWh/mes. La Ley otorgó a la CREG la facultad de reducirlo gradualmente. Inicialmente se fijó como límite 2 MW, luego se disminuye a 1 MW (febrero de 1997), en enero de 1998 baja a 0.5 MW y por último en enero de 2000 a su valor actual de 100 kW [36].

Independientemente del mercado atendido, regulado o no regulado, en forma general la cadena de costos implícita en la prestación del servicio de energía eléctrica a un usuario final contiene las siguientes componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización, otros costos; sin

embargo, el manejo que puede aplicar el comercializador a cada uno de los componentes, dependerá del mercado en el cual actúe [36].

4.4.3 Situación Actual

En Colombia existe un único Sistema Interconectado Nacional con redes que enlazan las plantas de generación con los centros de carga de las regiones del país.

La capacidad efectiva de generación fue de 13,270 MW en el año 2003, siendo el 66.7% del tipo hidráulico y el resto del tipo térmico. Asimismo, la máxima demanda fue de 8,257 MW, siendo el margen de reserva del 60.7%. La evolución de la capacidad efectiva con relación a la demanda máxima se presenta en la tabla 4.5

Tabla 4.5
Capacidad efectiva con relación a la demanda máxima

Año	Capacidad Efectiva (MW)	Demanda (MW)	Margen de Reserva (%)
1995	10102	7130	41.7%
1996	10639	7276	46.2%
1997	11217	7559	48.4%
1998	12083	7506	61.0%
1999	11595	7365	57.4%
2000	12264	7712	59.0%
2001	13170	7787	69.1%
2002	13470	8078	66.7%
2003	13270	8257	60.7%

Además presenta a diciembre de 2003 un índice de concentración Herfindahl – Hirschman igual a 1337. Característica que señala al mercado colombiano como uno competitivo en generación. Asimismo, la CREG ha reglamentado

que ninguna empresa podrá tener más del 25% de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el SIN

De la revisión del mercado eléctrico colombiano se tienen las siguientes experiencias que podrían aprovecharse para el mercado peruano:

Los precios de las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios regulados, mediante suscripción de contratos bilaterales, se forman bajo competencia en las convocatorias públicas que realizan los comercializadores.

Para las compras de energía con destino a usuarios no regulados, el comercializador puede optar por comprar la energía en el mercado spot o mediante la suscripción de contratos bilaterales que no están regulados y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente.

La venta de energía a clientes finales solamente es realizada por los comercializadores quienes compran la energía eléctrica en el mercado mayorista (todos los distribuidores son comercializadores).

Existe una progresiva reducción del límite máximo para la definición de los usuarios no regulados, a la fecha este valor es de 100 kW.

Ninguna empresa podrá tener más del 25% de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el SIN

CAPITULO V

**ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA ENTRE LAS EMPRESAS
GENERADORAS Y DISTRIBUIDORAS EN LAS TRANSACCIONES
COMERCIALES**

5.1 Introducción

Después de más de 10 años de vigencia de la LCE, el modelo regulatorio en lo que se refiere a los contratos de suministro de generador a distribuidor para el mercado regulado han evidenciado que estos resultan ser inviables bajo el actual esquema de establecerse a precios regulados. Durante el año 2004, se ha presentado el caso de que algunas empresas distribuidoras de electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) han estado retirando potencia y energía para atender la demanda de sus clientes finales sin contar con contratos de suministro de electricidad suscritos con las empresas generadoras.

El objetivo de este capítulo es analizar cuales son las causas que han ocasionado que las empresas generadoras no hayan suscrito contratos de suministro con las empresas distribuidoras.

5.2 ¿Qué opinan las empresas generadoras?

En el Foro Energético llevado a cabo en la ciudad de Ica, los días 16 y 17 de julio de 2004, las empresas generadoras argumentaron lo siguiente:

- En las últimas fijaciones tarifarias se consideraron proyectos de generación sin mayor sustento que causaron reducciones artificiales de las tarifas eléctricas y pérdidas a los generadores.
- En la actualidad la reserva fría del sistema tiene un elevado costo de operación y no es adecuada para una operación continua, lo cual eleva el riesgo de desabastecimiento ante situaciones hidrológicas secas como las actuales
- La carencia de contratos de distribuidoras hacen que el generador no perciba el pago que le corresponde por suministrarles el servicio eléctrico.
- Existe falta de inversiones eficientes en generación que garanticen el suministro en condiciones adecuadas la calidad, cantidad y precio, que eviten el riesgo de racionamiento en hidrologías secas como la actual.
- Hace más de dos años ninguna empresa generadora privada ha suscrito contratos importantes con empresas distribuidoras. Las empresas generadoras estatales asumieron los contratos con las distribuidoras provocando una apariencia falsa del funcionamiento del sistema.
- En el 2004 por el alto costo de producción, los que sobrecontrataron no renovaron sus contratos o tuvieron que resolverlos pagando elevadas multas.
- Existe una alta probabilidad que en el 2005 la situación de déficit de contratos persista a falta de una señal de precios adecuada.

- Los distribuidores deben contratar con 24 meses de anticipación como manda la Ley y esto debe ser controlado por el ente rector y fiscalizador.

No se tomaron las medidas correctivas oportunamente.

- Resulta indispensable que se de una señal eficiente y estable para asegurar inversiones nuevas en el sistema.

Ante esta problemática, los generadores propusieron:

- La modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas en lo concerniente a la Fijación Tarifaria.

- Modificar el horizonte de cálculo tarifario de 4 a 2 años de proyección, más un año de proyección real hacia atrás. Esto permitirá establecer un ajuste periódico al mercado spot.

- Es necesario darle confianza a los inversionistas actuales y potenciales ingresantes, pues considerando el ritmo actual de crecimiento de la demanda, se prevé que aumentará el riesgo de falla afectando la calidad del servicio, para lo cual es de vital importancia que el organismo regulador de una señal adecuada de precios.

5.3 ¿Qué opina el organismo regulador?

➤ Precios regulados y rentabilidad del sector [10]

Las inversiones privadas en el sector eléctrico, como ocurre en las demás actividades que requieren capitales de relativa significación, se realizan sobre la base de estudios técnico – económicos que analizan el mediano y largo plazo. Este hecho cuestiona la tesis que vincula el actual

comportamiento de las inversiones en generación con el nivel de las tarifas reguladas. La ausencia de consistencia de ese enunciado se hace aun más palpable cuando se observa que los actuales precios de generación cubren de manera prudente las necesidades de las empresas como se observa en el cuadro 5.1 Costos y Utilidad de la Generación.

Cuadro 5.1 Costos y Utilidad de generación

	2000	2001	2002	2003
Ingresos Totales de Generación	689,066.62	657,752.18	701,473.14	710,766.74
Impuestos, Tributos y Trabajadores	104,231.21	113,371.59	111,877.23	123,458.72
Depreciación	117,046.84	133,481.99	135,747.51	146,462.18
Otros Costos	186,082.43	157,831.78	184,042.86	170,727.77
Costo Combustible	66,546.93	30,372.17	31,429.02	44,362.59
Costos de Generación	473,907.40	435,057.52	463,096.62	485,011.26
Utilidades	215,159.22	222,694.65	238,376.51	225,755.48

Fuente: OSINERG

➤ Inversión en el Sector Eléctrico [10]

El cuadro 5.2 presenta las inversiones realizadas en el segmento de la generación eléctrica a partir de la promulgación de la LCE. Donde se ve que las decisiones de inversión en generación eléctrica han estado asociadas básicamente a las exigencias de los contratos de concesión y a una actitud promotora del Estado, lo que corrobora que las inversiones toman en cuenta el comportamiento de los precios con una visión de muy largo plazo, con la convicción que las actividades eléctricas son negocios regulados con rentabilidades moderadas garantizadas por el Estado a través de la gestión del regulador.

Cuadro 5.2 - Evolución de las inversiones efectuadas

Motivo de Inversión	Hidráulica	Térmica	Año de Ingreso	Potencia Efectiva (MW)	Total (MW)	%
Señal de la LCE	Gallito Ciego		1997	38.1	408	26.6%
	Yanango		2001	42.6		
	Chimay		2000	149		
	Huanchor		2002	18.2		
	Curumuy		1997	10		
	Poechos		2004	15		
Estado		Ilo 2	2000	135	334	21.8%
	San Gaban II		2000	110		
	Recuperación Machupicchu		2001	92.25		
	Mollendo 1		1997	31.7		
	Mollendo 2		1999	74		
	Calana		1999	25.5		
Compromisos de Inversión		Moquegua	1996	0.9	790	51.6%
	Amp. Cañón del Pato		1999	90		
		Aguaytia	1998	156.5		
		Santa Rosa	1997	121.2		
		Ventanilla	1997	328		
		Malacas	1998	94.6		

Fuente: OSINERG

➤ Precios de mercado libre y precios regulados [10]

La figura 5.1 muestra el comportamiento de los precios de la energía para el mercado libre y el mercado regulado.

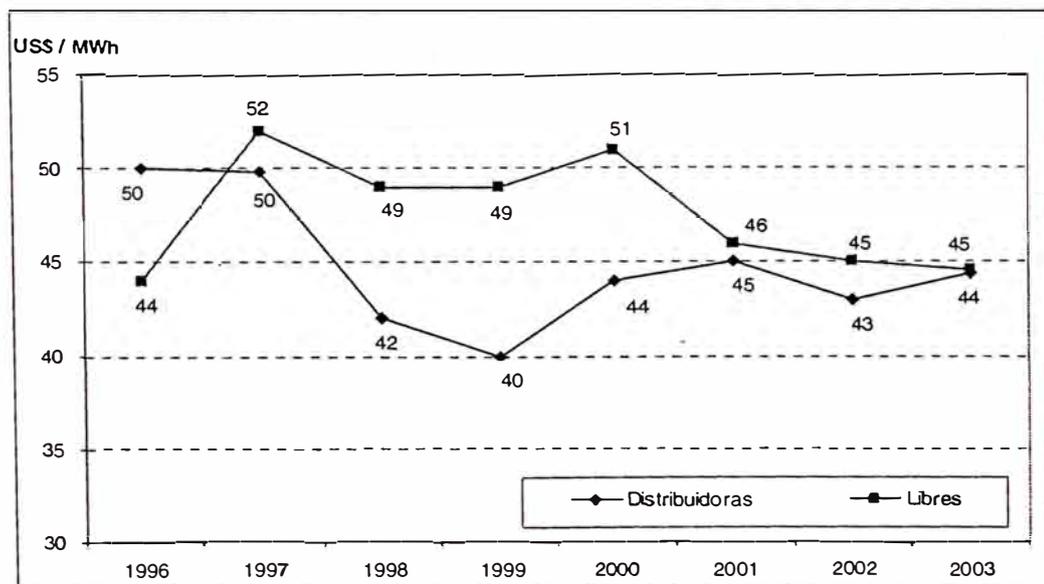


Figura 5.1 Precios Medios de Venta de Generador a Clientes

Fuente: OSINERG

De la observación del gráfico se desprende que: i) los precios de la energía pactados libremente entre los generadores y los clientes libres tienen desde 1997 una tendencia a la baja; ii) los precios del mercado libre y los precios del mercado regulado se han aproximado tanto que en la práctica han desaparecido sus diferencias; y iii) la convergencia de las tendencias de largo plazo de los precios de energía muestran que las tarifas eléctricas reguladas son consistentes si se confrontan las mismas con la realidad del mercado.

➤ **Transferencias entre generadores [10]**

Para explicar mejor la naturaleza y los alcances de las transferencias entre generadores y sus repercusiones en la situación financiera y comercial de algunas empresas es preciso situarse en dos momentos del mercado libre de energía.

El primero en un año promedio (ni húmedo, ni seco) como el 2002 y el segundo en un escenario de sequía como el actual.

En el año 2002, como se aprecia en el cuadro No 5.3, el monto de las transferencias entre los generadores fue de 48.48 Millones de US\$ por el pago de la energía adquirida a precios spot que se encontraban muy cerca o por debajo de los Precios en Barra. En tales condiciones, las transferencias reflejaban exitosas operaciones de comercialización de energía por parte de las empresas de generación que aparte de su propia producción vendieron también energía adquirida a otros generadores. La significativa diferencia

entre los precios de compra y los precios de venta dejó a esas empresas importantes beneficios.

En un escenario de condición hidrológica seca como el año 2004, con precios spot de la energía que superan largamente los Precios en Barra, la situación de las empresas de generación, que habitualmente venden energía propia y ajena, se ha complicado comercial y financieramente. Pero, a la inversa de lo que ocurre en los años húmedos, son las empresas generadoras que antes perdían, las que ahora reciben remuneraciones sustantivamente mejores, gracias a la sequía.

Cuadro 5.3. Transferencias de Energía (Millones de US\$)

	2001	2002	2003	2004
ELECTROPERU	2.48	-5.51	-41.62	-80.91
EDEGEL	21.95	30.16	32.11	34.72
ETEVENSA	-11.61	-17.07	-9.80	48.33
CAHUA	-3.73	-3.43	-5.22	1.25
EGENOR	2.74	-2.47	23.21	19.34
ELECTROANDES	-0.41	1.24	1.24	-3.74
SHOUGESA	-10.19	-10.84	-13.65	-22.13
CNP ENERGIA	0.29	0.56	1.26	-1.52
EEPSA	-1.70	-2.54	7.94	17.26
TERMOSELVA	2.05	4.04	5.80	-1.08
EGEMSA	2.93	5.60	3.41	3.53
EGASA	2.59	-4.23	-2.39	-6.06
EGESUR	0.30	-2.08	-3.99	-1.47
ENERSUR	-11.54	3.37	6.95	3.28
SAN GABAN	3.85	3.21	-5.25	-10.80

Grupo Estatal	12.2	-3.0	-49.8	-95.7
Grupo Privado	-12.2	3.0	49.8	95.7

A partir de lo expuesto anteriormente puede extraerse conclusiones y/o comentarios como los siguientes:

Las tarifas reguladas son consistentes con la realidad del mercado

Las tarifas reguladas cubren los costos de producción eléctrica y brindan al sistema los márgenes de rentabilidad establecida en el marco normativo.

El comportamiento de las inversiones en el sector eléctrico no estaría vinculado con el nivel de los precios regulados. Los precios regulados de mediano plazo que fija OSINERG están, en promedio, por encima de los costos de generación.

El proyecto Camisea ha introducido cambios importantes en el sector eléctrico, los suministradores eléctricos se han visto obligados a reevaluar sus inversiones y analizar sus nuevos proyectos a la luz de un nuevo competidor más económico y con gran capacidad de abastecimiento. La próxima planta para cubrir la demanda, (unidad de bajo costo variable que puede ser Ciclo Combinado o Ciclo Simple a Gas Natural) sería aproximadamente de 300 MW en el año 2007 ó 2008, dependiendo de la tasa de crecimiento de la demanda. Introducir una nueva inversión, únicamente por el temor de una nueva sequía, podría terminar en una inversión imprudente que ocasione una reducción irrazonable de las tarifas debido al exceso de generación en el sistema, tarifas que, de por sí ya han sido consideradas como muy bajas por los generadores involucrados.

El Presidente de OSINERG, Alfredo Dammert afirmó: "Hoy no les convendría invertir más a las empresas, porque si existiera hoy mayor capacidad de generación, al haber más competencia, el precio tendería a bajar, por lo que la estrategia actual de las empresas (al aun no invertir), es ordenada y buena (Gestión 13/07/2004).

Las transferencias de energía no son un costo del sistema, son únicamente pagos entre empresas generadoras. La situación de las transferencias entre generadores y las dificultades que afrontan algunos de ellos se explica por las políticas comerciales de las empresas y no por el nivel de las tarifas reguladas.

El presidente de OSINERG, Alfredo Dammert señaló que el análisis de los estados de balances y pérdidas muestran que las empresas generadoras visto como conjunto recibe una remuneración que le permiten operar con eficiencia, aunque habrían algunas empresas que no deberían estar allí pueden hacer pérdidas pero en promedio las generadoras reciben utilidades. (Gestión 20/02/2004)

Es posible que la percepción del riesgo se haya incrementado de tal manera que los generadores consideran justa una mayor rentabilidad por sus inversiones, y que inclusive tengan razón. En este caso es necesario actuar sobre la causa misma que da lugar a la exigencia de mayores tarifas. Esto consiste en adoptar las medidas que fueren necesarias para reducir dicho riesgo. Una manera sería asegurar a las nuevas inversiones un retorno concordante con lo que resulte de un proceso de subasta (competitivo) para atender una parte de la demanda. El precio resultante del proceso de subasta sería trasladado a los consumidores de manera estable por 5 o 10 años. Asimismo, ese precio sería utilizado como una referencia de comparación para la fijación de los Precios de Barra. Esto reduciría las discusiones relativas al pronóstico de los Costos Marginales y a la discrecionalidad en la determinación de tarifas.

5.4 ¿Hay suficiente competencia en el segmento generación?

El índice Herfindahl-Hirschman (IHH) para el mercado eléctrico peruano es igual a 2811. En el cuadro No 5.4 puede verse que las empresas con posición dominante en el mercado son las correspondientes al grupo Endesa y al grupo Estatal.

Cuadro 5.4
Participación en la producción por grupo económico. Año 2004

Grupo	Generadora	Produccion GWh	% generadora	% Por Grupo
PSEG	ELECTROANDES	1,042.95	4.8%	4.8%
Estado Peruano	ELECTROPERU	6,714.40	30.7%	43.2%
	EGASA	1,035.85	4.7%	
	EGEMSA	720.54	3.3%	
	SAN GABAN	791.56	3.6%	
	EGESUR	203.22	0.9%	
Endesa	EEPSA	553.51	2.5%	27.1%
	ETEVENSA	965.42	4.4%	
	EDEGEL	4,415.69	20.2%	
Duke	EGENOR	2,179.81	10.0%	10.0%
Tractebel	ENERSUR	1,651.91	7.5%	7.5%
Maple, Duke y Otros	TERMOSELVA	1,130.31	5.2%	5.2%
NRG Energy	CAHUA E. PACASMAYC	432.05	2.0%	2.0%
Shougang	SHOUGESA	65.87	0.3%	0.3%
Total		21,903.09	100%	100%
Indice Herfindahl-Hirschman				2,811

Fuente: Datos COES y elaboración propia

El mercado eléctrico peruano en el segmento de generación se encuentra concentrado por algunos jugadores, limitándose la competencia en este segmento.

5.5 ¿Hay concentración de pocos actores horizontal / vertical?

De acuerdo a lo analizado en el punto anterior, existe concentración de pocos actores en el segmento de generación.

En el caso de concentración vertical entre empresas que desarrollan actividades de generación y distribución, han habidos dos casos que resolvió el INDECOPI. El primero de ellos tuvo lugar como consecuencia de la adquisición de las empresas Enersis (Chile) y Endesa (Chile) por parte de la empresa Endesa (España). Ambas empresas poseían activos de generación y distribución en el Perú adquiridos a partir de los procesos de privatización: Endesa (España) controlaba la operación de las empresas de generación Etevensa y Eepsa; Enersis (Chile) controlaba la distribuidora Edelnor y Endesa (Chile) controlaba la generadora Edegel.

Como resultado de la operación señalada, Endesa concentró en el mercado nacional tres empresas de generación y una empresa de distribución. La fusión de las empresas de generación supuso una mayor concentración horizontal, mientras que la fusión de estas empresas generadoras con la empresa de distribución incremento la concentración vertical.

Así, el análisis efectuado por la Comisión de INDECOPI concluyó que la operación no tendría efectos negativos. Por tanto se autorizó las operaciones de concentración siempre que:

- Edegel, Etevensa o EPPSA, en forma indistinta, se abstengan de votar en todas las decisiones del Directorio y los Comités Técnicos que conforman el COES –SICN, hasta la fecha en que se conforme el único COES en el ámbito nacional.

- La empresa distribuidora Edelnor S.A. licite sus adquisiciones de energía eléctrica entre todos los generadores existentes en el sistema, conforme se vayan venciendo los contratos que tienen vigentes con generadores; debiendo hacer de domino público el procedimiento y resultados de cada licitación.

El segundo caso de concentración vertical fue resultado del proceso de privatización de la empresas generadora estatal Electroandes. Como resultado de dicho proceso la Comisión para la promoción de la Inversión, otorgó la buena pro a la empresa norteamericana PSEG, la misma que a la fecha de la evaluación era uno de los accionistas mayoritarios de la distribuidora Luz del Sur. La privatización supuso, como en el caso anterior, la integración vertical de una empresa distribuidora con una empresa generadora.

En este caso, Comisión de Libre Competencia del INDECOPI aprobó la operación sin condicionamientos, indicando que la misma no tendría efectos negativos para la competencia en la industria eléctrica peruana. Los criterios que llevaron a la Comisión a aprobar dicha operación fueron, entre otros, la reducción del índice de concentración a nivel de generación y del mercado de clientes libres, la inexistencia de transacciones comerciales entre Luz del Sur y Electroandes, así como el estado de la regulación vigente que impedía el desarrollo de algunas prácticas comerciales, tales como la de subsidios cruzados entre las actividades reguladas (la distribución) y competitivas (la generación).

Debe señalarse que los informes y resoluciones del INDECOPÍ, constituyen evaluaciones sobre casos particulares de concentración y no deben ser interpretadas extensivamente para otros casos de fusión. Más claramente, resulta errado concluir a partir de las resoluciones del INDECOPÍ que las integraciones verticales u horizontales no generan, en cualquier caso, problemas de competencia. Las evaluaciones realizadas se refieren sólo a los casos notificados y no deben por ende, ser interpretados como concluyentes para otros caso de concentración [9].

5.6 ¿Hay suficiente transparencia con el flujo de información para los nuevos entrantes al segmento de generación?

La información que proporciona el Organismo Encargado del Despacho (COES) es limitada, por ejemplo los estudios de operatividad (estabilidad, protecciones, etc), costos marginales en las barras del sistema, valorizaciones de las transferencias de energía y potencia son informaciones disponibles solamente para los agentes pertenecientes al COES. La no transparencia con el flujo de información son barreras de entrada para nuevos entrantes en el segmento de generación, esta información es necesaria para hacer evaluaciones económicas y conocer las condiciones en que se encuentra el mercado que se quiere ingresar.

Por otro lado existen procedimientos establecidos en el COES por sus propios agentes que inhiben la entrada de otros generadores menores, debido a que generalmente los procedimientos son establecidos para grandes centrales de generación, que no deberían aplicarse para centrales

menores. Por ejemplo para que ingresen al COES centrales de 1 MW no se pueden pedirles estudios de estabilidad que son costosos, por la magnitud de estos no justifican dichos estudios.

5.7 ¿La política comercial de los generadores del estado ha sido coherente con el requisito de no contratar más allá de su energía firme?

Desde el año 2002 las empresas generadoras privadas optaron por reducir sus contratos (ver figura 5.2). Por el contrario, las empresas estatales se sobrecontrataron¹⁵ por encima de su energía firme producible (ver figura 5.3), lo cual les resultaba conveniente en años húmedos pero inconvenientes en años secos.

Por lo tanto, puede afirmarse que la política comercial de los generadores del estado no ha sido coherente con el requisito de no contratar más allá de su energía firme producible, ya que no mantienen un balance entre su energía firme producible y su volumen contratado.

La contratación más allá de la energía firme producible que posee, conduce a riesgos de compra al spot que podrían ser muy altos en épocas secas, como fue el año 2004, donde algunos generadores estatales rompieron contratos con sus clientes pagando fuertes penalidades por el mismo.

¹⁵ Esta sobre contratación oculta la señal del mercado sobre insuficiencia de oferta para el nivel de precios regulados.

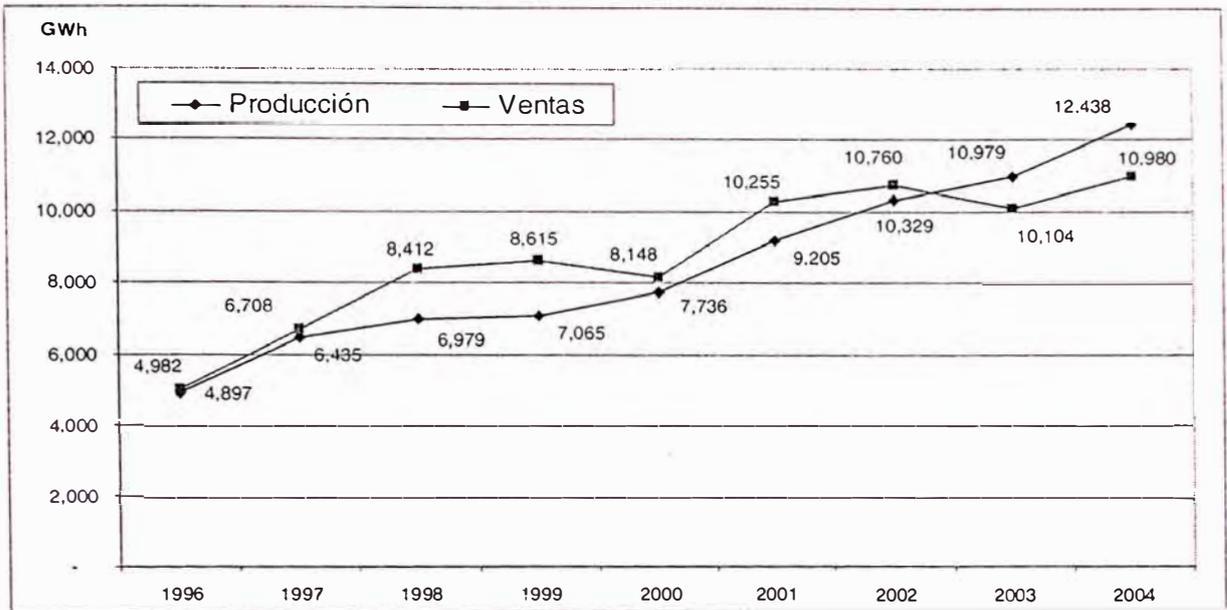


Figura 5.2 Producción vs Ventas: Privados

Fuente: Ing. Luis Espinoza. OSINERG - V Congreso Internacional Energía 2005

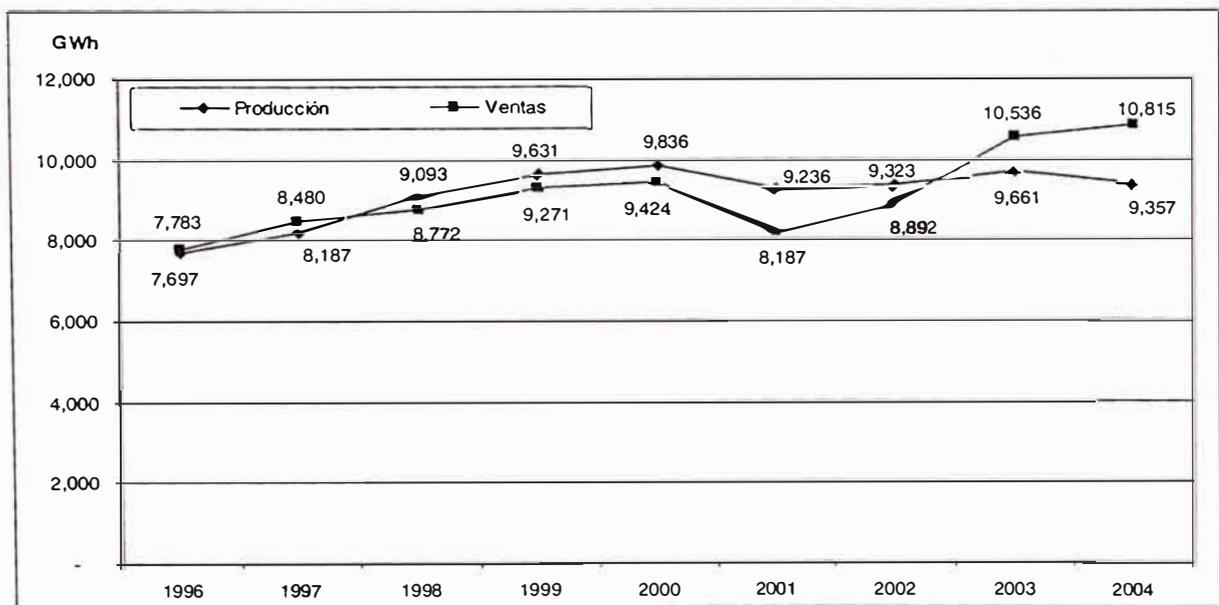


Figura 5.3 Producción vs Ventas: Estatales

Fuente: Ing. Luis Espinoza. OSINERG - V Congreso Internacional Energía 2005

5.8 ¿La estructura privada / estatal de la generación es una limitante a la competencia?

Hasta que el estado esté fuera de (al menos) el negocio de la generación eléctrica, la competencia será distorsionada, la regulación será percibida de estar influenciada (cualquiera sea la realidad) y la inversión privada, particularmente los inversionistas extranjeros que consideren el construir nuevas plantas se sentirán desanimados [6].

El cambio hacia la propiedad privada es importante ya que establece una estructura de incentivos más acorde con la búsqueda de eficiencia. En efecto los privados buscan optimizar sus costos, aplicando las mejores técnicas en la gestión de negocios e innovando constantemente para competir eficientemente. En cambio, el manejo de las empresas públicas normalmente responde a criterios diferentes, muchas veces políticos, que las vuelven ineficientes y hacen que esta sea percibido como una limitante a la competencia [3].

5.9 ¿Por qué en esa misma época se suscribieron contratos con el mercado libre, inclusive a menores precios que el mercado regulado?

El precio medio de venta de los generadores a los clientes libres durante el año 2004 fue de 5.2 ctvs US\$/kWh, mientras que para el mercado regulado fue de 4.8 ctvs US\$/kWh.

En el Reporte Estadístico del Mercado Libre de electricidad [39], se ve que algunas empresas contrataron a un precio medio inferior que la del mercado

regulado, por ejemplo en dicha revista se señala que la empresa Termoselva¹⁶ desde el mes de febrero del 2004 suministra a su cliente libre Manufacturas Papeles y Cartones (Ex Trupal) a un precio de 2.71 ctvs US\$/kWh (ver cuadro 5.5).

Cuadro 5.5. Datos cliente libre Manufacturas Papeles y Cartones (Ex Trupal)

Cliente Libre	Potencia Hora Punta (MW)	Potencia Hora Fuera Punta (MW)	Energía Total (MWh)	Precio Medio (ctms S/./kWh)	Precio Medio (*) (ctvs US\$/./kWh)
Manufactura Papeles y Cartones (Ex Trupal)	0.89	7.36	1445.41	9.4	2.71

(*) Tipo de cambio: 3.473 Soles/US\$

Fuente: Estadísticas OSINERG

El cuadro 5.6 muestra el balance de la producción y ventas de la empresa Termoselva.

Cuadro 5.6. Producción y Ventas de Termoselva

	Producción Real (MWh)	Ventas (MWh)		
		libres	regulado	COES
2003	834,817	234,300	475,723	124,794
2004	1,170,311	720,391	418,042	31,878
Variación	40.2%	207.5%	-12.1%	-74.5%

Fuente: Estadísticas OSINERG

Del cuadro anterior puede verse que Termoselva ha incrementado su venta en el mercado libre en 207.5%, debido principalmente a que esta empresa cuenta con una central térmica que usa como combustible el gas natural y tiene una producción de 1 230 GWh para un factor de planta de 85%.

¹⁶ La empresa de generación eléctrica Termoselva es propietaria de la central térmica de Aguaytia, que cuenta con una potencia efectiva de 165.2 MW y su producción es en base al gas natural de Aguaytia.

Asimismo el costo de producción para una central térmica en base al gas natural es de 2.41 ctvs US\$/kWh como puede verse en el cuadro 5.7.

Cuadro 5.7. Costos de Producción de Turbinas a Gas Ciclo Simple

Costo Inversión (*)	63.08	US\$/kW-año
Factor de Planta	85%	
Costo Fijo	8.47	US\$/MWh
Costo Variable (**)	15.63	US\$/MWh
Costo Total Producción	24.10	US\$/MWh

(*) Tomado de OSINERG [8]

(**) Tomado del Estudio de Fijación Tarifaria Mayo 2005 para la Central Térmica de Aguaytia de Termoselva

El costo variable de una central térmica a ciclo combinado es de 16.24 US\$/MWh (Valor considerado para EGECHILCA en la fijación tarifaria de mayo 2005), en consecuencia la central térmica de Aguaytia despachará antes que una central térmica de ciclo combinado, y en los casos que no despache será porque esta marginando una central hidroeléctrica en cuyo caso comprara en el mercado spot a precios de valor agua.

Del análisis efectuado anteriormente, podría afirmarse que las razones por las que algunos generadores podrían haber contratado con los clientes libres a un precio inferior al precio regulado se deberían a que estas generadoras tienen energía firme producible con costos de producción bajos y por lo tanto pueden realizar contratos a largo plazo a precio firme sin estar expuestos a riesgos. Asimismo, estos clientes libres modulan su carga, teniendo una

mínima participación en la punta, de tal forma que el generador no paga por potencia en las transferencias del COES.

5.10 ¿Es problema de precio o de riesgo regulatorio?

Se entiende por regulación un “sistema (de normas e instituciones) que permite a un gobierno formalizar e institucionalizar sus compromisos de proteger a los consumidores e inversores en un determinado sector industrial”. La regulación busca proteger a los consumidores del poder de los monopolios y oligopolios que pueden usar su situación de dominio en el mercado para fijar precios injustificadamente elevados o reducir la cantidad de sus prestaciones.

La regulación busca también proteger a los inversionistas frente al estado que podría actuar oportunistamente fijando tarifas y obligaciones de suministro que no permitan a los inversores recuperar sus inversiones. El riesgo regulatorio es una barrera de entrada para las nuevas inversiones en el sector eléctrico.

En el Perú, así como en muchos países en desarrollo, la necesidad de crear un marco regulatorio fue para facilitar la privatización de las empresas eléctricas, proceso que es principalmente gobernado por el deseo de vincular capital extranjero para abastecer la demanda creciente.

Ha sucedido que con una perspectiva de reducción progresiva de la tarifa, las generadoras están reacias a firmar nuevos contratos para recibir el precio regulado, y han creado el problema que algunos distribuidores se han

quedado sin contratos. (Declaraciones del ministro de Energía y Minas Jaime Quijandria - Diario Gestión 30/03/2004)

Cuando se le pregunta a los generadores porque no están suscribiendo contratos con las distribuidoras, la respuesta no es tanto que la tarifa sea baja, sino que OSINERG tiene demasiada flexibilidad para proyectar la oferta y la demanda para los próximos 4 años. (Declaraciones del viceministro de Energía y Minas Juan Cayo - Diario Gestión 07/04/2004)

A modo de ejemplo cabe mencionar que OSINERG incluyó la central térmica de Camisea con 300 MW desde la fijación tarifaria de noviembre de 1996.

Se consideró que ingresaría una turbina de 150 MW en enero del 2000 y la otra turbina de 150 MW en enero del 2001. Asimismo la demanda estimada para el año 2000 fue de 2350 MW y para el año 2001 de 2475 MW.

Sin embargo el uso del gas de Camisea en la generación térmica se hizo efectiva con la reconversión de la central térmica de Ventanilla en setiembre del 2004, la demanda del año 2000 fue de 2173 MW y la del año 2001 fue de 2243 MW.

Es importante precisar que lo relevante es el equilibrio del balance oferta/demanda considerada en la fijación de precios y no únicamente cuanta demanda ó oferta se haya considerado (ver figura 5.4). En dicho gráfico se ve que a menor demanda (curva de demanda se desplaza hacia la izquierda), menor es el costo y a mayor oferta (curva de oferta se desplaza hacia la derecha) menor es el costo.

Para la fijación tarifaria de mayo de 2004 el COES propuso un incremento tarifario de 13%, sin embargo OSINERG fijó una reducción de 0.3%, agravando la situación de las empresas distribuidoras, que se quejan de que las generadoras no les quieren vender energía precisamente porque el ente regulador fija las tarifas muy bajas pese a que se mantiene la escasez de lluvias desde fines del 2003.

Porque con un modelo matemático que es igual para el COES y OSINERG, uno obtenga -0.3%, y otro +13%, la razón de esa diferencia es que hay muchos factores que son demasiado flexibles.

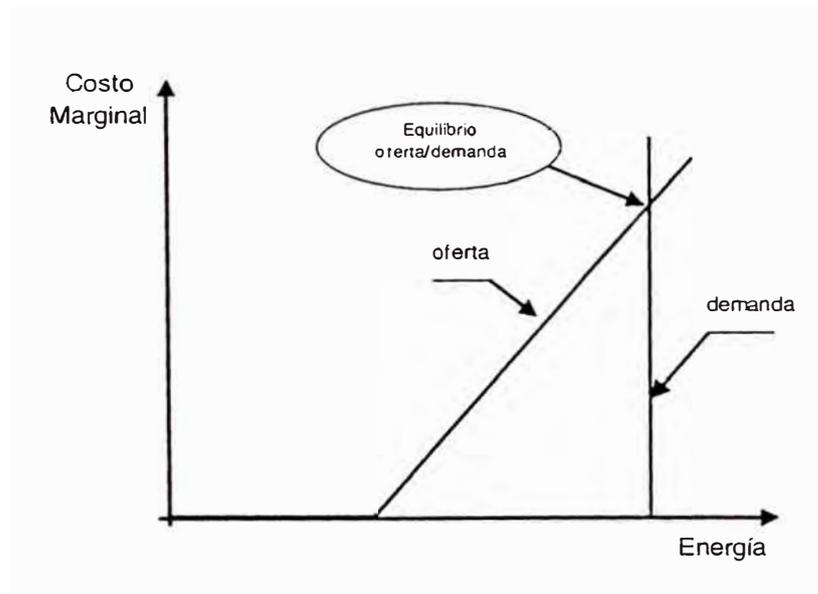


Figura 5.4 Curva oferta - demanda

Para disminuir la posible discrecionalidad con que cuenta el ente regulador, el gobierno emitió un Decreto Supremo No. 010-2004/EM el 20 de abril, mediante el cual se establecen ciertas condiciones respecto de lo que se debe considerar como oferta y como demanda al momento de fijar las tarifas

reguladas. El problema de este Decreto Supremo es que el Ministerio de Energía y Minas (MEM), vía Resoluciones Ministeriales va ha decir en su momento cuales son las condiciones para considerar cual es la oferta y la demanda que se toma para fijar las tarifas reguladas. Entonces se está pasando la discrecionalidad de esa parte del OSINERG al MEM.

En la fijación tarifaria de noviembre del 2004, el COES propuso un incremento de 20.7%, sin embargo OSINERG autorizó un incremento de 10.8%. Este incremento es debido en parte a que el organismo regulador tuvo reducido su margen de discrecionalidad producto del Decreto Supremo mencionado anteriormente.

Considerando lo manifestado por los generadores en el foro de ICA y las declaraciones vertidas por los representantes del Ministerio de Energía y Minas, la existencia de generadores que firman contratos con clientes libres a precios firmes menores que el precio de barra, puede concluirse que el problema es de riesgo y no de precio.

5.11 Insuficiencia de los Ingresos por Potencia

El problema que se observa es que los ingresos por potencia son inferiores a los de equilibrio de largo plazo si el Margen de Reserva (MR) es mayor que el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO), como se muestra en la figura 5.5.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) establece el MR a que se refiere el inciso e) del Artículo 112 del Reglamento de la LCE sin coordinar sus valores con OSINERG, que de acuerdo al Artículo 126 inciso c) le corresponde fijar

el MRFO del sistema. Desde mayo del 2005 el margen de reserva es 39% considerados para la repartición del monto global recaudado por potencia, sin embargo los márgenes de reserva considerados por OSINERG en la determinación del precio de la potencia es 22.63%. El valor establecido por el MEM para el MR restan los ingresos necesarios, que de acuerdo a la teoría marginalista permiten cubrir los costos de inversión de la unidad generadora requerida para cubrir el periodo de punta. Esta situación incrementa el riesgo regulatorio.

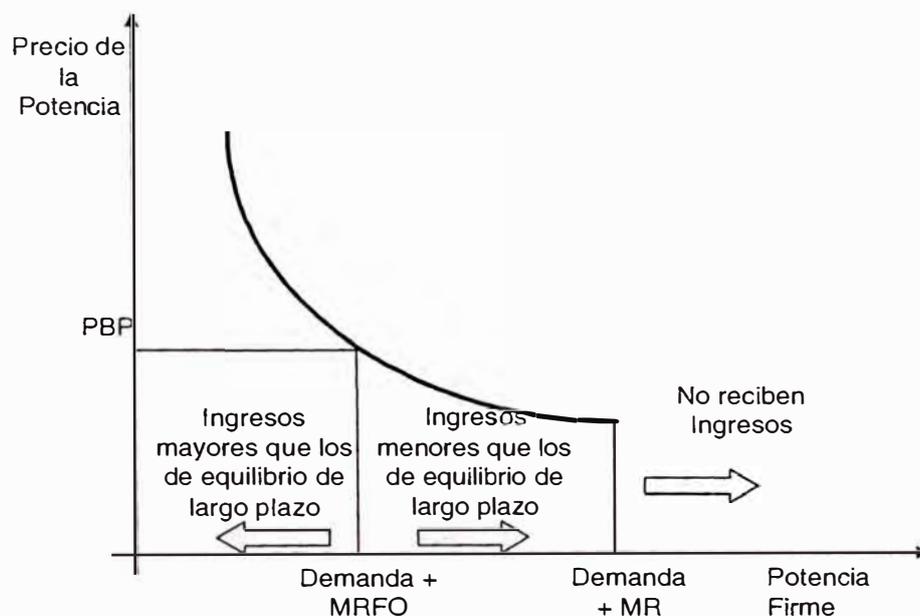


Figura 5.5 Ingresos por potencia [11]

5.12 Manejo del problema por parte del Gobierno

Desde el 01 de enero de 2004, las empresas de distribución eléctrica: Hidrandina, Electronoroeste, Electrocentro y Electrosurmedio, han estado retirando energía del sistema para atender a la demanda de sus clientes finales sin contar con el respaldo de un contrato de suministro de electricidad

suscritos con las empresas generadoras. Durante el primer semestre del 2004, las distribuidoras sin contrato tuvieron un retiro de energía de 435 GWh, que representa el 3.84% de la energía total que retiraron el conjunto de las distribuidoras del SEIN durante el año 2003.

Esta situación de las distribuidoras sin contratos se ha venido prolongando por mas de medio año y no fue solucionada por las licitaciones convocadas por las empresas, habiéndose visto mas bien agravada por el incremento de los precios spot que han superado niveles históricos de los 100 US\$/MWh, debido principalmente a factores tales como la condición hidrológica seca presentada desde fines del 2003 y los altos precios del barril de petróleo, los cuales encarecen el costo de producción de las centrales termoeléctricas, elevando el costo marginal de la electricidad en el mercado spot.

Esta situación imprevisible ha generado un inusitado incremento de la brecha entre los costos marginales de corto plazo y la Tarifa en barra fijada por OSINERG como se muestra en la figura No. 5.6, que evidentemente determina que a las generadoras no les resulte conveniente vender a las distribuidoras la electricidad que generan a precio regulado, cuando pueden colocar esa misma electricidad a precio spot en el mercado.

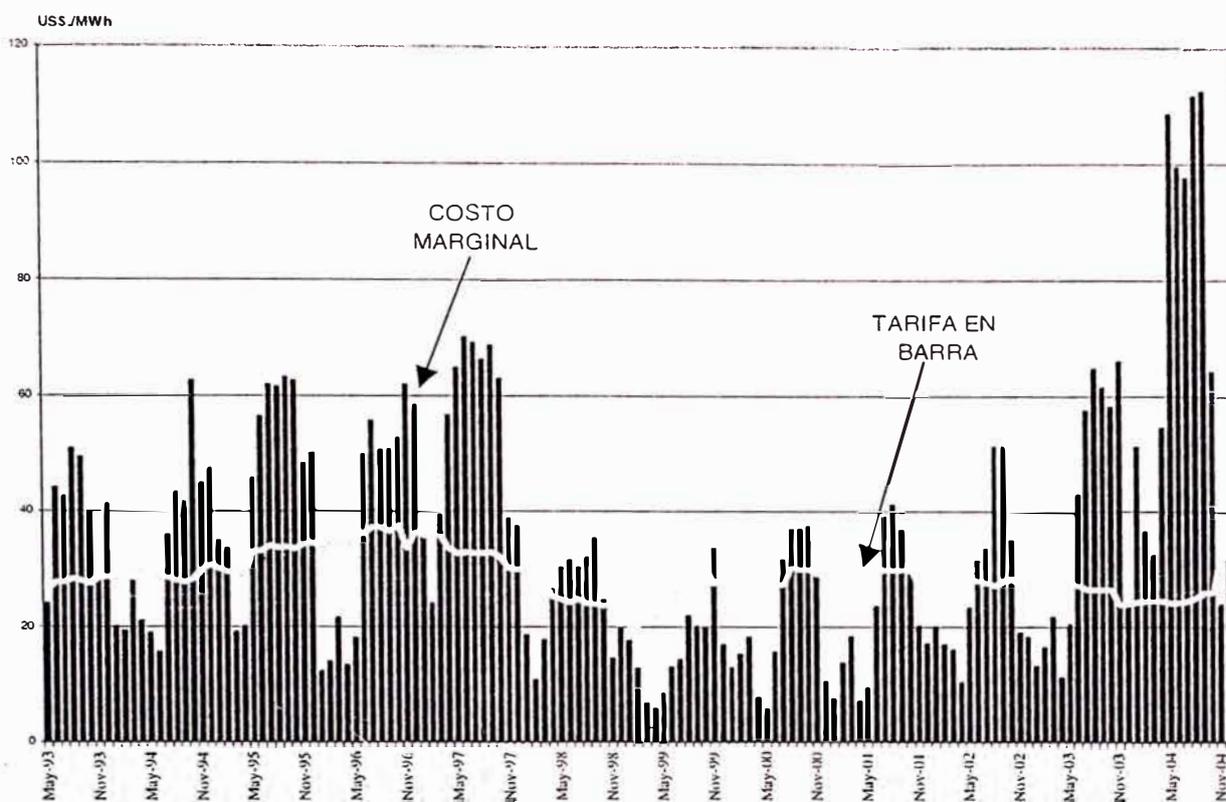


Figura 5.2 Costo Marginal y Tarifa en Barra SEIN
 Costo equivalente en barra Santa Rosa 220 kV
 Fuente: COES

Estas empresas distribuidoras de electricidad que carecían de contratos desde enero del 2004, no han sido desabastecidas por tratarse de un servicio público y han continuado recibiendo un normal suministro de energía, con la que han abastecido a las ciudades que se encuentran dentro de sus respectivas zonas de concesión, conforme a lo establecido en el artículo 64 del reglamento de la LCE, donde se establece que es obligación de los concesionarios de generación, transmisión y distribución garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Esta situación plantea problemas inmediatos referidos al incumplimiento de la LCE y la asignación de responsabilidades en el mercado mayorista por los

retiros de energía que actualmente vienen realizando las distribuidoras sin contrato. Estos problemas se derivan del riesgo que las empresas distribuidoras incumplan con el artículo 34 de la LCE referida a la garantía de contar con contratos de suministro por un periodo mínimo de 24 meses y se crea una situación de indefinición respecto a las obligaciones comerciales por los retiros de las distribuidoras del sistema. Ello debido a que la LCE establece que la única forma de realizar compras de energía destinada al mercado regulado es mediante contratos a tarifas en barra reguladas, por lo que no existen otras alternativas como la compra en el mercado spot y/o transferencia de los mayores costos a los usuarios.

Esta situación extraordinaria no se encuentra prevista en la normatividad vigente y ha impedido al COES determinar la asignación definitiva de los retiros efectuados, los mismos que se encuentran impagos, causando un gran perjuicio económico para las empresas generadoras integrantes del SEIN.

Ante esta crisis, se buscó una solución con la participación de todos los actores involucrados en el tema, es decir, entre otros: la Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, las empresas generadoras, las distribuidoras, Osinerg, el Ministerio de Energía y Minas (Diario Gestión 15/07/2004). Los generadores privados se comprometieron a asumir los retiros de energía y potencia del SEIN efectuados sin el respaldo de un contrato desde enero hasta junio del año 2004, cobrando a las distribuidoras la Tarifa en Barra fijada por OSINERG y el gobierno a través del Decreto de Urgencia No 007-2004 del 20 de julio del 2004, decreta que las empresas cuyas acciones son

de propiedad y/o administradas por FONAFE, asumen los retiros sin respaldo por el periodo restante del año, facturando los respectivos consumos a la Tarifa en Barra. Dicha norma no es de aplicación a aquellos retiros efectuados al amparo de contratos cuya vigencia sea de controversia judicial o extrajudicial, situación en que se encontrarían los retiros de la empresa de distribución eléctrica Electrosurmedio.

Asimismo, el Decreto de Urgencia No 007-2004, suspende los efectos de lo dispuesto por el literal f) del artículo 36 de la LCE, que establece que es causal de pérdida de concesión el no tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo.

El Artículo 63 del RLCE establece que el plazo de vigencia de los contratos, a que se refiere el inciso b) del Artículo 34 de la LCE será verificado por la Dirección General de Electricidad (DGE) en el mes de julio de cada año. Para este efecto, los concesionarios de distribución deberán presentar a la DGE antes del 30 de junio del año correspondiente, copias de los documentos sustentatorios.

Las razones del porque la DGE no aplicó este concepto, en opinión del autor de este trabajo, se debería a que la LCE esta hecha para actores privados; si se tienen actores estatales no se les puede quitar la concesión, entonces

como no se puede quitar la concesión a las distribuidoras estatales no se puede caducar a las distribuidoras privadas¹⁷.

En vista de que ese Decreto de Urgencia, debe vencer el 31 de diciembre del 2004 y que el problema de la falta de contratos se extendería para el año 2005, las empresas generadoras de electricidad públicas y privadas acordaron suscribir contratos de abastecimiento hasta el año 2007 con las empresas distribuidoras de energía a cambio de que el congreso apruebe modificar la LCE, de tal forma que OSINERG establezca con menor discrecionalidad y mayor exactitud, las tarifas del servicio de electricidad. (Diario Gestión 15/12/2004)

Dichos cambios a la LCE, establecidos en un proyecto de ley plantean introducir algunos cambios en la LCE, este ha sido elaborado previo acuerdo adoptado entre el OSINERG, el MEM, los generadores estatales y privados, distribuidores estatales y privados, así como las comisiones de Defensa del Consumidor, de Energía y Minas y de ProInversión del Congreso. (Diario Gestión 15/12/2004)

El proyecto plantea reducir el periodo de fijación de tarifas en barra que realiza OSINERG, de tal forma que esa fijación ya no se realice cada seis meses, como sucede actualmente, sino una sola vez al año. De igual modo, se propone reducir el tiempo para el cálculo del precio básico de la energía

¹⁷ Sin embargo el no haber advertido el incumplimiento de las distribuidoras de tener contratado los requerimientos de energía y potencia como mínimo por los siguientes 24 meses ocultó la señal que se debió recibir acerca de insuficiencia de oferta para el nivel de precios regulados.

de 48 a 24 meses¹⁸, introduciendo además en el cálculo lo ejecutado en el año inmediato anterior. La introducción del año anterior en el cálculo corregirá las desviaciones entre lo proyectado y lo realmente ejecutado de demanda y oferta que se hubieran producido en dicho periodo.

Otra modificación, incluida como disposición transitoria en el proyecto es la suspensión de la sanción de la caducidad de la concesión de distribución hasta el 31 de diciembre de 2007 en el caso que las empresas distribuidoras no cuenten con contratos que garanticen su abastecimiento de energía por un plazo de 2 años. La razón de esto, se encuentra asociada al hecho que las empresas generadoras han asumido el compromiso de garantizar el abastecimiento de energía a todas las empresas distribuidoras.

De acuerdo con este compromiso, las empresas distribuidoras tendrán el derecho a ejercer la opción de contratar o no con las empresas generadoras. En caso alguna empresa distribuidora decida no renovar su contrato, las cargas que retire sin respaldo contractual serán atribuidas a las empresas generadoras de acuerdo con los mecanismos de asignaciones que éstas hayan establecido para el efecto.

Otra modificación importante incluida como disposición transitoria en el proyecto, es la derogación del Decreto Supremo N° 010-2004/EM que transfiere la discrecionalidad del OSINERG al MEM.

¹⁸ Considerando que el lago más grande del país y el único considerado en la tarifa es de regulación estacional (es decir su optimización tiene que realizarse anualmente), la reducción del periodo de cálculo de las tarifas de 48 meses a 24 meses es una buena medida que disminuye el riesgo regualtorio.

Asimismo, se plantea que el MEM y el OSINERG conformen, en un plazo de 15 días contados desde la vigencia de la presente ley, una comisión que elabore un proyecto de ley destinado a asegurar un desarrollo eficiente de la generación eléctrica mediante la incorporación de mecanismos de mercado, los mecanismos de mitigación de riesgos a través de precios firmes, desarrollo de nuevas inversiones de generación y la competencia por el mercado. La referida propuesta deberá ser presentada al Congreso de la República en un plazo no mayor de seis meses.

El 30 de diciembre del 2004, el gobierno aprobó la Ley No 28447 “Ley que modifica el Decreto Ley No 25844, Ley de Concesiones Eléctricas”. Con la medida aprobada se busca dar solución a la problemática entre generadoras y distribuidoras eléctricas. De otro lado, la creación de una Comisión que elabore un proyecto de ley destinado a asegurar un desarrollo eficiente de la generación generará un amplio debate durante el 2005, esta convocará a representantes de todos los sectores involucrados del sector público y privado a fin de conocer sus opiniones y sugerencias. Dicho Proyecto de Ley se prepublicará a fin de recibir comentarios y aportes de los interesados antes de su aprobación final¹⁹.

¹⁹ El anteproyecto de Ley “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica fue publicado en la pagina Web del Ministerio de Energía y Minas” el 15 de junio de 2005.

CAPITULO VI

PROPUESTAS DE CAMBIO A LA NORMATIVIDAD VIGENTE

En este capítulo se establecen las propuestas técnicas para el marco regulatorio que incentiven los contratos de suministro de energía de generador a distribuidor.

6.1 Propuesta No 1 – Cambios menores al marco regulatorio vigente

Se plantea hacer algunos cambios menores al modelo regulatorio vigente, los que pueden establecerse en el corto plazo, estos son:

➤ Relevancia de los clientes regulados en el SEIN

Alrededor del 53 % de las transacciones realizadas en el mercado corresponden a ventas a precio regulado. La variación histórica presentada por los precios regulados demuestra que la variación de este es ostensiblemente menor que la volatilidad del precio spot.

El precio regulado mantiene a los clientes aislados de los costos reales del sistema, es decir no existe ninguna relación entre la tarifa en barra y las

señales de precios que recojan las condiciones vigentes del mercado²⁰, no siendo esperable que dicho mercado sea competitivo; por lo tanto la relevancia del mercado regulado debería disminuir.

Mientras mayor sea el número de agentes que puedan contratar en el mercado precio no regulado, más profundo y activo será ese mercado.

La LCE señala que están sujetos a tarifas reguladas los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 1000 kW. El requisito es excesivo, sobre todo si se considera que la tendencia mundial es posibilitar el acceso directo al mercado a la mayor cantidad posible de agentes, ya que impide la compra de energía a precio no regulado a muchos agentes que estarían dispuestos a negociar con empresas de generación o distribución.

Para conseguir mayores actores en el mercado libre, se propone liberar la parte correspondiente a AT, MT y BT del mercado regulado, que corresponde al segmento de consumidores no residenciales, es decir, los sectores vinculados a las actividades comercial, industrial y de otros usos, incrementándose así la participación del mercado libre al 76% del mercado total. Los usuarios tendrán la opción de pertenecer al mercado regulado o libre cuando su demanda estuviera en un rango establecido para este efecto.

²⁰ En todo mercado libre las señales de precios cumplen el rol fundamental de facilitar el equilibrio entre oferta y demanda. Cuando la oferta es abundante respecto a la demanda, los precios tienden a la baja, fomentando un mayor nivel de consumo. De otro lado, cuando la oferta y la demanda están ajustados, los precios suben, haciendo de esta manera que la demanda disminuya.

➤ **Insuficiencia de los Ingresos por Potencia**

Como se vio en el punto 5.11, el problema que se observa es que los ingresos por potencia son inferiores a los de equilibrio de largo plazo si el Margen de Reserva (MR) es mayor que el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO).

Con el objeto de lograr que los ingresos de potencia sean iguales a los de equilibrio de largo plazo, se propone eliminar en el Reglamento de la LCE la diferencia entre el MRFO (fijado por OSINERG) y el MR (fijado por el MEM).

➤ **Problema de concentración de mercados y estructura privada / estatal de la generación.**

De acuerdo a lo analizado en el punto 5.4, el mercado eléctrico peruano en el segmento de generación se encuentra concentrado por algunos jugadores, limitándose la competencia en este segmento. Se observa una alta concentración grupo estatal, durante el año 2004 la participación en la producción del grupo estatal fue de 43.2%. Mientras que el estado permanezca o mantenga una alta participación en el negocio de la generación eléctrica, la competencia será distorsionada, la regulación será percibida de estar influenciada (cualquiera sea la realidad) y la inversión privada, particularmente de inversionista extranjeros que consideren el construir nuevas plantas se sentirán desanimados.

Asimismo, como se vio en el punto 5.8, el cambio hacia la propiedad privada es importante ya que establece una estructura de incentivos más acorde con la búsqueda de eficiencia. En efecto los privados buscan optimizar sus

costos, aplicando las mejores técnicas en la gestión de negocios e innovando constantemente para competir eficientemente. En cambio, el manejo de las empresas públicas normalmente responde a criterios diferentes, muchas veces políticos, que las vuelven ineficientes y hacen que esta sea percibido como una limitante a la competencia [3].

Por lo tanto se propone continuar con el proceso de privatización y/o concesión de las generadoras del grupo estatal, tal como fue recomendado en 1996 por la Firma Consultora PUTNAM, HAYES & BARTLETT INC. (PHB)

6.2 Propuesta No 2 – Licitación de la demanda sin contratos

El problema de los precios en barra, es que en su cálculo requiere de un cierto número de supuestos discrecionales por parte del regulador, estos son el programa de obras de generación y las proyecciones de la demanda, lo que no incentiva la firma de los contratos de suministro de generador a distribuidor. El precio en barra es percibido como bajo por los generadores (para el nivel de riesgo percibido) y no hay suficientes interesados en hacer contratos con los distribuidores.

Evidentemente esto ha incrementado la percepción del riesgo, de tal manera que los generadores consideran justa una mayor retribución por sus inversiones. Ver figura 6.1

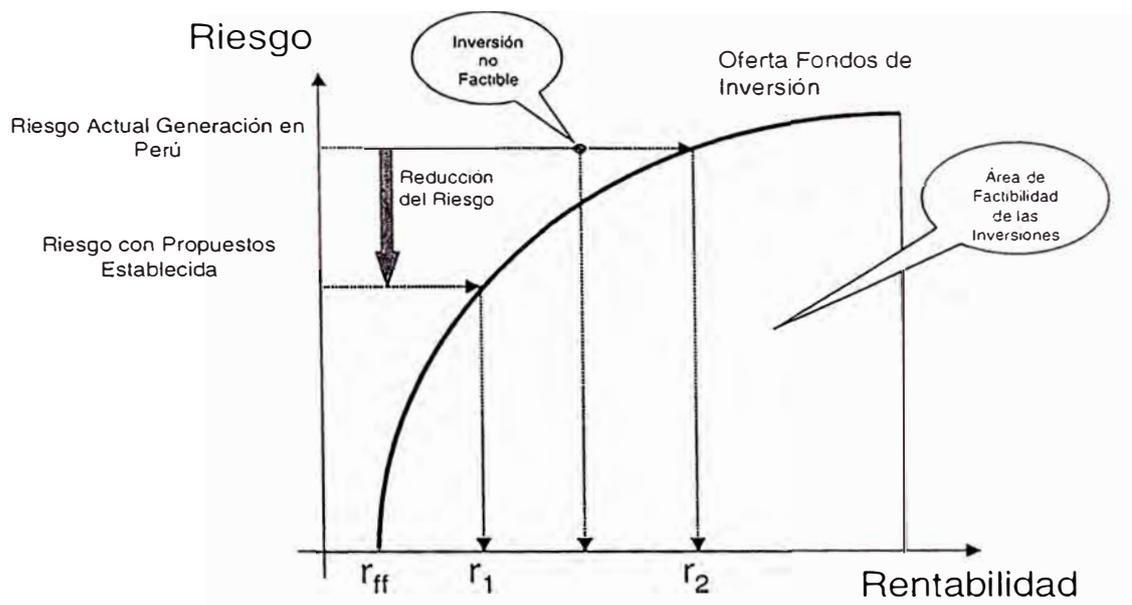


Figura 6.1 Riesgo de inversión en generación [11]

Como los generadores no perciben el precio de barra como un precio confiable para desarrollar las inversiones, se propone licitar la demanda sin contratos de los distribuidores a precio firme, tal como fue sugerido por OSINERG en el punto 5.3.

Estos contratos serían licitaciones públicas en que las generadoras compitieran únicamente por el suministro, velándose de que efectivamente exista la competencia en esas licitaciones, estableciéndose mecanismos de control que impidan situaciones de colusión entre las empresas para fijar un precio demasiado elevado. Un mecanismo de control podría ser establecer sanciones para las generadoras que son detectadas en irregularidades. Las empresas distribuidoras firman contratos de suministro de energía con las distintas empresas generadoras que resultaron ganadoras en la licitación. El

precio así obtenido sería traspasado a las tarifas al mercado regulado, manteniéndose estable por el periodo de tiempo establecido en la licitación. Las licitaciones se harán con suficiente anticipación²¹ para permitir que potenciales inversionistas puedan participar en estas licitaciones, haciendo el mercado más competitivo.

Dado que el precio de licitación no permanecerá constante en el tiempo debido a cambios en la demanda y oferta en un año cualquiera las distribuidoras tendrán contratos a distintos precios de licitación además de aquellos firmados a precio regulado. En la propuesta se asume que todos los clientes regulados del sistema interconectado deben pagar exactamente el mismo precio en la barra de licitación. Por ende, el precio en dicha barra que será finalmente traspasado a los consumidores regulados se obtendrá a partir de un promedio ponderado de todos los precios de contratos vigentes y utilizando un factor de ponderación de los volúmenes de contratación.

6.3 Propuesta No 3 - Expansión del COES para incluir compradores así como vendedores

Se propone expandir el COES para incluir compradores así como vendedores, como fue recomendado en 1996 por la Firma Consultora PUTNAM, HAYES & BARTLETT INC. (PHB).

Se plantea como forma básica de organización un modelo tipo Pool obligatorio con ofertas de compra y venta, potenciado por los contratos de

²¹ La anticipación permitirá dar oportunidad a la construcción de nuevas plantas.

tipo bilateral financiero que representan el libre intercambio comercial entre suministradores y consumidores, ya sea en forma directa o a través de un comercializador. Como es sabido, los contratos bilaterales de tipo financiero no afectan al despacho de la operación y solo son acordados entre los participantes del mercado, con el fin de manejar, acorde a una estrategia de mercado, el riesgo de variaciones futuras del precio de la energía eléctrica.

La Figura 6.2, presenta gráficamente la nueva estructura del mercado eléctrico.

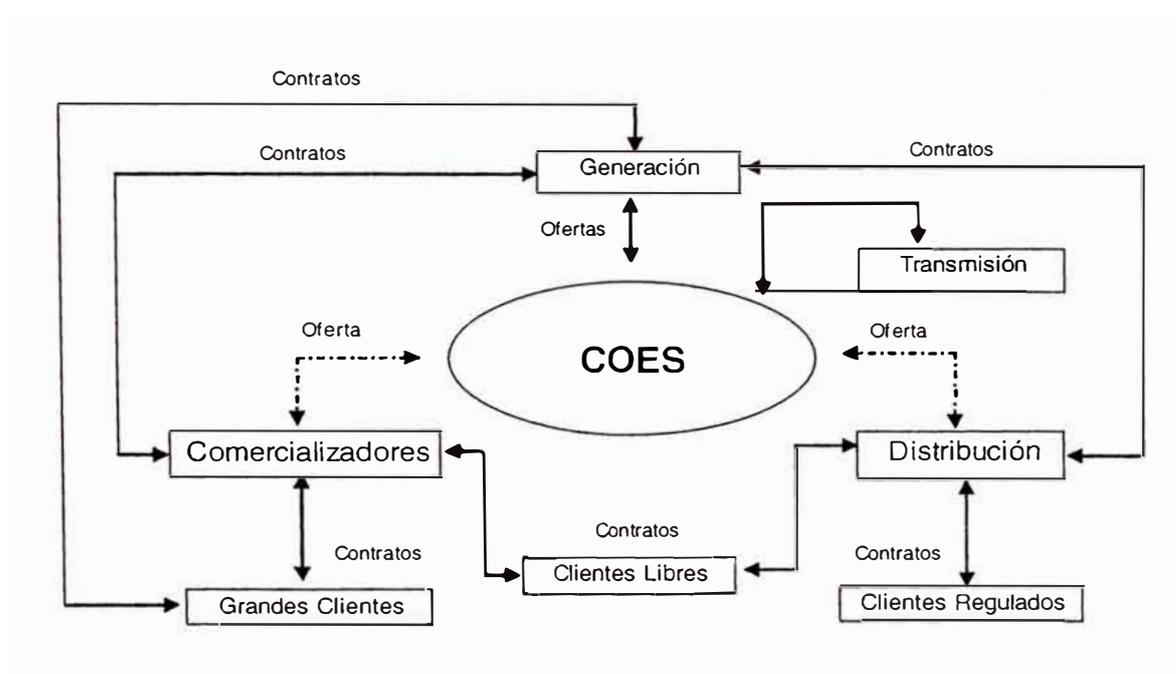


Figura 6.2: Nueva estructura del mercado eléctrico, escenario conservador

El pool (COES) dentro del modelo presentado, se encarga de desarrollar la operación física, comercial y económica del sistema. Las empresas transmisoras proporcionan los servicios de red del sistema. Considerando una etapa de creciente apertura del mercado, el escenario contempla en un inicio la existencia de clientes regulados y distingue para los clientes no

regulados entre grandes clientes y clientes libres. Cabe señalar que el agente comercializador aparece en forma explícita en este diseño de mercado, aspecto que está contemplado en el marco regulatorio de la LCE²², sin embargo la figura del comercializador no está reglamentada ni reconocida en la LCE, no existiendo en la actualidad ninguna empresa dedicada en forma exclusiva a dicho rubro²³.

A continuación se describen los agentes que participan en este diseño de mercado:

i) Clientes

Los clientes o también llamados consumidores del sistema, se definen como los Agentes del mercado, que por sus características físicas y de impacto en el sistema pueden ser representados como una carga. Se encuentran conectados al sistema por medio de un empalme eléctrico, definido por potencia y nivel de tensión. Además, cada consumidor cuenta con un medidor acorde a su tarifa e interés de participación en el mercado y que respeta las características técnicas de carga que se asignan a su consumo particular.

En el marco de la propuesta se distingue entre tres tipos de clientes identificados en la Figura 6.2, y cuyos roles se detallan a continuación:

²² Artículo 1 de la LCE: “Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica”.

²³ La actividad de comercialización es desarrollada por las empresas de distribución dentro de sus zonas de concesión y por los generadores para sus clientes libres.

a) Clientes libres

Son aquellos clientes cuya demanda máxima anual es mayor o igual a 250²⁴ kW (valor estimado, el valor real debe establecerse de un estudio de la estimación del límite de la potencia para ser considerado como cliente libre teniendo en cuenta la caracterización de las cargas de todo el sistema eléctrico peruano) y menor a 1000 kW. Estos clientes son atendidos comercialmente y de manera exclusiva por las empresas comercializadoras, a tarifa no regulada.

El cliente libre no puede establecer contratos directamente con las empresas generadoras ni comprar energía en el Pool, pues sus atribuciones no le permiten la participación directa en el mercado mayorista. Lo anterior tiene como consecuencia definir un mercado exclusivo para empresas comercializadoras que compitan entre sí.

b) Grandes Clientes

Son aquellos clientes con una potencia máxima consumida mayor a 1000 kW. Este tipo de clientes puede establecer contratos directos con generadores o comercializadores. Además tiene la posibilidad de comprar energía directamente en el mercado mayorista COES, acreditando un respaldo financiero equivalente a la energía que desea comprar. Los sistemas de medición de este tipo de consumidores deben cumplir con los

²⁴ Considerando que en el mercado eléctrico chileno el valor para ser cliente libre era de 2000 kW y ha sido reducido a la cuarta parte (500 kW), si al valor establecido para el mercado peruano para ser cliente libre de 1000 kW se le reduce a la cuarta parte se obtiene 250 kW.

requerimientos de medida y comunicación establecidos en el mercado mayorista.

c) Clientes Regulados

Son aquellos clientes que poseen una demanda máxima anual inferior a 250 kW y son atendidos a tarifa regulada, por la distribuidora local. No se presentan mayores variaciones con respecto a las características actuales de los clientes regulados.

ii) Comercializadores

La función de un comercializador en un mercado mayorista de electricidad se remite básicamente a comprar y vender energía sin poseer instalaciones de generación. Un comercializador puede tomar una posición similar a un generador si su estrategia se basa en comprar energía a un generador a un precio fijo mediante un contrato y venderla en el mercado spot a precio libre. En este caso los ingresos dependen directamente del precio spot exhibido. Otra estrategia consiste en comprar energía en el mercado spot y venderla a clientes libres a través de contratos. En este caso los ingresos del comercializador son inversamente proporcionales al precio spot.

Las empresas de comercialización están encargadas de estructurar contratos de suministro para clientes finales, para lo cual deben mantener contratos con generadores o con otros comercializadores, además de contratos con las empresas de transmisión y distribución que le permitan llegar al cliente.

A diferencia de otras actividades que componen la industria eléctrica, como la generación y el transporte, la comercialización no requiere de inversiones significativas. Por el contrario, las empresas dedicadas a este rubro sólo requieren demostrar solvencia económica como un respaldo financiero para la firma de los contratos de suministro con sus clientes y proveedores.

Las empresas comercializadoras son responsables ante su cliente de la calidad y seguridad del suministro ofrecido y se hacen cargo de las compensaciones por incumplimiento de dichas condiciones.

Las empresas distribuidoras y generadoras pueden participar en la propiedad de empresas comercializadoras independientes, teniendo al menos separación operacional y por ende contable de sus actividades.

iii) Distribuidores

Las empresas distribuidoras son los agentes del mercado encargados de llevar a cabo el proceso de distribución, tarea que actualmente ejercen. De este modo el rol principal de la distribuidora es definido como la administración, operación, mantenimiento y planificación de las redes de distribución. Sin embargo, su actividad sigue siendo monopólica y por tanto sujeta a las regulaciones de la autoridad, que buscan proteger a los clientes. Adicionalmente, se agrega una fuerte fiscalización a las acciones que puedan impedir la libre competencia en el mercado. La empresa distribuidora, dentro de su zona de concesión, continúa con la obligatoriedad de servicio de clientes regulados, y tiene la posibilidad de participar en

empresas comercializadoras administrativamente independiente de las distribuidoras.

Además, bajo el nuevo esquema, las empresas distribuidoras deben disponer permanentemente de contratos de compra de energía para abastecer a los consumidores regulados, durante los 24 meses tal como esta establecido en la LCE.

La distribuidora dentro de su nuevo rol tiene la obligación de hacer pública la información de sus clientes que pasan a la categoría de clientes libres, además deben cumplir estrictamente con normas de no-discriminación entre comercializadores. Por lo anterior están sujetas a sanciones elevadas en caso de incumplimiento. De lo contrario se generan barreras de entrada a la participación de empresas comercializadoras no relacionadas.

Debido a que el COES es un organismo que realiza las funciones de “operador de mercado” y “operador del sistema” las modificaciones afectarían únicamente a la gestión del mercado mayorista.

6.4 Propuesta No 4 – Implementación de la Bolsa de Energía con Operador del Sistema Independiente

En este escenario futuro de operación del sistema, se plantea como forma de organización un modelo tipo Bolsa de Energía con Operador de Sistema Independiente (ISO). Este diseño, se potencia por los contratos de tipo bilateral físico, que tienen relación directa con el despacho de la operación resultante.

La Figura 6.3, muestra la interacción entre los agentes tanto del mercado mayorista, como también del mercado minorista.

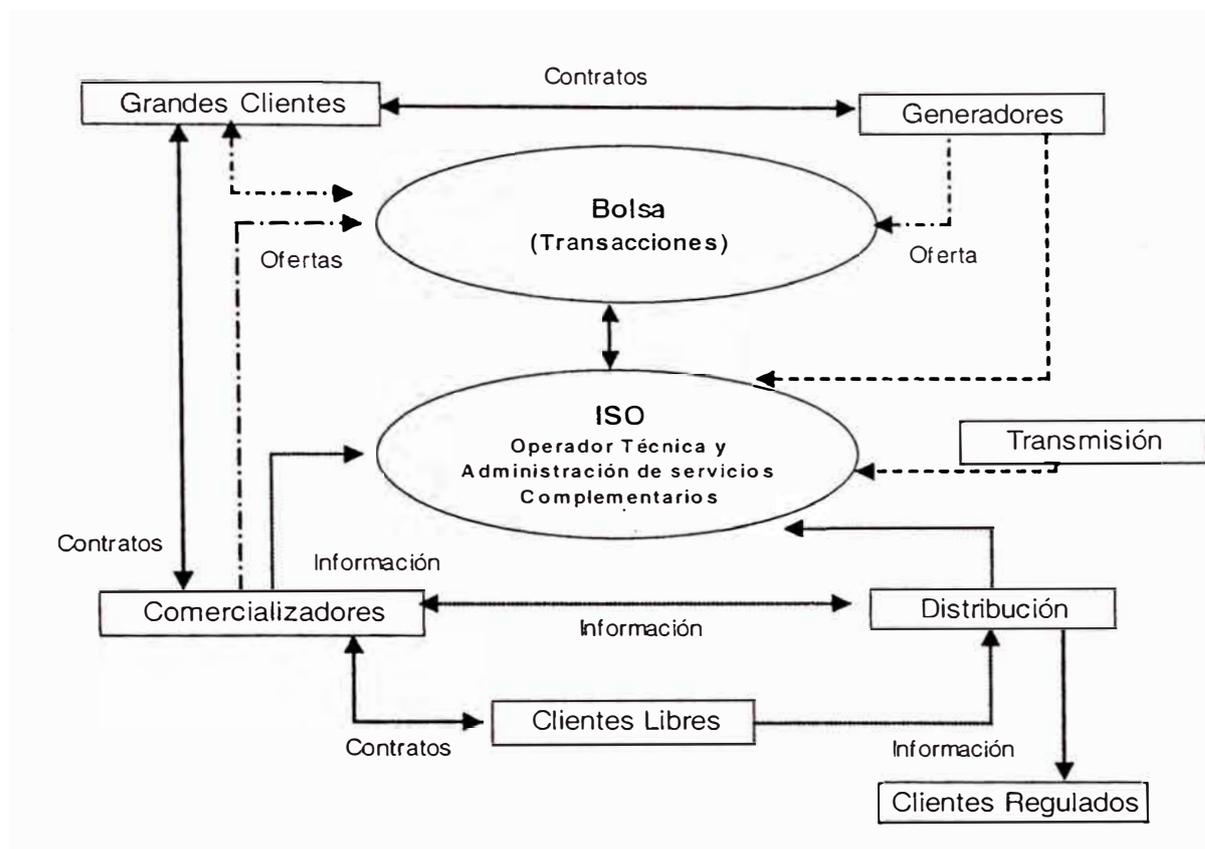


Figura 6.3 Nueva estructura del mercado eléctrico, escenario futuro [23]

En este mercado se distinguen agentes compradores y vendedores de energía que interactúan en forma directa o centralizada en el mercado mayorista. Pueden participar voluntariamente en este mercado, como oferentes y como demandantes los generadores, los comercializadores y los grandes clientes [30]. El ISO concentra las actividades relacionadas con la coordinación de tipo técnico y administración de servicios complementarios requeridos en el sistema.

La Bolsa de Energía dentro del modelo presentado, se encarga de desarrollar la operación comercial y económica del sistema. Los productos que esta bolsa transa, son de tipo estandarizado. Las empresas transmisoras proporcionan los servicios de red del sistema, a través del operador físico, en este caso el ISO.

Dentro de este escenario futuro se plantea la existencia de contratos bilaterales financieros entre los que cabe mencionar los contratos “futuros” de electricidad, que permiten a los compradores y vendedores de energía cubrirse de la exposición a los cambios de precios, transfiriendo ese riesgo a algún especulador o a otros actores comerciales con perfiles de riesgo inversos [23][30].

A continuación se describen los agentes que participan en este diseño de mercado:

i) Consumidores

En esta propuesta, los clientes son definidos de igual forma que en la propuesta No 2.

En el marco de la propuesta y considerando lo anteriormente descrito se establecen tres tipos de clientes, que se identifican fácilmente en la Figura 6.3, y cuyos roles se detallan a continuación:

a) Grandes clientes

Son aquellos clientes con consumos mayores a 1000 kW y deben contar con los elementos técnicos y financieros necesarios para participar en el

mercado mayorista. Se entiende por elementos técnicos, contar con un medidor de cuarto de hora y un sistema de comunicación que permita al operador del sistema coordinar su despacho. El elemento financiero se refiere al respaldo económico necesario, que busca evitar problemas graves de operación en el mercado mayorista. El monto de este respaldo puede relacionarse con el volumen de energía transada por el cliente [23].

Este tipo de clientes puede establecer contratos directos con generadores o comercializadores. Además, tiene la posibilidad de comprar la energía directamente en la Bolsa. Los sistemas de medición de este tipo de clientes deben cumplir con los requerimientos de medida y comunicación establecidos en el mercado mayorista.

b) Clientes libres

Son aquellos consumidores cuyo consumo es menor a 1000 kW y mayor o igual a 250²⁵ kW. Estos clientes son atendidos comercialmente y de manera exclusiva por las empresas comercializadoras.

c) Clientes Regulados

Son aquellos clientes que poseen una demanda máxima anual inferior a 250 kW y son atendidos a tarifa regulada, por la distribuidora local.

²⁵ valor estimado, el valor real debe establecerse de un estudio de la estimación del límite de la potencia para ser considerado como cliente libre teniendo en cuenta la caracterización de las cargas de todo el sistema eléctrico peruano

mercado mayorista. Se entiende por elementos técnicos, contar con un medidor de cuarto de hora y un sistema de comunicación que permita al operador del sistema coordinar su despacho. El elemento financiero se refiere al respaldo económico necesario, que busca evitar problemas graves de operación en el mercado mayorista. El monto de este respaldo puede relacionarse con el volumen de energía transada por el cliente [23].

Este tipo de clientes puede establecer contratos directos con generadores o comercializadores. Además, tiene la posibilidad de comprar la energía directamente en la Bolsa. Los sistemas de medición de este tipo de clientes deben cumplir con los requerimientos de medida y comunicación establecidos en el mercado mayorista.

b) Clientes libres

Son aquellos consumidores cuyo consumo es menor a 1000 kW y mayor o igual a 250²⁵ kW. Estos clientes son atendidos comercialmente y de manera exclusiva por las empresas comercializadoras.

c) Clientes Regulados

Son aquellos clientes que poseen una demanda máxima anual inferior a 250 kW y son atendidos a tarifa regulada, por la distribuidora local.

²⁵ valor estimado, el valor real debe establecerse de un estudio de la estimación del límite de la potencia para ser considerado como cliente libre teniendo en cuenta la caracterización de las cargas de todo el sistema eléctrico peruano

ii) Comercializadores

Son definidos de igual forma que en la propuesta No 2

iii) Distribuidor

Las empresas distribuidoras, al igual que en la propuesta No 2, son los agentes del mercado encargados de llevar a cabo el proceso de distribución. Además, en el caso de consumidores regulados las empresas distribuidoras estarán obligadas a realizar la actividad de comercializador, de modo de garantizarles el suministro, por lo que deberán disponer permanentemente de contratos de compra de energía para abastecer a los consumidores regulados. Todos estos contratos deberán ser adjudicados mediante licitaciones públicas.

Una versión fácilmente adaptable a esta propuesta es el anteproyecto de la Ley General de los Servicios Eléctricos que la Comisión Nacional de Energía elaboró para reformar la ley eléctrica chilena [30]. Sin embargo esta no prosperó, debido a la alta concentración que presenta el mercado eléctrico chileno y la vulnerabilidad que puede presentar el modelo BE-ISO a prácticas monopólicas individuales o colectivas.

En el cuadro 6.1 se muestra la comparación entre las ventajas y desventajas de las propuestas presentadas en este capítulo.

Cuadro 6.1

Ventajas y desventajas de las propuestas presentadas

	Ventajas	Desventajas
<p>Propuesta No 1:</p> <p>Relevancia de los clientes regulados en el SEIN</p> <p>Insuficiencia de los Ingresos por Potencia</p> <p>Problema de concentración de mercados y estructura privada / estatal de la generación</p>	<p>Mayor cantidad de clientes libres, permite disminuir la relevancia del mercado regulado.</p> <p>Eliminando en el Reglamento de la LCE la diferencia entre el MRFO (fijado por OSINERG) y el MR (fijado por el MEM), se logra que los ingresos de potencia sean iguales a los de equilibrio de largo plazo.</p> <p>Privatizar y/o concesionar las empresas estatales permiten disminuir la participación del grupo estatal en el mercado eléctrico disminuyendo su concentración.</p>	<p>Algunos usuarios quieren mantener su condición de usuario regulado.</p> <p>La disminución del MR, tendrá que ser gradual, ya que las empresas generadoras han realizados sus flujos de caja financieros en función a estos valores establecidos.</p> <p>Rechazo de la población a la privatización, debido a que estas han sido mal llevados por el gobierno. Asimismo, las empresas generadoras estatales son percibidas por los privados como una limitante a la competencia.</p>
<p>Propuesta 2: Licitación de la demanda sin contratos.</p>	<p>Demanda de los distribuidores sin contratos serán licitados a precio firme.</p> <p>La participación en las licitaciones de potenciales inversionistas, harán que el mercado sea más competitivo</p>	<p>Podría darse situaciones de colusión entre las empresas para fijar un precio demasiado elevado. Un mecanismo de control podría ser establecer sanciones para las generadoras que son detectadas en irregularidades.</p>

<p>Propuesta No 3 - Expansión del COES para incluir compradores así como vendedores.</p>	<p>Incluir distribuidores, comercializadores y grandes usuarios en el COES contribuirá a que el mercado sea más transparente, competitivo e independiente.</p>	<p>Compra de energía para el mercado regulado a precio spot y venta de energía a precio en barra expone a riesgos comerciales a los distribuidores.</p>
<p>Propuesta 4</p>	<p>Bolsa de energía administrada en forma independiente del sistema, encargado del despacho y los ajustes en tiempo real. Operador independiente del sistema, encargado del despacho y los ajustes en tiempo real. Los contratos de tipo bilateral físico tienen relación directa con el despacho.</p>	<p>La alta concentración que presenta el mercado peruano podría ser susceptible a ejercicio de poder de mercado, por parte de los generadores.</p>

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

➤ CONCLUSIONES

De lo expuesto en los capítulos anteriores se puede concluir lo siguiente:

1. La Ley de Concesiones Eléctricas aprobada en noviembre de 1992 y su reglamento, no previó la posibilidad de que un distribuidor se quedará sin contratos de suministro para el mercado regulado, a pesar de que puede estar activamente buscando que le vendan energía, ante la negativa de los generadores de venderles energía a los distribuidores a precios regulados.
2. Desde el año 2002 las empresas generadoras estatales se sobrecontrataron por encima de su energía firme producible, esta sobrecontratación oculto la señal del mercado sobre insuficiencia de oferta para el nivel de precios regulados. Asimismo, la política comercial de los generadores del estado no ha sido coherente con el

requisito de no contratar más allá de su energía firme producible, ya que no mantienen un balance entre su energía firme producible y su volumen contratado. Esta sobrecontratación más allá de la energía firme producible, conduce a compras de energía en el mercado spot, que son a costo marginales altos en condiciones hidrológicas secas, como fue el año 2004, donde algunos generadores estatales rompieron contratos con sus clientes pagando fuertes penalidades por el mismo.

3. La problemática en las transacciones comerciales entre generadores y distribuidores respecto a los contratos de suministro para el mercado regulado, se debe al riesgo al fijarse los precios, el problema es de riesgo y no de precio. El precio monómico establecido de la energía establecida en la fijación tarifaria de noviembre del 2004 está alrededor de 40 US\$/MWh, monto que puede permitir la amortización de inversiones por ejemplo en centrales de ciclo combinado, cuyo costo de generación eléctrica es de 28,19 US\$/MWh, sin embargo existen distribuidores sin contratos durante el año 2005.
4. El mercado eléctrico peruano no es lo suficientemente grande para desarrollar un mercado de competencia efectiva entre generadores, siendo el índice Herfindahl-Hirschman igual a 2811, lo que indica que existe concentración en el mercado eléctrico de generación, el grupo estatal tiene una participación en el mercado de 43.2%.

5. La estructura privada / estatal de la generación es una limitante a la competencia, hasta que el estado este fuera del negocio de la generación la competencia será distorsionada, la regulación será percibida de estar influenciada (cualquiera sea la realidad) y la inversión privada, particularmente los inversionistas extranjeros que consideren el construir nuevas plantas se sentirán desanimados. El manejo de las empresas públicas normalmente responde a criterios diferentes, muchas veces políticos, que las vuelven ineficientes y hacen que esta sea percibido como una limitante a la competencia.

6. Actualmente existen en el mundo dos modelos para organizar mercados de generación competitivos. Un modelo con despacho centralizado, llamado comúnmente "Pool", donde la participación en el Pool es obligatorio y el despacho de unidades es independiente de los compromisos comerciales de las empresas y un modelo con despacho descentralizado denominado "ISO-PX" donde los contratos entre particulares definen el despacho, con la posibilidad de acudir a un mercado spot voluntario, existiendo un operador del sistema con responsabilidad sobre la operación física del sistema eléctrico.

7. Los mercados eléctricos latinoamericanos analizados en este trabajo se basan en modelos de despacho centralizado o modelo Pool, el cual varia en los criterios de despacho desde la oferta pura en Colombia, hasta los costos marginales auditados en Perú y Chile, pasando por un

sistema intermedio de oferta controlada en Argentina, existiendo la figura del comercializador en Colombia y Argentina.

8. En el mercado chileno, ante la presencia de distribuidores sin contratos se emitió la Resolución 88 que obliga a las generadoras a suministrar a dichas distribuidoras a precio de nudo en proporción a su energía firme. Asimismo, se ha disminuido el límite de potencia para ser considerados como clientes libres, a la fecha este valor es de 500 kW.
9. En el mercado eléctrico argentino, la progresiva reducción del límite máximo para la definición de las categorías de Grandes Usuarios con libre acceso a la elección de sus suministradores hicieron que este mercado se vuelva más competitivo, a la fecha este valor es de 30 kW. Asimismo, se tiene un insuficiente desarrollo del mercado de contratos entre generador y distribuidor para el segmento de clientes regulados, debido a que el precio spot se autoriza traspasar a tarifas de los usuarios, estabilizado cada tres meses y los distribuidores no quieren correr riesgos al firmar contratos con los generadores.
10. En el mercado eléctrico colombiano, los precios de las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios regulados, mediante suscripción de contratos bilaterales, se forman bajo competencia en las convocatorias públicas que realizan los comercializadores. Para las compras de energía con destino a usuarios

no regulados, el comercializador puede optar por comprar la energía en el mercado spot o mediante la suscripción de contratos bilaterales que no están regulados y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Existe una progresiva reducción del límite máximo para la definición de los usuarios no regulados, a la fecha este valor es de 100 kW.

11. El límite de la potencia que define a los clientes libres de 1000 kW, es excesivo, de la revisión de la experiencia internacional se concluye que la tendencia es posibilitar el acceso directo al mercado a la mayor cantidad posible de agentes, ya que impide la compra de energía a precio no regulado a muchos agentes que estarían dispuestos a negociar con empresas de generación o distribución. A medida que este límite de potencia se disminuya, la relevancia de los precios en barra debiera bajar.
12. Actualmente el mercado mayorista COES lo integran las empresas generadoras y transmisoras. El mercado debe ser no discriminatorio para permitir que todos los interesados puedan participar en igualdad de condiciones en las transacciones que en él se realizan. La exclusión de ciertos agentes solo restringe la capacidad de la sociedad en su conjunto de lograr la eficiencia.
13. Si bien la actividad de comercialización está contemplada en la LCE, la figura del comercializador no está reglamentada ni reconocida en la

referida Ley, no existiendo en la actualidad ninguna empresa dedicada de forma exclusiva a dicho rubro. La introducción de la figura del comercializador contribuirá al desarrollo de competencia en el mercado de clientes y su reglamentación debe ir acompañada de la ampliación del mercado de clientes libres vía una reducción programada de los límites de demanda para acceder a dicho mercado. para pertenecer al mercado

14. La eliminación en el Reglamento de la LCE la diferencia entre el MRFO (fijado por OSINERG) y el MR (fijado por el MEM) permitirá que los ingresos de potencia sean iguales a los de equilibrio de largo plazo. Actualmente dicha diferencia ,perjudica económicamente a los generadores ya que no permite cubrir los costos de inversión de acuerdo a la teoría marginalista.
15. Licitación de la demanda sin contratos de los distribuidores a precio firme por un periodo largo, permitirá contar con suficiencia de generación que cubran el total de requerimientos de la demanda. Asimismo, la realización de los procesos de licitación con suficiente anticipación permitirá la participación de potenciales inversionistas, haciendo más competitivo al mercado.
16. La concentración que presenta el mercado eléctrico peruano y la vulnerabilidad que puede presentar el modelo BE-ISO a prácticas

monopólicas individuales o colectivas, hacen que una reforma de este tipo no se justifique mientras las condiciones competitivas no sean distintas a las actuales.

17. Los cambios a la Ley de Concesiones Eléctricas aprobados por el gobierno 30 de diciembre de 2004, principalmente el de reducir el tiempo para el cálculo del precio básico de la energía de 48 a 24 meses, introduciendo además en el cálculo lo ejecutado en el año inmediato anterior, reduce la percepción del riesgo regulatorio de los generadores, tal es el caso de que los generadores han aceptado transitoriamente contratar con los distribuidores hasta el 2007. Asimismo, esta Ley establece la derogación del Decreto Supremo N° 010-2004-EM, medida que es correcta, ya que este Decreto Supremo transfería la discrecionalidad del OSINERG al MEM. Asimismo, esta Ley establece la creación de una Comisión que elabore un proyecto de ley destinado a asegurar un desarrollo eficiente de la generación, la misma que convocará a representantes de todos los sectores involucrados del sector público y privado a fin de conocer sus opiniones y sugerencias. El anteproyecto de Ley “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica fue publicado en la pagina Web del Ministerio de Energía y Minas” el 15 de junio de 2005 a efectos de que los interesados puedan enviar sus comentarios y/o sugerencias al mismo.

➤ RECOMENDACIONES

- Con el objeto de conseguir mayores actores en el mercado libre, lograr que los ingresos de potencia sean iguales a los de equilibrio de largo plazo y alcanzar una menor concentración en el mercado regulado se recomienda implementar la propuesta No 1- Cambios menores al marco regulatorio vigente.

- Con el objeto de que la demanda de las distribuidoras sin contratos sean abastecidos mediante licitaciones a precios firmes se recomienda implementar la propuesta No 2- Licitación de la demandan sin contratos.

- Para expandir el mercado COES incluyendo a compradores y vendedores, e introducir la figura del comercializador se recomienda implementar la Propuesta No 3 - Expansión del COES para incluir compradores así como vendedores.

- Para implementar la Bolsa de Energía con Operador del Sistema Independiente se recomienda implementar la propuesta No 4 Implementación de la Bolsa de Energía con Operador del Sistema Independiente, una vez que las condiciones de competencia en el sector mejoren, siendo esta una propuesta de largo plazo.

➤ DESARROLLOS FUTUROS

Se tienen como trabajos futuros la elaboración y/o modificación de las leyes y sus reglamentos para:

- Expandir el COES para incluir a los distribuidores, comercializadores y grandes usuarios, para tener un mercado transparente y no discriminatorio.
- La implementación de las licitaciones a precio firme de las distribuidoras sin contratos.
- La implementación de la Bolsa de Energía con Operador Independiente.

Asimismo, la elaboración de un estudio para la estimación del límite de la potencia para ser considerado como cliente libre teniendo en cuenta la caracterización de las cargas de todo el sistema eléctrico peruano.

ANEXO A

PRINCIPIO DE TARIFICACIÓN A COSTO MARGINAL

A.1 PRINCIPIO DE TARIFICACIÓN A COSTO MARGINAL [27].

El "Principio de Tarificación a Costo Marginal" sirve de inspiración a todas las aplicaciones prácticas de tarificación marginalista en el sector eléctrico. A continuación se explica y se demuestra este principio.

Se consideran todos los consumos concentrados en un solo nudo, siendo abastecidos por un conjunto de centrales. Se desea analizar las relaciones que existen entre el equipamiento óptimo para abastecer los consumos y las tarifas marginalistas con las que se facture a los consumidores.

Para determinar el equipamiento óptimo, se planteará el problema en términos de un año, considerando esquematizada la curva de duración anual de la demanda mediante bloques, como se indica en la siguiente figura.

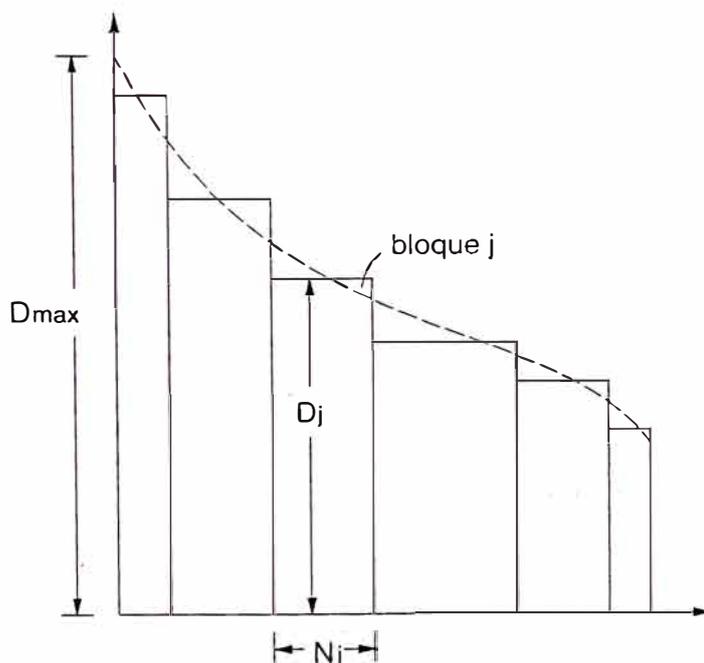


Figura B.1

Donde :

D_{\max} : demanda máxima instantánea a abastecer (MW).

D_j : demanda media en bloque j (MW).

N_j : número de horas del bloque j.

Luego :

$D_j \cdot N_j$: energía en bloque j (GWh).

$\sum D_j \cdot N_j$: energía anual (GWh).

Los costos de inversión y generación de las centrales en consideración se denominarán :

a_i : costo unitario de inversión + gastos fijos de operación, en términos anuales (US\$/KW x año), de la central i.

b_i : gasto variable de operación de la central i (mils/KWh).

De este modo, si llamamos :

P_i : potencia instalada en central i.

G_{ij} : potencia media generada por la central i en el bloque j, el costo anual de

la central i será : $a_i P_i + b_i \sum_j G_{ij} \cdot N_j$

Por lo tanto, el abastecimiento de los consumos a costo mínimo se puede plantear como el siguiente problema de programación lineal, en que las variables son P_i y G_{ij} :

$$\min Z = \sum_i a_i P_i + \sum_i b_i \cdot \sum_j G_{ij} \cdot N_j$$

sujeto a :

Variable dual :

$$1) \quad \sum_i P_i \geq D_{\max} \quad \lambda_0$$

$$2) \quad \sum_i G_{ij} \cdot N_j \geq D_j \cdot N_j \quad , \quad \forall j \quad \lambda_j$$

$$3) \quad P_i - G_{ij} \geq 0 \quad , \quad \forall i, \forall j \quad \mu_{ij}$$

$$P_i, G_{ij} \geq 0$$

La restricción 1) representa la exigencia de contar con potencia instalada suficiente para abastecer D_{\max} . A la variable dual asociada la hemos denominado λ_0 y representará el costo de tener que abastecer un incremento unitario de D_{\max} .

Las restricciones 2) - una para cada bloque - representan la exigencia de abastecer la energía demandada en cada bloque. Hemos denominado λ_j a la variable dual asociada a cada una de las restricciones, la que representa el costo de abastecer un KWh adicional en el bloque correspondiente, o sea, el costo marginal de la energía en ese bloque.

Las restricciones 3) limitan la potencia media generada por cada central en cada bloque a la potencia instalada de la central; hemos llamado μ_{ij} a las variables duales asociadas.

La solución de este problema lineal indicará cuanto debe instalarse de cada central y cuanto debería generar en cada bloque. Es por lo tanto el equipamiento y la operación óptima buscados.

Llamemos A a la matriz de coeficientes del problema lineal planteado; como a cualquier problema de programación lineal, a éste le corresponde un problema dual que se escribiría como sigue :

$$\max Z_{\text{dual}} - \lambda_o \cdot D_{\text{max}} + \sum_j \lambda_j \cdot D_j \cdot N_j$$

Sujeto a :

$$[A]^T \cdot \begin{bmatrix} \lambda \\ \mu \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} a_{ij} \\ b_i \cdot N_j \end{bmatrix}$$

Sabemos que en el óptimo, las funciones objetivo del dual y el primal coinciden, luego :

$$Z_{\text{primal}} = Z_{\text{dual}}$$

Es decir :

$$\sum_i a_i P_i + \underbrace{\sum_i b_i \cdot \sum_j G_{ij} \cdot N_j}_{\text{costos de inversión y operación}} = \lambda_o \cdot D_{\text{max}} + \underbrace{\sum_j \lambda_j \cdot D_j \cdot N_j}_{\text{facturación a costo marginal}}$$

costos de inversión y operación facturación a costo marginal

Luego, “si cada consumidor paga por la energía el costo marginal correspondiente al bloque en que la consume, y por su contribución a la demanda máxima el costo marginal de la potencia, se obtienen ingresos que permiten pagar los gastos de operación y rentar las inversiones”.

B2 Reservas de potencia

No es lógico contar con equipamiento para abastecer exactamente la demanda máxima, lo que dejaría al sistema muy vulnerable ante fallas de unidades o error en la previsión, etc. La exigencia de contar con cierta reserva de potencia instalada puede incluirse fácilmente en la formulación de programación lineal planteada; por ejemplo, si se estima necesario un 20% de sobreequipamiento, en la restricción 1) debería imponerse :

	Variable dual
1) $\sum_i P_i \geq 1,2 \cdot D_{max}$	λ_0

Con lo que se instalaría la reserva requerida sin generación obligada.

Obviamente, la función objetivo del dual es ahora :

$$Z_{dual} = \lambda_0 \times (1,2 \cdot D_{max}) + \sum_j \lambda_j \cdot D_j \cdot N_j$$

Lo que indica que no basta con facturar la demanda máxima en este caso, sino que es necesario recargar el cobro por potencia en el porcentaje exigido de reserva, a fin de recuperar al menos los costos de inversión de este equipamiento.

ANEXO B

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL MERCADO COES

➤ **Transferencias de energía [20].**

La transferencia de energía es mensual y se determina valorizando las inyecciones de energía a costos marginales en las barras de inyección menos las valorizaciones de los retiros de energía a costos marginales en las barras de retiro. Matemáticamente las transferencias de energía se pueden expresar de la siguiente forma:

$$STE_k = \left(\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m IE_{jik} - \sum_{l=1}^p RE_{lik} \right] \times FPE_i \right) \times CMg \quad (B.1)$$

STE_k : Saldo neto de inyecciones y retiros de la empresa k.

IE_{jik} : Inyecciones de energía de la empresa k, en la barra i.

RE_{lik} : Retiros de energía de la empresa k, en la barra i.

FPE_i : Factor de penalización de la energía en la barra i.

CMg : Costo marginal en la barra de referencia.

n : Número de barras del sistema.

m : Número de inyecciones de la empresa k en la barra i.

p : Número de retiros de la empresa k en la barra i.

Considerando que detrás de cada retiro de la empresa k, hay una venta a un cliente (libre o distribuidor), podemos adicionar a S_k los ingresos obtenidos por las ventas, suponiendo un precio de venta PE_{li} para RE_{lik} (retiros de la empresa k, en la barra i). De acuerdo a esto, el resultado neto de la

comercialización, teniendo en cuenta el efecto en las transferencias COES será:

$$MCE_k = \sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^p RE_{lik} \times PE_{li} + STE_k \quad (B.2)$$

Donde:

MCE_k : Margen neto de comercialización de energía de empresa k.

Reemplazando STE_k y reordenando se tiene:

$$MCE_k = \sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^p RE_{lik} \times (PE_{li} - FPE_i \times CMg) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m IE_{jik} \times FPE_i \times CMg \quad (B.3)$$

en donde se observa que:

El primer término corresponde únicamente a la decisión de comercialización y está asociado al monto del retiro, al precio de venta y al costo marginal de corto plazo de la energía en la barra de retiro. En dicho término no intervienen las inyecciones de energía del generador k ni los costos en el punto de inyección. De esta operación se encarga la gerencia de comercialización de la empresa.

El segundo término representa la venta de toda la energía producida por la empresa k, al costo marginal de corto plazo de la energía en la barra de inyección. De esta operación se encarga la gerencia de producción de la empresa.

Lo anterior es muy importante, ya que permite desagregar el margen total en dos términos bien identificables conceptualmente:

Uno que representa la venta al mercado COES (2° término) y que siempre estará presente si el generador es convocado a generar, independiente de la comercialización.

Otro (el 1°) que representa una compra de energía a costo marginal de corto plazo en la barra i , a objeto de vender esa energía a un cliente ubicado en dicha barra. Esta es una decisión comercial, independiente de la generación.

De acuerdo a lo expuesto, se concluye que el costo relevante para valorizar la decisión de venta de energía al cliente en la barra i es el costo marginal de corto plazo en la barra de retiro. En los casos en que el generador k es deficitario en el COES, este costo relevante es un costo real de compra. En los casos en que el generador k es excedentario en el COES, este costo relevante corresponde a un costo de oportunidad (el precio al que alternativamente se habría vendido la energía si no tuviera el contrato).

➤ **Transferencia de potencia [20].**

La transferencia de potencia de punta es mensual y se determina mediante el mismo procedimiento descrito para la valorización de las transferencias de energía, pero aplicado a la hora del mes en que ocurre la máxima demanda.

Los valores de inyecciones y retiros a considerar en dicha hora son:

En el caso de los retiros, ellos corresponden a la energía horaria demandada en dicha hora por cada consumidor, los que se asociarán a la empresa integrante del COES que le vende energía y potencia a dicho consumidor.

Notar entonces que el retiro de potencia corresponde a la demanda real horaria que ocurra en la hora de máxima demanda mensual del sistema,

independiente de los acuerdos comerciales que pueda tener el generador integrante del COES y su cliente (demanda leída, potencia contratada, etc.). Desde el punto de vista de los retiros, los valores a considerar son los mismos correspondientes a las transferencias de energía en dicha hora. En el caso de las inyecciones o entregas es en donde se produce la diferencia con respecto a las transferencias de energía en la hora de máxima demanda mensual del sistema, ya que los valores a considerar como entregas, corresponden a las inyecciones de potencia firme de las unidades generadoras más los ingresos por potencia generada.

Matemáticamente las transferencias de potencia se pueden expresar de la siguiente forma:

$$STP_k = \left(\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m IP_{jik} - \sum_{i=1}^p RP_{lik} \right] \times FPP_i \right) \times PPM \quad (\text{B.4})$$

Donde:

STP_k : Saldo neto de inyecciones y retiros de potencia de la empresa k.

IP_{jik} : Inyecciones de Potencia Firme de la empresa k, en la barra i.

RP_{lik} : Retiros de la empresa k, en la barra i.

FPP_i : Factor de penalización de la potencia en la barra i.

PPM : Precio de la potencia a nivel de generación en la barra de referencia.

n : Número de barras del sistema

m : Número de inyecciones de la empresa k en la barra i.

p : Número de retiros de la empresa k en la barra i .

Repitiendo el análisis efectuado para la energía, se puede escribir el margen neto por potencia de la siguiente forma (se supone que el precio de venta de la potencia a nivel de generación al cliente es PP_{li}).

$$MCP_k = \sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^p RP_{lik} \times PP_{li} + STP_k \quad (\text{B.5})$$

Donde:

MCP_k : Margen neto de comercialización de potencia de empresa k .

Reemplazando STP_k y reordenando se tiene:

$$MCP_k = \sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^p RP_{lik} \times (PP_{li} - FPP_i \times PPM) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m IP_{jik} \times FPP_i \times PPM \quad (\text{B.6})$$

y en este caso, dado que PP_{li} en general es igual a PPM (salvo en el caso de clientes libres), se obtiene que el primer término es prácticamente nulo, quedando entonces sólo la venta de potencia al COES. Esto corrobora lo ya indicado, en el sentido de que como la sumatoria de potencias firmes es menor o igual a la demanda del sistema, aunque un generador venda más potencia que la firme por contratos, deberá siempre comprar la diferencia y al final queda vendiendo sólo su propia potencia firme, como lo demuestra esta ecuación.

Si esto es así, cabe la pregunta ¿en donde están las ventajas en la comercialización de potencia?. En general ellas están en el valor físico de los retiros. En efecto, dado que el retiro corresponde a la demanda del

cliente a la hora de la demanda máxima del sistema, por diversidad, esta demanda en general es menor que la demanda máxima individual del cliente, que es la que se cobra al cliente, dependiendo de la modalidad establecida para el cobro por potencia.

ANEXO C

**DETERMINACION DEL MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN PARA UNA
EMPRESA GENERADORA**

De acuerdo a lo descrito en el anexo B, el margen de comercialización (MC) de una empresa de generación de energía puede escribirse como:

$$(1) \quad MC = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m VE_{ji} \times (PE_{ji} - FPE_i \times CMg) + G_i \times FPE_i \times CMg \right] + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m [(VP_{ji} \times PP_{ji} - DP_{ji} \times FPP_i \times PPM) + PF_i \times FPP_i \times PPM] - CV - P_s \quad (C.1)$$

en donde,

VE_{ji} : Venta de energía al cliente j, en la barra i.

PE_{ji} : precio de venta de la energía al cliente j, en la barra i

FPE_i : Factor de penalización de la energía en la barra i.

CMg : Costo marginal en la barra de referencia.

G_i : Generación de energía en la barra i.

VP_{ji} : Venta de potencia al cliente j, en la barra i.

PP_{ji} : Precio de venta de la potencia a nivel de generación al cliente j, en la barra i.

DP_{ji} : Demanda de potencia del cliente j, en la barra i.

FPP_i : Factor de penalización de la potencia en la barra i.

PPM : Precio de la potencia a nivel de la generación en la barra de referencia.

PF_i : Potencia Firme mas ingresos adicionales por generación expresados en MW equivalentes en la barra i.

CV : Costo variable de producción de las centrales generadoras de la empresa.

P_s : Peaje total asociado a las ventas a clientes.

n : Número de barras del sistema.

m : Número de clientes de la empresa en la barra i .

Notar que si VE_{ji} , VP_{ji} y DP_{ji} son nulos, es decir, la empresa no tiene contratos de venta con clientes, el MC de la expresión (1) se reduce a:

$$(2) \quad MC = \sum_{i=1}^n [G_i \times FPE_i \times CMg + PF_i \times FPP_i \times PPM] - CV - P_s \quad (C.2)$$

que corresponde precisamente al margen de comercialización por vender toda la producción y la potencia firme en las transferencias COES.

La resta (1) - (2) representa el margen de comercialización asociado a la decisión de venta de la energía y potencia VE_{ji} , VP_{ji} respectivamente, el que resulta ser:

$$(3) \quad MC = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m VE_{ji} \times (PE_{ji} - FPE_i \times CMg) \right] \\ + \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m (VP_{ji} \times PP_{ji} - DP_{ji} \times FPP_i \times PPM) \right] - P_s \quad (C.3)$$

que tiene la característica de no depender de G_i , PF_i , CV y P_s .

La expresión (3) contiene tres términos que a continuación se analizan desagregadamente:

el primer término corresponde a la decisión de comercialización de energía y depende solamente del monto de energía vendida, el precio de venta y el costo marginal de corto plazo de la energía en la barra de venta. No depende de la energía producida ni del costo de producción.

el segundo término corresponde a la decisión de comercialización de la potencia y depende solamente del monto de potencia vendida, de la demanda del cliente a la hora de la demanda máxima del sistema, del precio de venta y del precio de barra de potencia en la barra de venta. No depende de la potencia firme.

el tercer término corresponde a la diferencial de peaje que se debe pagar producto de la venta al cliente.

Es importante analizar el segundo término de la expresión (3), ya que el precio de venta al cliente PP_{ji} , en general es similar al precio de barra de la potencia en la barra correspondiente. En efecto, para el caso de clientes regulados coinciden exactamente y sólo se pueden presentar diferencias en el caso de venta a clientes libres, dependiendo de la posición competitiva que se tenga para cada cliente en particular. Dado lo anterior, las ventajas en la comercialización de potencia están en la diferencia que se produce entre el valor físico de las ventas y el valor que debe reconocerse como retiro en las transferencias COES. En lo que se refiere al presente análisis, para definir políticas comerciales se asume que dicha diferencia (diversidad) no existe, ya que no es posible predecir su ocurrencia con algún grado de certeza, por lo cual el margen por venta de potencia a clientes se supone nulo, no alterando la comercialización de la potencia firme en el COES.

De acuerdo a lo expuesto, la variable relevante para definir un posicionamiento óptimo resulta ser la venta de energía. Si consideramos que

el precio de venta de energía se puede descomponer en dos términos, de forma tal que:

$$PE_{ji} = PEM_{ji} + PET_{ji} \quad (C.4)$$

en donde el primer término representa la componente de generación del precio de la energía y el segundo corresponde a la componente de transmisión de dicho precio, y se asume que este último término aplicado a la energía vendida, permite recuperar los costos de peaje P_c , se concluye que la decisión de comercialización a cliente queda representada por el término siguiente:

$$(4) \quad MC = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m VE_{ji} \times (PEM_{ji} - FPE_i \times CMg) \right] \quad (C.5)$$

En definitiva, la política comercial de una empresa generadora consiste en adoptar una posición entre las siguientes dos situaciones:

- 1) No efectuar ningún contrato de venta a cliente final y quedarse con el margen indicado en la ecuación (2).
- 2) Efectuar contratos de venta a clientes, ya sea regulados o libres, con lo cual al margen indicado en (2), se le adiciona el valor (3), que de acuerdo a lo explicado se puede aproximar a la expresión (4).

Los riesgos asociados a cada alternativa son distintos y no afectan en la misma forma a las diversas formas de generación. Para ejemplificar lo anterior se puede señalar que la condición de aportes hidrológicos en un determinado año afecta en forma distinta a una central hidráulica con

respecto a una turbina a gas, lo propio ocurre con los precios de los combustibles, la demanda, etc.

Por lo expuesto, es importante que la decisión de comercialización de la electricidad generada, tome en cuenta no solo aspectos de retorno, sino que también efectos de riesgo que puedan afectar a la rentabilidad. De acuerdo a esto, la política comercial debe buscar la mezcla adecuada entre rentabilidad y riesgo, definiendo la participación en cada uno de los mercados al que pueden acceder los generadores de energía eléctrica.

ANEXO D

DATOS DE MERCADOS ELECTRICOS UTILIZADOS EN EL INFORME

EVOLUCION DEL NUMERO DE CLIENTES (1992 - 2004)

Nivel de Tensión	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Libre													
MAT	10	9	8	7	8	11	17	14	17	23	32	37	37
AT	39	36	36	26	28	34	36	39	41	37	38	37	33
MT	241	146	148	151	146	153	157	172	173	177	183	175	174
BT				17	10	9	1	1	-	-	-	-	-
Total Libre	290	191	192	201	192	207	211	226	231	237	253	249	244
Regulado													
AT				13	15	17	13	10	9	9	11	12	19
MT	1,804	2,891	3,290	3,742	4,306	4,851	5,368	5,774	6,259	6,746	7,163	7,595	8,116
BT	2,002,486	2,101,786	2,306,120	2,484,570	2,773,506	2,954,110	3,046,893	3,211,041	3,352,134	3,447,696	3,614,206	3,725,248	3,858,470
Residencial	1,835,134	1,871,025	2,074,562	2,251,337	2,518,347	2,701,472	2,790,670	2,948,707	3,097,214	3,188,352	3,326,329	3,434,672	3,543,392
No residencial	167,352	230,761	231,558	233,233	255,159	252,638	256,223	262,334	254,920	259,344	287,877	290,576	315,078
Total Regulado	2,004,290	2,104,677	2,309,410	2,488,325	2,777,827	2,958,978	3,052,274	3,216,825	3,358,402	3,454,451	3,621,380	3,732,855	3,866,605
TOTAL	2,004,580	2,104,868	2,309,602	2,488,526	2,778,019	2,959,185	3,052,485	3,217,051	3,358,633	3,454,688	3,621,633	3,733,104	3,866,849

EVOLUCION DE LAS VENTAS DE ENERGIA (1992 - 2004) GWh

Nivel de Tensión	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Libre													
MAT	801	836	828	949	1,116	1,932	2,255	2,541	2,662	3,370	4,196	4,636	4,655
AT	484	517	698	813	847	1,340	1,680	1,696	1,862	1,753	1,672	1,614	1,795
MT	959	1,251	1,563	1,620	1,553	1,836	2,297	2,356	2,597	2,640	2,494	2,602	2,847
BT				8	9	7	1						
Total Libre	2,244	2,604	3,089	3,390	3,525	5,115	6,233	6,593	7,121	7,763	8,362	8,852	9,296
Regulado													
AT				12	14	16	8	6	6	6	6	6	25
MT	496	987	1,279	1,394	1,547	1,753	1,910	2,079	2,271	2,416	2,641	2,813	3,118
BT	4,522	4,720	4,966	5,016	5,215	5,518	5,833	5,969	6,127	6,232	6,575	6,792	7,212
Residencial	2,928	3,064	3,185	3,150	3,184	3,383	3,638	3,766	3,929	4,037	4,252	4,122	4,605
No residencial	1,594	1,656	1,781	1,866	2,031	2,135	2,195	2,203	2,198	2,195	2,323	2,370	2,518
Total Regulado	5,018	5,707	6,245	6,422	6,776	7,287	7,751	8,054	8,404	8,654	9,222	9,611	10,356
TOTAL	7,262	8,311	9,334	9,812	10,301	12,402	13,984	14,647	15,525	16,417	17,584	18,463	19,653

Fuente: Estadísticas OSINERG

VOLUMEN UTIL DEL LAGO JUNIN (Millones de metros cúbicos)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Ene	452.2	61.4	96.1	98.2	169.1	152.2	271.5	357.4	238.4	348.2	124.5
Feb	486.3	106.8	171.5	211.9	320.9	300.2	376.2	421.4	326.9	405.0	196.5
Mar	470.1	259.5	251.2	285.8	421.4	424.7	441.2	434.3	438.0	441.2	238.4
Abr	460.0	317.9	317.9	303.1	441.2	451.4	441.2	441.2	441.2	441.2	252.0
May	450.5	310.8	326.9	303.1	434.6	454.2	441.2	441.2	441.2	438.0	238.4
Jun	384.5	265.9	294.4	268.7	388.9	434.6	438.0	428.0	409.3	392.1	222.4
Jul	319.5	222.4	246.6	227.7	335.9	395.3	392.1	388.9	363.6	335.9	209.3
Ago	234.8	147.6	191.4	176.4	260.3	329.9	342.0	320.9	294.4	277.2	131.3
Set	150.6	103.3	126.8	133.6	193.9	285.8	274.4	268.7	217.1	201.6	102.5
Oct	94.4	73.3	77.4	81.5	176.4	241.1	241.1	209.3	191.4	113.4	91.5
Nov	55.6	49.8	46.0	79.4	142.8	164.2	157.0	214.5	238.4	73.3	79.4
Dic	26.7	51.2	57.5	81.5	106.8	183.9	183.9	227.7	297.3	102.5	131.3

Nota: Valores tomados el último día de cada mes

Fuente: COES

COSTO MARGINAL PROMEDIO DEL SEIN
Mayo 1993 a diciembre 2004
 (US\$/MWh)

MESES	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Enero		20.06	34.85	12.27	36.11	18.50	17.61	12.87	7.57	19.99	13.11	51.20
Febrero		19.15	33.64	13.88	23.96	10.80	12.75	15.19	13.64	16.88	16.39	36.60
Marzo		27.86	19.09	21.58	39.47	17.62	6.96	18.16	18.27	15.94	21.63	32.52
Abril		21.00	20.03	13.39	56.60	26.63	5.93	7.88	7.30	10.34	11.14	54.50
Mayo	24.03	18.81	45.72	18.01	64.72	30.44	8.60	5.81	9.47	23.31	20.34	108.50
Junio	43.97	15.53	56.26	49.90	70.01	31.49	12.96	15.61	23.56	31.50	43.23	99.39
Julio	42.60	36.01	61.84	55.58	69.05	30.30	14.25	31.76	39.18	33.57	57.36	97.57
Agosto	50.83	43.49	61.44	50.66	66.18	32.09	21.84	37.13	41.13	51.21	64.63	111.60
Setiembre	49.29	41.62	63.15	50.75	68.59	35.53	20.05	37.01	36.87	51.23	61.29	112.39
Octubre	39.87	62.50	62.53	52.74	62.83	24.65	19.86	37.44	29.02	35.17	58.07	64.06
Noviembre	28.12	45.01	48.38	61.77	38.88	14.53	33.64	29.33	20.14	18.93	65.89	23.94
Diciembre	41.32	47.37	49.94	58.47	37.44	19.69	16.85	10.68	17.12	18.18	24.03	31.48
PROMEDIO	40.00	33.20	46.41	38.25	52.82	24.36	15.94	21.57	21.94	27.18	38.09	68.65

Fuente: COES

**EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE ENERGIA DEL SEIN 2003
(GWh)**

Meses	Total Hidrico + Termico					variacion % (2003/2004)
	2000	2001	2002	2003	2004	
Ene	1,210.5	1,515.5	1,642.4	1,726.4	1,799.4	4.2%
Feb	1,164.1	1,397.4	1,496.6	1,602.1	1,719.9	7.4%
Mar	1,252.3	1,549.3	1,675.2	1,766.8	1,862.8	5.4%
Abr	1,167.7	1,480.2	1,644.5	1,690.1	1,794.8	6.2%
May	1,217.8	1,551.2	1,663.6	1,737.3	1,843.7	6.1%
Jun	1,178.1	1,503.6	1,565.1	1,690.8	1,778.6	5.2%
Jul	1,194.2	1,556.1	1,615.4	1,730.4	1,804.4	4.3%
Ago	1,239.8	1,563.0	1,635.4	1,743.7	1,847.15	5.9%
Set	1,197.8	1,541.3	1,642.7	1,697.8	1,816.76	7.0%
Oct	1,513.1	1,615.6	1,709.0	1,785.1	1,864.18	4.4%
Nov	1,476.8	1,569.3	1,651.6	1,737.2	1,844.81	6.2%
Dic	1,506.0	1,620.2	1,716.3	1,780.7	1,926.17	8.2%
Anual	15,318.1	18,462.8	19,657.9	20,688.6	21,902.7	5.9%

Meses	Hidrico					variacion % (2003/2004)
	2000	2001	2002	2003	2004	
Ene	1,171.0	1,426.6	1,504.3	1,614.1	1,519.0	-5.9%
Feb	1,111.4	1,350.0	1,374.8	1,474.3	1,518.4	3.0%
Mar	1,208.1	1,461.4	1,540.0	1,614.2	1,650.0	2.2%
Abr	1,121.4	1,422.3	1,545.5	1,605.1	1,502.7	-6.4%
May	1,181.1	1,466.1	1,478.8	1,537.9	1,292.9	-15.9%
Jun	1,126.6	1,341.2	1,316.6	1,401.0	1,182.1	-15.6%
Jul	1,110.4	1,335.9	1,342.9	1,385.4	1,178.4	-14.9%
Ago	1,137.5	1,320.1	1,262.7	1,399.7	1,219.4	-12.9%
Set	1,104.6	1,335.5	1,287.3	1,350.0	1,130.2	-16.3%
Oct	1,285.4	1,401.2	1,463.5	1,401.0	1,346.6	-3.9%
Nov	1,293.9	1,423.5	1,527.0	1,357.5	1,503.7	11%
Dic	1,395.9	1,523.1	1,581.1	1,591.7	1,649.4	4%
Anual	14,247.2	16,807.0	17,224.5	17,731.9	16,692.6	-0.7%

Meses	Térmico					variacion % (2003/2004)
	2000	2001	2002	2003	2004	
Ene	39.5	88.9	138.1	112.4	280.4	149.5%
Feb	52.5	47.3	121.8	127.8	201.5	57.6%
Mar	44.2	87.9	135.2	152.5	212.8	39.5%
Abr	46.2	58.0	99.1	85.0	292.1	243.7%
May	36.7	85.2	184.8	199.5	550.8	176.2%
Jun	51.5	162.4	248.5	289.8	596.5	105.8%
Jul	83.7	220.2	272.5	345.0	626.1	81.5%
Ago	102.3	242.8	372.7	344.0	627.8	82.5%
Set	93.2	205.8	355.4	347.8	686.5	97.4%
Oct	227.7	214.4	245.5	384.1	517.6	34.8%
Nov	182.9	145.8	124.7	379.8	341.2	-10%
Dic	110.2	97.0	135.2	189.0	276.8	46%
Anual	1,070.8	1,655.8	2,433.4	2,956.6	5,210.1	11.0%

Fuente: COES

Participación en la Potencia Efectiva por Grupo Económico y Empresa (2004)

Grupo	Generadora	Hidroeléctrica	Térmica	Total	%	% Por Grupo
PSEG	ELECTROANDES	171.29		171.29	4.0%	4.0%
Estado Peruano	ELECTROPERU	841.53	42.08	883.61	20.4%	34.2%
	EGASA	171.06	148.36	319.42	7.4%	
	EGEMSA	86.27	11.83	98.10	2.3%	
	SAN GABAN	113.10	8.22	121.31	2.8%	
	EGESUR	34.90	25.34	60.24	1.4%	
Endesa	EEPSA		141.99	141.99	3.3%	33.2%
	ETEVENSA		310.00	310.00	7.1%	
	EDEGEL	759.00	227.14	986.14	22.7%	
Duke	EGENOR	358.51	175.31	533.82	12.3%	12.3%
Tractebel	ENERSUR		363.98	363.98	8.4%	8.4%
Maple, Duke y Otros	TERMOSELVA		165.19	165.19	3.8%	3.8%
NRG Energy	CAHUA E. PACASMAYO	90.81	24.58	115.38	2.7%	2.7%
Shougang	SHOUGESA		65.75	65.75	1.5%	1.5%
Total		2,626.46	1,709.75	4,336.21	100%	100%
Indice Herfindahl-Hirschman						2,531

Participación en la Producción Grupo Económico y Empresa (2004)

Grupo	Generadora	Hidroeléctrica GWh	Térmica GWh	Total GWh	%	% Por Grupo
PSEG	ELECTROANDES	1,042.95		1,042.95	4.8%	4.8%
Estado Peruano	ELECTROPERU	6,571.62	142.78	6,714.40	30.7%	43.2%
	EGASA	864.24	171.61	1,035.85	4.7%	
	EGEMSA	720.41	0.13	720.54	3.3%	
	SAN GABAN	789.30	2.26	791.56	3.6%	
	EGESUR	96.24	106.98	203.22	0.9%	
Endesa	EEPSA		553.51	553.51	2.5%	27.1%
	ETEVENSA		965.42	965.42	4.4%	
	EDEGEL	4,163.89	251.80	4,415.69	20.2%	
Duke	EGENOR	2,038.63	141.18	2,179.81	10.0%	10.0%
Tractebel	ENERSUR		1,651.91	1,651.91	7.5%	7.5%
Maple, Duke y Otros	TERMOSELVA		1,130.31	1,130.31	5.2%	5.2%
NRG Energy	CAHUA E. PACASMAYO	405.73	26.33	432.05	2.0%	2.0%
Shougang	SHOUGESA		65.87	65.87	0.3%	0.3%
Total		16,693.00	5,210.09	21,903.09	100%	100%
Indice Herfindahl-Hirschman						2,811

Fuente: Datos COES y elaboración propia

Participación en la Potencia Efectiva por Grupo Económico y Empresa (2003)
Sistema Interconectado Central - Chile

Grupo	Generadora	Hidroeléctrica	Térmica	Total	%	% Por Grupo
ARAUCO GENERACION S.A.	Arauco		33	33.00	0.5%	0.9%
	Celco		20.00	20.00	0.3%	
	Cholguán		9	9.00	0.1%	
GENER S.A.	Aifaifal	160.000		160.00	2.3%	21.2%
	Maitenes	30.800		30.80	0.4%	
	Queltehues	41.070		41.07	0.6%	
	Volcán	13.000		13.00	0.2%	
	Laja		8.70	8.70	0.1%	
	Constitución		8.700	8.70	0.1%	
	Laguna Verde		54.70	54.70	0.8%	
	Renca		100.000	100.00	1.4%	
	Ventanas		338.000	338.00	4.8%	
	El Indio TG		18.800	18.80	0.3%	
	San Francisco de Mostazal		25.000	25.00	0.4%	
	Guacolda		304.000	304.00	4.3%	
Nueva Renca		379.000	379.00	5.4%		
COLBUN S.A.	Colbún	400		400.00	5.7%	20.4%
	Machicura	90.00		90.00	1.3%	
	San Ignacio	37		37.00	0.5%	
	Rucúe	170.00		170.00	2.4%	
	Nehuenco		370.000	370.00	5.3%	
	Nehuenco 9B		108.000	108.00	1.5%	
Nehuenco II TG		250.000	250.00	3.6%		
ENDESA	Los Molles	16		16.00	0.2%	50.9%
	Rapel	350		350.00	5.0%	
	Sauzal	76.8		76.80	1.1%	
	Sauzalito	9.500		9.50	0.1%	
	Cipreses	101.4		101.40	1.5%	
	Isla	68		68.00	1.0%	
	Antuco	300.00		300.00	4.3%	
	El Toro	400.00		400.00	6%	
	Abanico	136.00		136.00	1.9%	
	Canutilar	145.00		145.00	2.1%	
	Pangue	467.00		467.00	6.7%	
	Pehuenche	500.00		500.00	7.2%	
	Curilinque	85.00		85.00	1.2%	
	Loma Alta	38.00		38.00	1%	
	Huasco Vapor		16.00	16.00	0.2%	
	Bocamina		125.00	125.00	1.8%	
	Huasco TG		64.23	64.23	0.9%	
	D. De Almagro		47.50	47.50	0.7%	
	Taltal		244.9	244.900	3.5%	
San Isidro		370	370	5.3%		
IBENER S.A.	Mampil	49		49	0.7%	1.8%
	Peuchén	75		75	1.1%	
ACONCAGUA S.A.	Aconcagua	72.9		72.9	1.0%	1.4%
	Florida	25		25	0.4%	
PETROPOWER S.A.	Petropower	48.6		48.6	0.7%	0.7%
PILMAIQUEN S.A.	Pilmaiquén	39		39	0.6%	0.6%
PULLINQUE S.A.	Pullinque	48.6		48.6	0.7%	0.7%
H.G. VIEJA Y M. VALPO.	Chacabuquito	39.3		39.3	0.6%	0.6%
OTROS		16.8	48.6	65.4	0.9%	0.9%
TOTAL		4.048.77	2.943.13	6.991.90	1.00	100.0%
Índice Herfindahl-Hirschman						3,465.8

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Participación en la Potencia Efectiva por Grupo Económico y Empresa (2003)
Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) - Argentina

Grupo	Generadora	Hidroeléctrica	Térmica	Nuclear	Total	%	% Por Grupo	
Nacional	E.B. YACYRETA	1.710.00			1.710.00	7.4%	15.9%	
	NUCLEOELECTRICA ARGENTINA S.A.			1.005.00	1.005.00	4.4%		
	C.T.M. SALTO GRANDE	945.00			945.00	4.1%		
PROVINCIALES	EPEC (incluye C.H. RIO GRANDE)	914.000	236.000		1.150.00	5.0%	8.3%	
	GECOR		294.000		294.00	1.3%		
	ESEBA		413.000		413.00	1.8%		
	CASA DE PIEDRA	60.000			60.00	0.3%		
Endesa	C.COSTANERA(incluye C.T. Buenos Aires)		2.304.00		2.304.00	10.0%	19.5%	
	H.CHOCON	1.320.00			1.320.00	5.7%		
	C.T. DOCK SUD		867.00		867.00	3.8%		
TOTALFINAELF	C.PUERTO		2.152.000		2.152.00	9.4%	15.4%	
	H.P. DEL AGUILA	1400.000			1.400.00	6.1%		
AES	H. ALICURA	1.000.00			1.000.00	4.3%	12.1%	
	AES PARANA		845.000		845.00	3.7%		
	C.T. SAN NICOLAS		650.000		650.00	2.8%		
	H. RIO JURAMENTO (Incluye HT S.JUAN)	153	30.000		183.00	0.8%		
	C. DIQUE		55.000		55.00	0.2%		
PECOM	AES CARACOLAS	45.00			45.00	0.2%	4.0%	
	GENELBA		674.000		674.00	2.9%		
H.P.P. LEUFU	H.P.P. LEUFU	255.00			255.00	1.1%	1.1%	
FATLyF - IATE	C.T. SORRENTO		217.000		217.00	0.9%	2.9%	
	C.T. NOA		171.000		171.00	0.7%		
	C.T. NEA		148.000		148.00	0.6%		
	C.T. LITORAL		70.000		70.00	0.3%		
	FILO MORADO		63.000		63.00	0.3%		
CAPEX	AGUA DEL CAJON		661.000		661.00	2.9%	2.9%	
CAMUZZI	C.T. PIEDRA BUENA		620.000		620.00	2.7%	2.7%	
PLUSTETROL	PLUSPETROL ENERGY (C.T. & S.M. TUCUMAN)		828.000		828.00	3.6%	4.8%	
	PLUSPETROL S.A (NORTE & AVE FENIX)		279.000		279.00	1.2%		
EDF	HIDISA	388.00			388.00	1.7%	2.6%	
	HINISA	217.00			217.00	1%		
DUKE	H.C. COLORADOS (incluye A. VALLE)	450.00	96.00		546.00	2.4%	2.4%	
CMS	C.T. MENDOZA		554.00		554.00	2.4%	2.4%	
POWERCO	C.T. GUEMES		261.00		261.00	1.1%	1.1%	
TURBINE POWER	C.T.G. ROCA		124.00		124.00	0.5%	0.5%	
APUYNE-NECON-CHEDIK	H. TUCUMAN	52.00			52.00	0.2%	0.3%	
	H. RIO HONDO	17.00			17.00	0%		
ENRON	M. MARANZANA		68.00		68.00	0.3%	0.3%	
CARTELLONE	CAHEUTA NUEVA & EL CARRIZAL	96.00			96.00	0.4%	0.4%	
OTROS			291.00		291.00	1.3%	1.3%	
TOTAL		9.022.00	12.971.00	1.005.00	22.998.00	100%	100%	
Indice Herfindahl-Hirschman								1,173.9

Fuente: Cammesa

Participación en la Capacidad Efectiva por Agentes (2003)
Sistema Interconectado Nacional Colombiano

Agente	Hidroeléctrica	Térmica	Total	%
Cedelca	35.44		35.44	0.3%
Cedenar	28.33		28.33	0.2%
CETSA	8.90		8.90	0.1%
CHB	549.70		549.70	4.1%
Chec	212.68	51.00	263.68	2.0%
Chivor S.A.	1,000.00		1,000.00	7.5%
Eade	47.70		47.70	0.4%
Eepm	2,061.43	460.00	2,521.43	19.0%
Electrolima	55.30		55.30	0.4%
Emgesa	1,832.20	223.00	2,055.20	15.5%
Energising	1.30		1.30	0.0%
Epsa	864.50	224.60	1,089.10	8.2%
Isagen	1,806.00	324.00	2,130.00	16.1%
Urrá	331.00		331.00	2.5%
Bioaise		1.60	1.60	0.0%
Corelca		1,179.00	1,179.00	8.9%
Ebsa		314.00	314.00	2.4%
Essa	17.65	90.00	107.65	0.8%
Flores II		400.00	400.00	3.0%
Genercali		231.00	231.00	1.7%
Irisa		5.50	5.50	0.0%
Emsa		19.90	19.90	0.1%
Merilétrica		154.00	154.00	1.2%
Proeléctrica		90.00	90.00	0.7%
Proenca		1.90	1.90	0.0%
Termocalendaría		314.00	314.00	2.4%
Termocartagena		176.00	176.00	1.3%
Termotasajero		158.00	158.00	1.2%
Total	8,852.13	4,417.50	13,269.63	100%
Indice Herfindahl-Hirschman				1,118

Fuente: UPME

RESULTADO ECONÓMICO POR ACTIVIDAD DE GENERACION
AL 31 DE DICIEMBRE
GASTOS POR NATURALEZA
(Cifras Ajustadas)
(En Miles de Nuevos Soles)

	2000	2001	2002	2003
INGRESOS				
Venta Energía Eléctrica al Público	794,788	760,022	557,501	905,938
Venta Energía Precios en Barra	1,662,076	1,625,613	1,975,299	2,060,205
Transferencia COES	479,962	457,758	570,615	430,838
Peajes y Uso Instal. Transmisión	25,604	21,462	31,224	49,495
Otros Ingresos	76,619	78,385	81,511	110,447
TOTAL INGRESOS	3,039,049	2,943,240	3,216,151	3,556,922
GASTOS				
Combustibles y Lubricantes	234,711	104,541	110,473	153,672
Suministros Diversos	40,641	29,286	34,443	29,066
Compra de Energía	608,711	679,257	750,473	1,094,826
Precios en Barra	107,441	184,923	211,062	415,259
Transferencia COES	200,066	171,473	196,474	156,829
Uso de Transmisión	270,067	322,774	339,852	503,137
A Terceros	31,137	87	3,085	19,602
Cargas de Personal	143,442	127,863	151,242	135,312
Servicios Prestados por Terceros	292,406	249,135	250,440	233,002
Tributos	58,711	58,645	68,963	71,839
Cargas Diversas de Gestión	107,703	110,974	168,999	141,539
Provisiones del Ejercicio	484,833	482,753	512,434	557,932
Depreciación Inm. Maq. y Equipo	412,824	459,445	477,153	507,345
Compensación Tiempo Servicios	6,244	6,801	7,290	7,140
Cuentas de Cobranza Dudosa	21,612	555	1,959	1,634
Otras Provisiones	44,153	15,952	26,032	41,813
Otros	113	2,691	6,506	1,895
Gastos Cargados a Inversiones	(10,306)		0	
TOTAL GASTOS	1,960,963	1,845,145	2,053,972	2,419,083
UTILIDAD (PÉRDIDA) DE OPERACIÓN	1,078,086	1,098,095	1,162,179	1,137,839
OTROS INGRESOS y EGRESOS				
Ingresos Financieros	144,922	90,332	46,110	35,403
Gastos Financieros	(291,904)	(300,237)	(274,627)	(259,290)
Transf. Corrientes D.S. 065-87-EF	0	0		
Otros Ingresos (Egresos)	(96,989)	(7,371)	(87,714)	(15,643)
Ingresos (Egresos) de Ej. Anteriores	(95,517)	(148,270)	(9,330)	(2,635)
TOTAL OTROS INGRESOS Y EGRESOS	(339,488)	(365,546)	(325,560)	(242,165)
UTILIDAD (PÉRDIDA) ANTES REI	738,598	732,549	836,619	895,674
Resultado Exposición Inflación	174,957	43,517	(11,516)	102,987
UTILIDAD ANTES IMPTO. RENTA	913,554	776,066	825,103	998,661
Particip. Utilidad Trabajadores	40,485	57,177	46,831	40,085
Impuesto a la Renta	268,428	274,403	277,455	315,737
UTILIDAD (PÉRDIDA) NETA	604,641	444,486	500,817	642,839

Fuente: OSINERG

ANEXO E

**ARTICULOS PERIODÍSTICOS RELACIONADOS AL TEMA TRATADO EN
EL INFORME**

- Distribuidoras eléctricas denuncian que generadoras no les venden energía. (Gestión 20.02.2004)
- Gobierno busca solución entre generadoras y distribuidoras por venta de energía eléctrica. (Gestión 27.02.2004)
- Osinerg: Generación hidroeléctrica se redujo 30% por ausencia de lluvias. (Gestión 23.03.2004)
- Osinerg plantea reducción de tarifas para generación eléctrica en 0,5%. (Gestión 25.03.2004)
- Reducirían discrecionalidad de Osinerg para fijación de tarifas eléctricas. (Gestión 07.04.2004)
- Organismo regulador descarta desabastecimiento por falta de inversiones. (Gestión 17.06.2004)
- Tarifas que fija Osinerg no atraen inversiones en el sector eléctrico. (Gestión 17.06.2004)
- Osinerg: tarifas eléctricas del Perú están entre las mas altas de América latina. (Gestión 18.06.2004)
- Osinerg alista propuesta para mejorar ley de concesiones eléctricas. (Gestión 21.06.2004)
- Tarifa eléctrica es suficiente para que ingresen nuevas centrales a gas. (Gestión 21.06.2004)
- SNMPE: Tarifas a nivel de América Latina no se pueden comparar. (Gestión 21.06.2004)
- Empresas distribuidoras de electricidad tienen una rentabilidad de sólo 1%. (Gestión 07.07.2004)
- SNMPE: precios que fija Osinerg están subvaluados.
- (Gestión 07.07.2004)
- Osinerg: pese a quejas, empresas eléctricas tienen altas utilidades. (Gestión 13.07.2004)
- Dammert considera que a generadoras no les conviene invertir más por el momento. (Gestión 13.07.2004)
- Gobierno y empresas eléctricas evaluarán problemática del sector. (Gestión 15.07.2004)

- Aprueban norma para resolver problema entre generadores y distribuidores. (Gestión 21.07.2004)
- Evalúan aplicar tarifas libres a más usuarios de electricidad. (Gestión 26.07.2004)
- Generadoras eléctricas piden elevar tarifas hasta 40% a partir de noviembre. (Gestión 14.09.2004)
- Organismo regulador reconoce que faltan inversiones. (Gestión 21.09.2004)
- Ministro de energía plantea nuevos cambios a regulación de tarifas eléctricas. (Gestión 22.11.2004)
- Osinerg y MEM se enfrentan por propuesta de cambios en sector eléctrico. (Gestión 25.11.2004)
- Eléctricas logran compromiso del Congreso para cambiar legislación. (Gestión 15.12.2004)
- Congreso inicia debate de proyecto que modificará Ley de Concesiones Eléctricas. (Gestión 16.12.2004)
- Congreso dio luz verde para cambios a Ley de Concesiones Eléctricas. (Gestión 17.12.2004)

BIBLIOGRAFIA

- [1] MEM, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, 1992.
- [2] MEM, Plan Referencial de Electricidad 2003 – 2012, 2003.
- [3] CTE, Informe de Situación de las Tarifas Eléctricas 1993 - 2000, febrero 2001
- [4] <http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm>, Página Web de OSINERG-GART.
- [5] <http://www.coes.org.pe>, Página Web del COES – SINAC.
- [6] Putnam, Hayes & Bartlett Inc. (PHB), Estructura, Regulación y Comercialización en el Sistema de electricidad Peruano : Dictamen / Informe para la Comisión de Tarifas Eléctricas, 1996.
- [7] OSINERG, Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: El Caso Peruano. Oficina de Estudios Económicos, febrero 2004.
- [8] OSINERG, Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano, Oficina de Estudios Económicos, setiembre 2003.
- [9] INDECOPI, Estructura y funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Peruano, setiembre 2000.
- [10] OSINERG, Infosinerg Año 6 No 6-7, junio - julio 2004.
- [11] QUANTUM, Incentivos Contratos Generador Distribuidor, Presentación Informe Final, Mario C. Damonte, Noviembre 2004.

- [12] Jaime Millán Ph. D, La Segunda Generación de Bolsas de energía: Lecciones para América Latina, 1999.
- [13] Michael Parkin, Gerardo Esquivel, Microeconomía, Quinta edición.
- [14] Miguel Fernández, La competencia. Primera edición, mayo 2000.
- [15] Antonio Gómez Expósito, Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica, Primera edición, 2002.
- [16] Carlos Vásquez – Carlos Batlle, La regulación de libre mercado: Comercialización y mercado minorista.
- [17] Mariano Ventosa – Pedro Linares, Fundamentos económicos de la regulación: Las actividades en régimen de competencia.
- [18] Mario Ibarburu - Regulación en los mercados eléctricos competitivos.
- [19] Steven Stoft, Power System Economics, Designing Markets for Electricity.
- [20] Juan Inostroza, Adiestramiento en Procedimientos Comerciales, 1993.
- [21] Comisión Reguladora de Energía de México, Revista Transforma. Regulación eléctrica: avances y tendencias 2001.
- [22] Cristian Alvarez, Análisis Comparativo de la Gobernabilidad de Mercados de Generación Eléctrica, Tesis de Maestría Universidad Católica de Chile, 1998.
- [23] Ricardo Flores, Propuesta de Implementación de un Mercado Minorista de Energía en el Sector Eléctrico Chileno, Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile, 2003.
- [24] Paulo Atienza, Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile, Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil en Industrias, Universidad Católica de Chile, 2001.
- [25] José Arriagada, Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico. Tesis de Maestría en Ciencias de Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile, 2001.
- [26] Sebastián Berstein, Tarificación Eléctrica a Costo Marginal en Chile, Comisión Nacional de Energía.

- [27] Informe EPOP No 5/83 (Chile), Tarificación a Costo Marginal: Análisis y discusión, Sección Planificación de la Operación – Departamento de Operaciones, Chile.
- [28] Patricio Rozas Balbontín, La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, CEPAL, diciembre 1999.
- [29] Carlos Díaz – Alexander Galetovic – Raimundo Soto, La crisis eléctrica de 1998 – 1999: causas, consecuencias y lecciones, junio 2000.
- [30] Comisión Nacional de Energía de Chile, Anteproyecto Ley General de Servicios Eléctricos, setiembre 2000.
- [31] <http://www.cne.cl>, Página Web de la Comisión Nacional de Energía, Chile.
- [32] Hector Pistonesi, sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, CEPAL, junio 2000.
- [33] <http://www.enre.gov.ar>, Página Web del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, Argentina.
- [34] <http://memnet2.cammesa.com/>, Página Web de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Argentina.
- [35] Maximiliano Landrein, Evaluación de contratos de futuros y opciones eléctricos en Argentina, Bolsa de Comercio de Rosario.
- [36] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano, julio 2004.
- [37] José Ignacio Pérez Arriaga, Formación de Precios en Generación y Diseño del Mercado Mayorista en el Sistema Eléctrico Colombiano, marzo 1999.
- [38] <http://www.creg.gov.co>, Página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Colombia.
- [39] OSINERG, Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad, febrero 2004.