

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

ESCUELA DE POSGRADO



**CONTROL O NO CONTROL DE FUSIONES EN LA INDUSTRIA
REGULADA: Extendiendo el caso del Sector Eléctrico al Mercado de Gas
Natural.**

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGISTER EN DERECHO DE
LA EMPRESA CON MENCIÓN EN REGULACIÓN DE SERVICIOS
PÚBLICOS.**

Autor : Luis Alberto Sarango Seminario

Asesor: Dr. Hebert Tassano Velaochaga

Jurados: Mg. Raúl García Carpio.
Dr. Eduardo Quintana Sánchez.

San Miguel - Pando, 2010

Dedicatoria y Agradecimiento.

*Dedico el presente trabajo a **Dios**, por darme la oportunidad de vivir esta etapa de mi vida académica y profesional.*

*A **Carlos Sarango** mi padre y **Magrieth Seminario** mi madre, quienes con su ejemplo de humildad y perseverancia supieron formar mis aptitudes profesionales.*

*A **Violeta Sánchez**, mi esposa, quien con su apoyo y amor incondicional logró compartir mis objetivos profesionales y a la vez construir una familia que crece y se consolida.*

*A **Daniel Alejandro** y **Marcela Belén**, mis hijos a quienes les agradezco por ser las personas que todos los días motivan mi vida y colocan con sus sonrisas alegría en mi corazón.*

*A **Iris Seminario**, mi tía, y a **Aura Frías**, mi abuela, por su generosa colaboración en mi formación profesional.*

*Así mismo agradezco por su gentil y valiosa colaboración a **Raúl García Carpio**, **Alejandro Falla Jara** e **Ingrid Gonzales Reyes**, quienes con sus aportes lograron que este trabajo exista.*

“La vida es como montar en bicicleta. Si quieres mantener el equilibrio no puedes parar”

***Albert Einstein**, En una carta a su hijo Eduard, 05 de febrero de 1930.*

ÍNDICE

Dedicatoria y Agradecimiento.....	2
INTRODUCCIÓN	6
SECCIÓN I	9
LA INDUSTRIA ELÉCTRICA PERUANA	9
1.1 Antecedentes de la Industria Eléctrica en el Perú	10
1.1.1 Evolución Histórica.....	12
1.2. Reforma del Sector Eléctrico.....	13
1.2.1 Tipos de Mercados Eléctricos.....	16
1.2.2. Sistema Eléctrico Peruano	15
1.2.3. El Proceso de Liberalización y Privatización del Mercado Eléctrico.....	16
1.3. Resultados de la Privatización.....	18
1.4. Regulación para la Competencia en el Sector Eléctrico.....	19
1.4.1. ¿Es posible la competencia en la Industria Eléctrica?	20
1.4.2. Competencia vs. Regulación del Sector Eléctrico	21
1.4.2.1. Regulación del Sector Eléctrico.....	22
1.4.2.1.1. Condiciones Técnicas.....	22
1.4.2.1.2. Condiciones Económicas.....	23
1.4.2.1.3. Condiciones Sociales	24
1.4.2.2. Liberalización y Re-regulación.	25
1.4.3. Aspectos Generales de la Competencia en el Sector Eléctrico.....	26
1.4.4 Evolución de la competencia con la Reforma del Sector Eléctrico.....	31
1.4.4.1. Competencia en la Generación Eléctrica	30
1.4.4.2. Competencia en el Mercado de Clientes Libres	31
1.4.4.3 Condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica.....	36
1.4.5. Desafíos del Régimen de Competencia en el Mercado Eléctrico.....	39
SECCIÓN II.....	41
EL MERCADO DEL GAS NATURAL	41
2.1.La Cadena de los Hidrocarburos.....	42
2.2 El Gas Natural en el Perú.....	43
2.2.1 Reseña Histórica.....	46
2.2.1.1 El Gas Natural en el Norte del Perú.....	47
2.2.1.2 El Yacimiento de Aguaytía	48

2.2.1.3 El Proyecto Camisea.....	49
2.3. Exploración y Explotación de Gas Natural.	48
2.4 El Transporte y la Distribución del Gas Natural.....	50
2.4.1 Problemas en el Suministro y Transporte de Gas Natural.....	53
2.4.2 Garantía por Red Principal (GPR).....	55
2.4.3 Tarifas y Contratos.	57
2.4.4 Acceso Abierto.....	62
2.5 Los Nuevos Negocios en la Industria el Gas Natural.	59
2.6. Evolución de la demanda del Gas Natural en el Perú.....	61
2.6.1 Impacto del Gas Natural en la Industria Eléctrica.....	67
2.7 Marco Legal e Institucional de la Industria del Gas Natural.....	70
2.8 Perspectivas de la Industria del Gas Natural en el Perú.....	72
2.8.1 Proyecto Kuntur.....	73
SECCIÓN III.....	71
EL CONTROL DE FUSIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO Y LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL.....	71
3.1. Antecedentes.	72
3.2. Integración Empresarial.....	73
3.2.1. Aumento o Creación de Poder de Mercado.	75
3.2.2 Indicadores de Concentración.....	77
3.3. El Control de Fusiones.	79
3.3.1. Integración Vertical.....	80
3.3.2 Integración Horizontal.....	86
3.4. Concentraciones en el Sector Eléctrico.....	86
3.4. 1 El Control de Fusiones en el Sector Eléctrico Peruano.....	88
3.5 Composición empresarial de la Industria de Gas Natural.....	92
3.6 ¿Puede el mercado eléctrico y de gas natural encontrarse verticalmente integrado?.....	95
3.7 Experiencias extranjeras en concentración de mercados energéticos Gas – Electricidad.....	96
3.7.1 Desintegración Vertical: El caso Australiano.	96
3.7.3 El Caso Argentino	99
3.8 Agaytía, Efectos de su Integración Vertical	102
3.9 Necesidad de extender el Procedimiento de Control de Fusiones del Sector Eléctrico al Mercado del Gas Natural.....	103
CONCLUSIONES.....	107
BIBLIOGRAFÍA	113
ANEXO 01	118
Organización Institucional del Mercado Eléctrico Peruano.	118
A.1. El Concedente.	118
A.2. La Agencia Reguladora.....	120
A.2.1. Sobre las funciones del OSINERGMIN.....	122

A.2.2. Independencia del Regulador.	123
A.3. La Agencia de Competencia.	124
A.4. El Operador de Mercado y del Sistema.	125
ANEXO 02 El mercado de Gas Natural en el Mundo.....	128



INTRODUCCIÓN

La Industria Eléctrica en el Perú es un sector ampliamente regulado. Está sometida a regulación tarifaria, a regulaciones técnicas, ambientales y de seguridad; y finalmente, está regulada en cuanto al control de fusiones.

El estudio del control de fusiones es vital en tanto la teoría económica nos señala que **la competencia**, en los segmentos del mercado en donde sea posible, es el motor que genera mayor bienestar social al conllevar a la reducción del precio y mejora de la calidad de sus bienes y servicios, gracias a la rivalidad de los agentes en el mercado por ganar la preferencia de los consumidores.

La reforma del sector eléctrico, llevada en la década de 1990, se basó en la liberalización, apertura de mercados y privatización de la actividad. La Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo Nro. 009-93- EM, plasmó un nuevo diseño de la industria eléctrica, basado en la desintegración de las unidades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

En búsqueda de afianzar la competencia en la industria, la Ley que controla las fusiones y concentraciones del Sector Eléctrico de 1997 estableció un mecanismo de control de fusiones basado en la participación de las empresas en el mercado de la electricidad, bajo el convencimiento que éste era el mejor camino para lograr la eficiencia del mercado.

En el año 2000 se otorgó la Licencia para la Explotación de Gas Natural en el Lote 88, y las concesiones de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y Distribución de Gas Natural en Lima y Callao. En agosto de 2004, el sistema comenzó a operar y la demanda ha crecido de manera explosiva al punto que

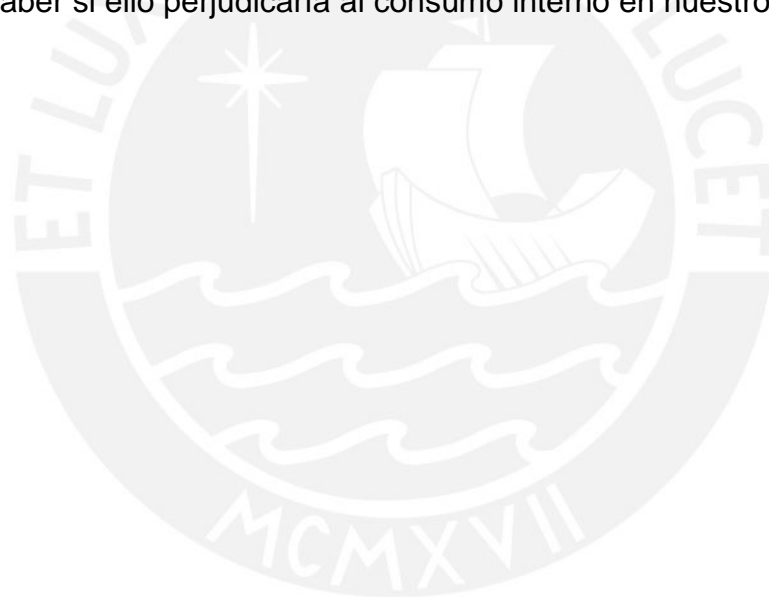
la infraestructura existente no sería suficiente para atender la demanda. Los principales consumidores de gas natural son diversas empresas de generación eléctrica que rápidamente se adaptaron al nuevo combustible e ingresaron al mercado debido a las oportunidades de negocio por los bajos precios fijados para el gas.

En dicho escenario, nos cuestionamos cuáles serían los efectos de la fusión entre empresas eléctricas con los diferentes actores que participan en la cadena de la industria de gas natural. Así mismo, la posible fusión que pudiera existir entre las empresas de explotación, transporte y distribución de gas natural, sus efectos en la economía y la posibilidad de una fusión vertical u horizontal entre empresas del mercado energético generarían problemas en el acceso a las redes, perjudicando la competencia tanto en el sector eléctrico como en el mercado de gas natural. Algunos de los cuestionamientos que la presente investigación busca responder son: ¿Cómo funciona el mercado eléctrico y cómo el de gas natural? ¿Existe competencia en el sector eléctrico y gas natural? ¿Existe riesgo de concentración en el mercado eléctrico y de gas natural? ¿Es necesario un control ex – ante de las fusiones en el sector eléctrico? ¿Como ha operado el mecanismo de control de fusiones en el sector eléctrico? ¿Es dicha estructura extensible a la industria del gas natural? ¿Por qué el gas natural y no otros hidrocarburos? Y finalmente determinar si la integración de las empresas en las distintas etapas del mercado de gas natural, generan alguna restricción en el acceso a las redes por parte de los consumidores de gas natural.

Con miras a responder dichas preguntas e inquietudes, este trabajo está estructurado en tres secciones: En la primera parte desarrollaremos los antecedentes de la industria eléctrica antes de la reforma así como detallaremos en qué consistió la reestructuración del sector y cuáles han sido los resultados de la misma. En la segunda sección nos abocaremos a examinar cuál es el esquema de competencia existente en el mercado gas natural; así como cuales son los elementos de la industria y finalmente, en la tercera

sección analizaremos si es que dada la configuración de la industria eléctrica y de gas natural, se justifica el establecimiento de un mecanismo de control de fusiones para las empresas eléctricas y gasíferas a fin de proteger la competencia y el acceso a los ductos de gas natural.

Hoy tenemos en nuestro país un mercado de gas bastante desarrollado, el mismo que ha ido creciendo con la demanda de gas por parte de empresas eléctricas originando en el mercado un consumo excesivo del gas y el copamiento del ducto como efecto no previsto en los estudios de mercados realizados al momento de proyectar la demanda de dicho hidrocarburo. Además de ya padecer la incertidumbre de exportar o no las reservas del gas natural sin saber si ello perjudicaría al consumo interno en nuestro mercado.



SECCIÓN I

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA PERUANA

Tal como hemos señalado en la parte introductoria del presente trabajo, el estudio del control de fusiones es importante puesto que es un instrumento que nos permite garantizar la existencia de competencia en un mercado. En efecto, tal como nos señala la teoría económica, la competencia, en los segmentos del mercado en donde sea posible, es el motor que genera mayor bienestar social que luego es trasladado al consumidor final, al producirse la reducción del precio por la propia interacción de los agentes en el mercado.

En efecto, la regulación estatal, en la Industria Eléctrica tiene como fin que los consumidores y usuarios puedan acceder a un servicio público de menor costo y mayor calidad¹, siempre que este menor costo garantice la operación confiable del servicio para hacer sostenible el propio bienestar de los consumidores y usuarios.

En ese sentido, para el tema de investigación que nos aboca, se requiere desarrollar la evolución y antecedentes históricos de la industria eléctrica peruana, antes de la reforma del sector eléctrico iniciada en el año 1992, con la aprobación de la Ley de Concesiones Eléctricas – Ley N° 25844, con la finalidad de establecer un marco conceptual que explique el origen del sistema vigente y cuáles son los cambios que se requieren realizar en materia de competencia y control de fusiones en la industria eléctrica, la misma que a la fecha está muy interrelacionada con la industria del gas.

¹ Sentencia del Tribunal Constitucional emitida el 12 de julio del 2004 en el Expediente N° 0518-2004-AA/TC

1.1. Antecedentes de la Industria Eléctrica en el Perú

1.1.1 Evolución Histórica.

El sector eléctrico en el Perú ha pasado por diferentes etapas de organización y diseño estructural. En mayo de 1855 se creó la primera empresa a gas, la cual estuvo compuesta por capitales privados. En 1886 la Municipalidad de Lima, contrató a la empresa Peruvian Electric and Supply Company, iniciándose así el servicio de alumbrado público en las calles de Lima; y en 1906 se constituyó la “Empresas Eléctricas Asociadas”, producto de la fusión de cuatro empresas eléctricas que operaban en Lima².

En 1955, se promulgó la Ley N° 12378 denominada, “Ley de la Industria Eléctrica”, la misma que tenía por objeto establecer normas para regular las relaciones entre productores y usuarios de la energía eléctrica, garantizar derechos e impulsar el desarrollo del servicio público de electricidad³. La principal característica de esta Ley fue estimular la inversión del capital privado nacional y extranjero, garantizando su recuperación y una atractiva rentabilidad⁴.

Para 1970 la industria eléctrica, estaba primordialmente en manos del Sector Privado contando con cobertura principalmente en las grandes zonas urbanas, que significaba un 15% de la población nacional y con una capacidad instalada de sólo de 1,930 Mw⁵. En 1972 el gobierno militar al mando del Gral. Juan Velasco Alvarado, asumió la totalidad de la administración del sector a través de la nacionalización de todas las empresas eléctricas.

² BONIFAZ, José Luis, *Distribución Eléctrica en el Perú Regulación y Eficiencia*, Editorial Consorcio de Investigación Económica y Social – Universidad del Pacífico, Lima, 2001, pág. 15

³ Ley de la Industria Eléctrica, N° 12378, publicada en el Diario Oficial El Peruano, 08 de junio de 1955

⁴ Esta Ley por primera vez creó un sistema de concesiones, permisos y licencias en el sector eléctrico.

⁵ BONIFAZ, José Luis, Ob. Cit, pág. 15

Con dicho propósito, el gobierno militar creó la empresa estatal ELECTROPERU, la misma que asumió la provisión de energía eléctrica operando a través de un esquema de integración vertical⁶.

Asimismo, ELECTROPERU estaba encargada de la provisión del servicio y la planificación de las inversiones del sector y; ejercía la supervisión y coordinación de las empresas regionales de electricidad y los sistemas aislados; que en conjunto producían el 70% de la oferta total de energía eléctrica en el país⁷.

Entre 1980 - 1985, las inversiones en el sub sector eléctrico continuaron en aumento, hasta un promedio anual que constituía el 1.74% del PBI (alrededor de US\$ 650 millones). Sin embargo entre 1986 – 1990 existió una disminución radical en la inversión pública, reduciéndose en un 66% y decayendo hasta en US\$ 222 millones⁸, que de acuerdo a estadísticas del Banco Central de Reserva, implicaron pérdidas de US\$ 420 millones acumulados⁹.

⁶ TAMAYO, Gonzalo; et. al. "Análisis de Competencia-Sector Electricidad", Documento de Trabajo elaborado para INDECOPI, Lima, 1999.

⁷ BONIFAZ, José Luis, Ob. Cit, pág. 17.

⁸ De ello se evidencia que ELECTROPERU, al igual que la mayoría de empresas públicas en el periodo, registraba fuertes pérdidas en eficiencia y productividad; debido a la falta de sinceramiento en el cálculo de las tarifas eléctricas así como a su dependencia del Tesoro Público. Recordemos que en dicho período el Perú atravesaba una de las peores crisis financiera y económica de su historia, producida por el gran nivel de endeudamiento externo, la no disponibilidad de créditos internacionales y el resultado del incumplimiento de obligaciones. Al respecto ver: Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992- 2000. CAMPODÓNICO, Humberto. Disponible en <http://www.rojasdatabank.info/eclacsa/lcl1209.pdf> (visitado el 15.10.08)

⁹ ÁLVAREZ RODRICH, Augusto, *Empresas Estatales y Privatización. Como reformar la actividad empresarial del Estado en el Perú*, Apoyo, Lima, 1991, pág. 17.

Gráfico 1: ELECTROPERU: Indicadores Relevantes.

	70-79	80-89	80-85	86-90	90-95	90-93	94-95
Inversiones en U\$MM de 1995 promedios anuales por periodos	178.6	490	656	222.2	89.3	96.4	30.6
Inversiones en % de PBI, promedios anuales por periodo	0.52	1.29	1.74	0.57	0.21	0.24	0.05
Adición promedio de potencia anual							
Electoperu	85	75	88	45	71	49	106
Autoproductores	29	18	8	1	19	-13	0
T de C de la potencia instalada (72-79)							
Electoperu	7.3	3.5	4.6	2.1	2.4	2.2	7.1
Autoproductores	2.5	1.7	0.8	0.1	1.4	-1.3	0
TOTAL	5.7	2.9	3.4	1.4	2.1	1.2	4.8

Fuente: ELECTROPERU

Elaboración: CAMPODÓNICO, Humberto. *Ob. cit. p. 9*

Una vez que el Gobierno de Alberto Fujimori, asumió el poder en 1990, se produjo una fuerte reforma estructural en el régimen económico peruano. A partir de las recomendaciones dadas por el Consenso de Washington se dictaron una serie de disposiciones que buscaban estabilizar la economía¹⁰ y abrir los mercados a las inversiones extranjeras¹¹.

En este contexto, se promulgó la Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” y su Reglamento, Decreto Supremo N° 009-93- EM, donde se plasmó un nuevo diseño de la industria eléctrica, basado en la desintegración

¹⁰ “Los gobiernos latinoamericanos emprendieron un proceso de liberalización y apertura; de mercados; reducción del papel del Estado; y de nivelación de los indicadores macroeconómicos”. FARLIE, Alan, et al. *Inversiones extranjeras en la Comunidad Andina*. Derecho Comunitario Andino. IDEI PUCP, Lima, 2003. Pág. 187

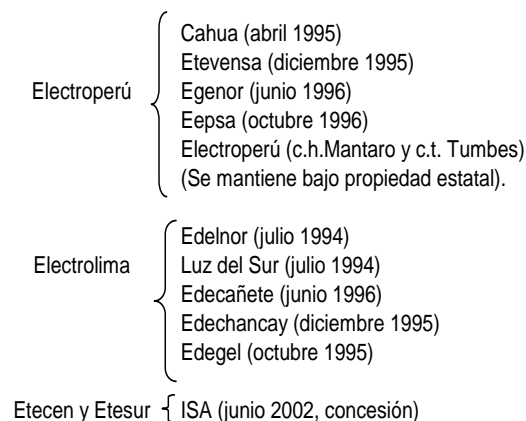
¹¹ El régimen para la Promoción y Protección de la inversión extranjera en el Perú se originó a principios de la década de 1990. El objetivo trazado por el Gobierno de turno fue atraer y promover las inversiones en el país, siguiendo las recomendaciones contenidas en el Consenso de Washington. En ese contexto se emitió el Decreto Legislativo N° 622 - Ley de Inversión Extranjera, Decreto Legislativo N° 674 - Ley de Privatización, el Decreto Legislativo N° 757 - Ley de la Inversión Privada y el Reglamento del Régimen de Garantía a la Inversión Privada - Decreto Supremo N° 162-92-EF (“Reglamento de Inversiones”). Estas normas proporcionaron diversas garantías a los inversionistas extranjeros en el Perú, entre ellos la posibilidad de suscribir “Convenios de Estabilidad Jurídica”, contar con cláusulas de arbitraje para la protección de sus inversiones, etc.

de las unidades de generación, transmisión, distribución y comercialización, el cual desarrollaremos a continuación.

1.2. Reforma del Sector Eléctrico.

Como medidas previas a la reforma del sector eléctrico peruano, en 1991, el Gobierno Peruano promulgó el Decreto Legislativo N° 757 “Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada “señalando que el objeto de la misma es de garantizar la iniciativa y las inversiones privadas”. De igual forma, el Decreto Legislativo N° 674 declaró de interés nacional la inversión privada en el ámbito de las empresas que conforman la actividad empresarial del Estado, para lo cual se crearon los órganos a cargo de la inversión privada: La Comisión de la Promoción de la Inversión Privada - COPRI, y los Comités Especiales de Privatización - CEPRI de ELECTROLIMA y de ELECTROPERU¹².

Gráfico 2 Esquema de Reestructuración de las Empresas Eléctricas.



Para 1992, ya muchos países de América Latina, habían emitido normas que reformaban su respectivo sector energético, con la finalidad de mejorar el rendimiento operativo, reducir la carga financiera, expandir el sector y posibilitar

¹² CAMPODÓNICO, Humberto. Ob. Cit. Pág. 27

la participación privada¹³. Siguiendo esa misma corriente, en el Perú se adoptó e implementó una serie de medidas legales y económicas que permitieron reformar la industria a través de la creación de un régimen de libertad de precios para clientes libres y un régimen de tarifas para clientes regulados¹⁴.

1.2.1. Tipos de diseños de los mercados eléctricos.

Antes de analizar el sistema implementado en el Perú, es necesario conocer cuáles eran los diseños de mercados posibles. Según Hunt¹⁵, el diseño de la industria eléctrica puede pasar de ser un monopolio verticalmente integrado, en donde el monopolio se encarga de operar todo el sistema; hasta un sistema donde exista competencia aún a nivel minorista (distribución). Repasemos brevemente estas alternativas:

- a. Monopolio verticalmente integrado: Es aquél donde el monopolio planifica y opera el sistema bajo una dirección común.
- b. Modelo del Comprador Único; Es aquél en donde la compañía regional mantiene el monopolio comprando a operadores independientes.
- c. Modelos donde se introduce competencia mayorista: Este sistema se caracteriza por la introducción de comercializadores que compiten por clientes grandes; en donde existe separación de actividades y competencia entre generadores en el mercado spot y contratos.
- d. Modelos donde se introduce competencia Minorista: En este esquema todos los consumidores pueden escoger a sus proveedores;

¹³ "En los 1980, motivados por la reducción del débito público y la obtención de capital privado, Chile introdujo una gran reforma de su sector de energía, basado en la separación de las actividades de generación y distribución, estableciendo un mercado de energía al mayoreo competitivo, desregulando los precios al mayoreo y expandiendo la privatización de las Empresas del Estado. A principios de los 1990s, Argentina, Perú y Colombia siguieron esta tendencia internacional a través de la desregulación, competencia y privatización, tomando como base el esquema pionero de Chile, e introduciendo un ambiente de competencia en el sector". DUSSAN, Manuel. "Reforma del sector eléctrico en Latinoamérica y el Caribe". Ponencia presentada en el Seminario Internacional Impactos de la Privatización Eléctrica a Nivel Mundial. Washington D.C. 1999. Disponible en: www.geocities.com/CapitolHill/Parliament/1461/Seminario/1m6.htm (visitado el 15.02.09)

¹⁴ SANTIVÁÑEZ, Roberto. "Concentración en el sector Eléctrico" en IUS ET VERITAS N° 18, Lima, 1999, pág. 27

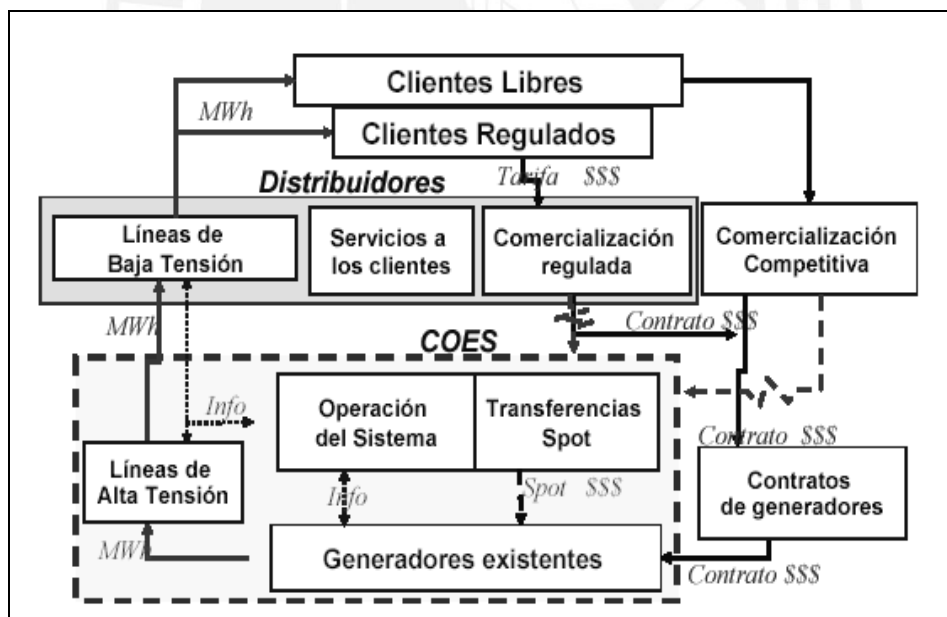
¹⁵ HUNT, Sally. Making Competition work in Electricity, John Wiley & Sons, Nueva York, 2002, pág. 24.

requiriéndose un complejo sistema de comercialización (nuevos servicios, tipos de acuerdos, mediciones y formas de pago).

1.2.2. Sistema eléctrico peruano.

Al igual que el modelo de mercado eléctrico adoptado en Chile (1982), el esquema peruano inicial podía caracterizarse como un mercado mayorista competitivo, donde la competencia en generación sólo se presenta en la libre entrada a la actividad, más no en la formación de precios en base a ofertas, ello debido a la existencia de precios regulados para servicio público. Así mismo, se creó un mercado libre determinado por la oferta y demanda entre generadores – distribuidores y grandes clientes.

Gráfico 3: El Modelo Eléctrico Chileno - Peruano



Fuente: Ruff, L. (2003). "Transmission Pricing in Peru". Interim Report. PEPSA.

1.2.3. El Proceso de Liberalización y Privatización del Mercado Eléctrico.

El proceso de reforma del sector eléctrico peruano, implicó una serie de pautas e implementación de políticas, que se materializaron con la liberalización y privatización de la industria eléctrica. Por ello el Estado empezó a eliminar las restricciones existentes, así como deshacer los monopolios públicos de servicios y recursos, permitiendo el ingreso de nuevos actores que puedan competir en condiciones de igualdad y bajo un esquema de libre mercado.

Como hemos señalado previamente, antes de la reforma, ELECTROPERU fue la empresa holding, que manejaba las principales unidades, a través de su participación accionaria, en todas las empresas de generación del país, el sistema de transmisión y el sistema de empresas regionales de distribución como Electrolima, Hidrandina Seal, Electro Sur Medio, etc.¹⁶.

En tal contexto, se encargó a la Comisión de Promoción de la Inversión Privada - COPRI, de subastar las acciones de las empresas eléctricas como ELECTROLIMA¹⁷, CAHUA, EDECHANCAY, entre otras.¹⁸

¹⁶ SALVATIERRA, Rolando. "Mecanismos Legales para fomentar la competencia en los Servicios Públicos en el Perú" En: Revista Derecho y Sociedad – PUCP N° 28, Lima, 2007, pág. 144.

¹⁷ Cuyo proceso de subasta originó dos empresas las empresas Edelnor (para la zona norte); Edelsur – hoy Luz del Sur (para la zona sur), EDEGEL (empresa de generación eléctrica) y ETECEN (parte de las líneas de transmisión). El proceso de privatización de ELECTROLIMA se inicia con la promulgación de la Resolución Suprema 282-92-PCM, mediante la cual se incluye a ELECTROLIMA y ELECTROPERU dentro del proceso de promoción de la inversión privada. Asimismo, mediante Resolución Suprema N° 165-93-PCM se ratificó el acuerdo de la COPRI de proceder con la separación de ELECTROLIMA en "empresas estatales de derecho privado" de conformidad a lo señalado en la ley de Concesiones Eléctricas, procediéndose a la constitución de las empresas de distribución de electricidad EDELNOR y EDELSUR y de la empresa de generación de electricidad EDEGEL.

¹⁸ TAMAYO, Augusto, et. al. Ob. Cit., pág. 14.

Gráfico 4: Perú: Empresas Eléctricas Privatizadas, 1994 – 1997

Empresa	Fecha de Subasta	Precio (miles de US\$)	Comprador	Proyectos de Inversión (miles de US\$)
Total Transacciones		1574297		539744
Edelnor	17/07/1994	176490	Endesa (España), Chilectra (Chile) y Cosapi (Peru)	150000
Luz del Sur	12/07/1994	212120	Ontario Quinta (Canada) y Chilquinta (Chile)	120000
Central Cahua 1/	25/04/1995	41814	Sipesa (Peru)	-
Edelnor - Acciones a trabajadores 2/	01/07/1995	10833	Trabajadores de Edelnor	-
Edegel	17/10/1995	524452	Delaware (EEUU), Inverandes (Argentina), Wiese (Peru) y Graña y Montero (Peru)	42000 A/
Etevensa 3/	12/12/1995	-	Endesar (España) e Inversiones Crédito (Perú)	120102
Ede-Chancay	15/12/1995	10355	Inversiones Distrilima	-
Ede-Chancay Acciones a Trabajadores	Abr-96	122	Trabajadores de Ede-Chancay	-
Egenor	25/06/1996	228200	Inversiones Dominium (Peru)	42000 A/
Ede-Cañete	27/06/1996	8616	Luz del Sur	-
Luz del Sur - Acciones a trabajadores	22/07/1996	32352	Trabajadores de Luz del Sur	-
Edegel - Acciones a trabajadores	22/07/1996	74756	Trabajadores de Edegel	-
Empresa Eléctrica Piura	02/10/1996	19657	Endesar - Energia Andina	40000
Etevensa - Acciones a Trabajadores	28/10/1996	3439	Trabajadores de Etevensa	-
Cahua - Acciones a Trabajadores	30/10/1996	6674	Trabajadores de Cahua	-
Egenor - Acciones a Trabajadores	11/11/1996	36296	Trabajadores de Egenor	-
Acciones Luz del Sur - Tramo Internacional	Nov/Dic 96	24000	Varios	-
Acciones Luz del Sur - Tramo Institucional	Nov/Dic 96	41877	Varios	-
Acciones Luz del Sur - Tramo Minorista 2/	Nov/Dic 96	69902	Varios	-
Electro Sur Medio	11/02/1997	25642	Consortio Hica (Argentina 50%)	-

1/ Venta mediante Promoción Empresarial: 40% de cuota inicial y el saldo pagadero en cuotas semestrales durante 8 años.
2/ Intervención de Participación Ciudadana.
3/ Involucra la venta del 60% de acciones del Estado bajo un esquema de capitalización por inversión de US\$ 121,1 millones.
A/ Inversión comprometida.

Fuente: COPRI

A partir de 1998, se produjeron nuevos intentos de privatización los cuales resultaron infructuosos debido a factores sociales, como los producidos en Arequipa durante los procesos de subasta de las empresas públicas EGASA Y EGESUR¹⁹ ocurridos en 2002.

1.3. Resultados de la Privatización

La consecuencia directa del proceso de privatización realizado en los años noventas, fue la transferencia de las empresas estatales cuya gestión había estado antiguamente reservada al Estado hacia nuevos operadores pertenecientes al sector privado, a partir de títulos de “concesión” y promoviendo su participación en la prestación de servicios públicos con la finalidad de mejorar la calidad del servicio; así como el desarrollo de nuevos proyectos (Greenfield site) en infraestructura y explotación de recursos.

Muchos autores concluyen que la experiencia de la privatización en el Perú fue finalmente positiva dado que se cumplieron los objetivos planteados en el Programa de Privatizaciones, sobre todo en el sector eléctrico. Al respecto, Cornejo señala que:

“La incorporación de la inversión privada a través de las privatizaciones realizadas en el pasado ha significado una mejora en los indicadores de servicios públicos en los diversos sectores, como por ejemplo en el sector eléctrico donde los niveles de cobertura han pasado de 54.8% en el año 1992 a 76.3% en el año 2005, las pérdidas de energía han experimentado una sensible disminución de los sistemas de distribución pasando de 20.6% en 1994 a 9.1% en el año 2003 y la potencia instalada en el país se ha incrementado en 1827 MW, hasta totalizar 6016 MW en el año 2004”²⁰

¹⁹ En el año 2002, debido a la fuerte ola de protestas sociales, el Gobierno tuvo que suspender el proceso de privatización de ambas empresas ante la posibilidad que la crisis social y la violencia instaurada en la zona sur del país de agravara. Al respecto, pueden consultarse: Más allá de EGASA, EGESUR y el programa de privatización. INSTITUTO PERUANO DE ECONOMÍA. Comentario del 18.04.2002. Disponible en: <http://www.ipe.org.pe/listarTipos.jsp?spage=92&sreport=0&pldTipoPublicacion=1> (visitado el 10.01.2009)

²⁰ CORNEJO DÍAZ, René. “Inversión Privada en Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos: Una mirada desde el sector público”. Themis N° 52. Asimismo, se puede consultar: FERNÁNDEZ-BACA, Jorge. “La experiencia de la privatización en el Perú, 1991-2004”, en: Fernández-Baca, Jorge, ed. Experiencias de Regulación en el Perú, Universidad del Pacífico, Lima 2004, pp. 37-89; GALLARDO, José. “Privatización de los Monopolios Naturales en el Perú: Economía Política, Análisis Institucional y desempeño”. Documento de Trabajo No 188, Departamento de Economía. Pontificia Universidad Católica del Perú. 2000. Pp. 1-73;

En ese sentido, producto del proceso de privatización se ha obtenido una mejora significativa en la potencia y capacidad instalada del sistema eléctrico, la extensión de redes y la mayor cobertura a usuarios; así como el desempeño de las empresas. Sobre este último punto, Torero señala: que a lo largo del tiempo los indicadores de desempeño mejoraron luego de producido el proceso de privatización en electricidad²¹. Al respecto tenemos el siguiente cuadro sobre las ganancias generadas por las empresas privatizadas:

Gráfico 5: Utilidades de las Empresas Eléctricas.

	Utilidad Neta				
	1994	1995	1996	1997	Total
Generadoras	48,2	45,3	100,6	100,9	295,0
Cahua (Pariac)	ND	6,7	6,2	6,2	19,1
Etevensa	ND	6,0	7,8	12,4	26,2
Edegel	48,2	32,4	70,6	60,7	211,9
Egenor	ND	0,2	16,0	21,2	37,4
Emp. Eléctrica Piura	ND	ND	ND	0,4	0,4
Distribuidoras	6,8	83,9	84,0	102,5	277,1
Luz del Sur (1)	5,8	33,2	41,9	48,4	129,3
Edelnor	0,9	49,1	40,7	54,6	145,3
Electro Sur Medio	0,1	1,6	1,4	-0,5	2,5
Total	55,0	129,2	184,6	203,4	572,1

Fuente: Conasev y Memorias Anuales de las Compañías
Elaboración: Campodónico, Humberto. Ob. Cit. Pág. 51

1.4. Regulación para la Competencia en el Sector Eléctrico

La lógica de la Economía Social de Mercado plasmada en la Constitución Política del Perú es procurar el bienestar de los individuos a través de sus libres y racionales decisiones de consumo en dicho mercado. En ese sentido, la intervención del Estado, debe estar orientada a garantizar el régimen de libre competencia, sobre todo en aquellas industrias donde tradicionalmente no ha existido competencia, así como en aquellos sectores donde existe un deber

TAMAYO, G., Barrantes R., Távara J. y Zavala V. "Determinantes de los Arreglos Contractuales en la Participación Privada en Infraestructura: El Caso Peruano". Banco Interamericano de Desarrollo. Research Network Working paper N° R-390. 2000 pág. 1-69

²¹ TORERO, Máximo. Impacto de la privatización sobre el desempeño en las empresas en el Perú. Grade. Documentos de Trabajo N° 41.

especial de protección por parte del Estado en lo concerniente a precios, externalidades y defensa del consumidor²².

La competencia en el mercado es importante debido a que mientras menos empresas existan en el mercado o mayor sea el nivel de concentración del poder económico, *“mayor será la probabilidad que las firmas establecidas en el mercado cambien su comportamiento estratégico con respecto a sus formas de competir en él”*²³.

En ese sentido, las consecuencias del monopolio o de los comportamientos estratégicos de las empresas con posición dominante en el mercado pueden *“producir distorsiones del funcionamiento de los mercados resultando asignaciones ineficientes con menores niveles del PBI y el bienestar”*²⁴.

1.4.1. ¿Es posible la competencia en la Industria Eléctrica?

A partir de los años ochentas, los reguladores en el mundo tomaron la decisión de escindir artificialmente las actividades del sector eléctrico, estableciendo una serie de restricciones verticales y horizontales, diseñando los mercados eléctricos y asignando a diversos agentes la administración de servicios esenciales como la operación técnica y económica de los sistemas interconectados. En reflexiones de Quiñones, si esta decisión no se hubiera tomado, entonces la competencia en el sector sería impensable²⁵.

²² “Es muy importante resaltar que en las actuales circunstancias la función del Estado no es más la de intervenir en la actividad económica sino la de regularla garantizando el respeto a las reglas de juego que se establecen: economía de mercado, oferta y demanda, restricción de conductas abusivas e ilegales aplicando las sanciones que sean necesarias para que la conducta de los agentes sea legítima y, así, el funcionamiento de la economía sea lo más estable y menos distorsionado posible (...)”. Herzka, Claudio. Elementos para una reforma del sector público peruano en el contexto de una economía de mercado. Lima, GRADE, 1996. Pág. 9

²³ TELLO, Mario. El funcionamiento de los mercados y sus distorsiones principales: Un enfoque de equilibrio parcial. Lima, 2008, pág. 15.

²⁴ TELLO, Mario. Ob. Cit., pág. 15.

²⁵ QUIÑONES, María. “Mercado Eléctrico en el Perú: ¿una Utopía?”. En: Themis N° 50 Lima, 2006, pág. 75.

Sin embargo, debemos tener presente que el mercado eléctrico no es competitivo en todos sus segmentos, por ejemplo puede existir competencia en la generación eléctrica más no en el transporte de electricidad (transmisión). Al respecto, cabe señalar que para que pueda existir competencia en los segmentos de una industria de red, deben darse tres elementos: En primer lugar, debe existir suficientes empresas o potenciales entrantes a la industria; en segundo lugar, esas empresas no deben tener acuerdos colusorios entre ellas; y finalmente, si existe alguna empresa con posición de dominio, debe asegurarse que no exista abuso de la misma²⁶.

1.4.2. Competencia vs. Regulación del Sector Eléctrico

La competencia involucra rivalidad entre firmas por ganar a los consumidores del bien (Electricidad), ya sea a través de la calidad, precio o innovación; la situación contraria se presenta cuando existe una sola firma en el mercado, o cuando ésta puede actuar prescindiendo de sus competidores²⁷.

En el caso de la industria eléctrica, tradicionalmente se asumía que era un monopolio natural²⁸; y por ende se justificaba que la misma estuviera verticalmente integrada. En tal sentido un monopolio natural ocurre cuando el

²⁶ LAFFONT, Jean Jacques. Regulation and Development. Cambridge University Press, 2005, pág. 33-34

²⁷ BALDWIN, Robert & CAVE, Martin. Understanding Regulation, Theory, Strategy and Practice. Oxford University Press, 1999., pág. 210

²⁸ Las razones para considerar dicha industria como un monopolio natural no están claramente establecidas. Si bien un análisis económico nos indicará que la subaditividad de costos en algunos segmentos justifica tal calificación, tal como señala Stigler la regulación puede también responder a un interés político o económico: *“Two main alternative views of the regulation of industry are widely held. The first is instituted primarily for the protection and benefit of the public at large ir sine large subclass if the ublic. In this view, the regulation which injure the public-as when the oil import quotas increase the cost of petroleum products to America by \$5 billion ior more a year- are costs of some social goal (here, national defense) or, occasionally, perversions of the regulatory philosophy. The second view is essentially that the political process defies rational explanation: “politics” is an imponderable, a constantly and unpredictable shifting mixture of forces iof the most diverse nature, comprehending acts of great moral virtue (the emancipation of slaves) and the most vulgar venality (the congressman feathering his own nest)”*. STIGLER, George. The Theory of Economic Regulation, The Bell Journal of Economics and Management Science Vol. 2 N° 1 1971, pág. 3

mercado puede ser atendido a menor costo por una sola firma que por múltiples firmas compitiendo entre ellas²⁹.

Empero gracias al desarrollo tecnológico (turbinas más baratas y eficientes) y la reducción del precio de los combustibles, la concepción de que todo el mercado eléctrico es un monopolio natural ha cambiado. Esto por cuanto resulta económicamente rentable construir unidades generadoras de electricidad, no necesariamente de gran escala ni apoyadas en infraestructura hidráulica (de gran alcance), sino también mediante fuentes alternativas de generación eléctrica, las cuales puede operar eficientemente.

1.4.2.1. Regulación del Sector Eléctrico

La regulación del Sector Eléctrico responde a varias razones; tales como la existencia de restricciones técnicas surgidas de la imposibilidad del almacenamiento del producto comercializado (electricidad), económicas (monopolio natural) y sociales, todo lo que determina la estructura y la organización del mercado eléctrico. A continuación desarrollaremos estas condiciones:

1.4.2.1.1. Condiciones Técnicas

La electricidad, es una forma particular de energía que se produce a partir de fuentes primarias en centrales diversas de generación (hidráulica, nuclear, térmica, etc.) en tal sentido se encuentra sometida a dos restricciones de naturaleza física que han sido resumidas en las leyes de Kirchoff: i) No se puede almacenar y ii) No se puede individualizar a lo largo de toda la red, es decir la energía que se inyecta en el sistema *“no se puede dirigir por caminos*

²⁹ BALDWIN, Robert & CAVE, Martin. Ob. Cit. Pág. 203

específicos” que recorrerá³⁰. Debido a ello el mercado eléctrico demanda un alto grado de coordinación entre las distintas fases que lo componen, a fin de igualar la oferta (producción) y la demanda (consumo).

1.4.2.1.2. Condiciones Económicas

El suministro eléctrico se desarrolla a través de una compleja red de transmisión. Esta red ejerce una posición central en la prestación del servicio y sobre ella gravita gran parte de la regulación; por ello las actividades del sector que se realizan sobre las actividades de transporte y distribución de electricidad siempre constituirán un monopolio natural³¹. Más aún existen elevadas barreras de entrada y salida del mercado por los altos niveles de inversión y costos hundidos de la industria.

Las barreras de entrada pueden ser de carácter legal, es decir impuestas por el Estado; pueden estar relacionadas a los altos costos de transporte y comercialización; o pueden deberse a barreras tecnológicas en los supuestos en los que se configura un monopolio natural debido a la presencia de economías de escala³².

³⁰ PÉREZ, José y RIVIER, Michel. Los sistemas de energía eléctrica. En: Gómez, Antonio. Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica. McGraw Hill. 2002.

³¹ “Monopolio natural es la situación en la que se encuentra una determinada actividad, propia de la iniciativa privada, a la que carece de sentido aplicarle el régimen de libre competencia, porque ésta no eficiencia alguna”. Nebreda, Joaquín. Aspectos Jurídicos de la Comercialización de Energía Eléctrica. Pretendida puesta al día. En: Torres, María; et. Al. El Sector Eléctrico en España: Competencia y Servicio Público. Granada, 2007. Pág. 91. La teoría tradicional del monopolio natural tuvo su origen en el discurso pronunciado por James Morrison en la Cámara de los Comunes en 1836 acerca del control de los ferrocarriles como nos recuerda FOSTER, Christopher. *Privatization, Public Owership an the Regulation of Natural Monopoly*, Blackwel, Oxford 1992, pág.21-22.

³² Al respecto, el autor señala: “La mayoría de veces, las barreras de entrada son impuestas por el propio Estado, a través de leyes que otorgan licencias de exclusividad, prohíben la importación del bien o servicio o fijan requisitos de operación que únicamente pueden ser cumplidos por una sola empresa o grupo de empresas. Las expectativas de obtener ganancias supernormales incentivan a las empresas a invertir recursos para convencer al Estado de la necesidad de imponer barreras a la entrada. (...) Un caso extremo de barrera tecnológica es el de aquellas industrias en las que solo hay lugar para una empresa, que toma el nombre de “**monopolio natural**”. La existencia de un monopolio natural en un mercado determinado es, en realidad, el resultado de la acción de factores como la existencia de **economías de escala**, el acceso a un recurso natural escaso o el congestionamiento en la distribución, o una

1.4.2.1.3. Condiciones Sociales

La Electricidad representa para la colectividad un bien indispensable para el desarrollo de su vida cotidiana, lo que impone la obligación de garantizar su suministro continuo y universal siendo considerado un recurso que condiciona el desarrollo y el nivel de precios de todas las demás actividades, por lo cual repercute de manera considerable en la economía, en ese sentido, el sector eléctrico es un sector del cual depende los demás sectores económicos. En tal sentido, el consumo de energía está determinado por la demanda altamente inelástica³³ en los segmentos de consumidores domésticos. Así lo ha reconocido el Tribunal Constitucional al establecer que:

“El servicio público de electricidad, indispensable para que los ciudadanos desarrollen normalmente su vida cotidiana y las labores propias de una sociedad contemporánea, tiene la calidad de servicio público aun cuando su gestión y administración la lleven a cabo agentes privados. Entonces, si este Tribunal ha sostenido que los consumidores y usuarios son el fin del proceso económico y, por ello, son sujetos de protección por la posición asimétrica que mantienen con las empresas, en el marco de una economía social de mercado; con mayor razón, cuando de servicios públicos se trate, la atención que el Estado y las empresas que los gestionan deben prestar a las demandas de los consumidores y usuarios se acentuará”³⁴.

En particular, el servicio eléctrico es sumamente importante para la sociedad, puesto que es un elemento reconocido de bienestar para sus consumidores, por lo que debe garantizarse que el servicio se preste de manera continua, eficiente, a un precio razonable, calidad óptima y con miras a que se convierta en un servicio universal; es decir que todos tengan acceso a la red y sus servicios.

combinación de estos”. FERNÁNDEZ BACA, Jorge. “Organización Industrial. Universidad del Pacífico, Lima 2006. Pág. 112.

³³ La inelasticidad precio de la demanda quiere decir que no importa cuanto se eleve el precio del bien, en este caso la electricidad, ésta se seguirá consumiendo, puesto tiene un escaso nivel de sustitución y es considerada como un bien valioso para los individuos,

³⁴ Sentencia del Tribunal Constitucional emitida el 12 de julio del 2004 en el Expediente N°0518-2004-AA/TC sobre acción de amparo interpuesta por don Javier Diez Canseco Cisneros contra la Agencia de Promoción de la Inversión (PROINVERSIÓN), la Empresa de Electricidad del Perú (ELECTROPERÚ) y el Ministerio de Energía y Minas, a fin de que se disponga el cese de la amenaza de violación del derecho de los consumidores y usuarios de electricidad de acceder a un servicio de menor costo y mayor calidad, y se declare la invalidez de los cambios efectuados por PROINVERSIÓN en los términos de referencia o bases del “Concurso Público Internacional para la Transferencia al Sector Privado del Contrato de Suministro de Gas Natural ELECTROPERÚ S.A.

1.4.2.2. Liberalización y Re-regulación.

Como hemos señalado previamente, las reformas realizadas en el sector eléctrico estuvieron vinculadas, por un lado, a la privatización de las empresas públicas que realizaban esta actividad en una clara transferencia de actividades del sector público al privado³⁵; y, por otro lado, a garantizar que los nuevos actores del sector privado compitieran entre sí en los diferentes segmentos posibles, a fin de dinamizar el mercado³⁶.

En palabras de Ariño, la redefinición del mercado trajo consigo un nuevo modelo regulatorio de “regulación para la competencia” cuyo modelo debía ser Abierto, presidido por los principios de planificación empresarial, explotación descentralizada y remuneración a base de precios³⁷.

³⁵ ÁLVAREZ RODRICH, Augusto. Principios de Empresas Estatales y Privatización. Análisis Económico para la Empresa Nº 10. Universidad del Pacífico.

³⁶ LARSEN, E.R. y BUNN, D.W. Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk. Journal of the Operational Research Society, 1999

³⁷ Asimismo, Ariño señala que el modelo debe caracterizarse por: “- Separación de actividades y operaciones *8unbundling*), que permita introducir competencia allí donde ésta sea posible. - Libertad de entrada y libertad de inversión en las actividades competitivas, abandonando el sometimiento a una planificación central vinculante. - Libertad de contratación y formación competitiva de precios - Libre acceso a la red, la infraestructura sobre la que se prestan los servicios competitivos. - Transformación del concepto de servicio público, con el que se identificarán, no el sector en su conjunto, sino prestaciones singulares, la mayor parte de ellas de servicio universal.- Vigilancia del modelo a través de la figura de un ente regulador independiente”. ARIÑO, Gaspar. El Sector Eléctrico: ¿Dónde estamos? ¿A dónde vamos? En: El Sector Eléctrico en España. TORRES, María; et. Al. Ed. Comares 2007 Pág. 43

Gráfico 6: Cambios en la industria cuando se reestructura.

Atributos	Cambios en la Industria	
	Mercado Monopolístico	Mercado Competitivo
Entorno de Negocios	Estable y solo ajustes graduales, técnicamente maneja los cambios. Incertidumbre en la demanda y costos	Inestable, precios volátiles, nuevos stakeholders con diversos objetivos. Incertidumbres del mercado, corporativos y regulatorios.
Información	Abierto y dominio público de la información. Planificación futura	La información se vuelve secreta
Entorno Regulatorio	Preocupado en el bienestar social	Extraño balance de intereses ente los consumidores y los nuevos entrantes
Poder de Mercado	No es una preocupación dado que el monopolio está regulado	Ahora crucial para los reguladores y las empresas
Conservación y medio ambiente	Fácilmente incorporada a la política energética	Adiciona un mayor nivel al riesgo regulatorio
Publicidad de la Investigación & Desarrollo	Publicidad de la Investigación & Desarrollo, vistos como parte de una obligación a largo plazo	Las empresas no pueden justificar el dominio público de la Investigación & Desarrollo

Fuente: Larsen, E.R. y Bunn, D.W. Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk. Journal of the Operational Research Society, 1999. Pág 03.

1.4.3. Aspectos Generales de la Competencia en el Sector Eléctrico.

Cabe señalar que no basta con desagregar las actividades para que exista competencia, en un mercado como el eléctrico, sino que se deben incorporar mecanismos e incentivos para que exista libertad de entrada y salida de inversión. De igual forma, Santibáñez, señala que la teoría moderna y el desarrollo tecnológico han hecho posible diseñar una industria eléctrica competitiva. Estas mejoras radican en la elaboración de mecanismos para proveer planificación centralizada y operación coordinada en tiempo real entre empresas eléctricas rivales, junto con la formación de un mercado spot de electricidad a partir del despacho económico que sustituye la necesidad de

una gran empresa integrada por varias empresas independientes y eficientes así como grandes sistemas interconectados³⁸.

Ariño, señala que ello no quiere decir que el número de operadores garantice por sí sólo la efectividad de la competencia. Es necesario además que haya acceso libre al mercado al por mayor, lo cual requiere dos condiciones: i) Una red con suficiente capacidad de transmisión y; ii) Una adecuada separación de actividades (unbundling) entre generación, transmisión distribución y comercialización. A modo de ejemplo podemos referir un caso acontecido en el mercado británico de energía sobre la reestructuración del sector de generación para hacer a este mercado competitivo:

“El inicial proceso privatizador, se configuró bajo un diseño consistente en la creación de dos grandes operadores (Nacional Power y PowerGen) que alcanzaban conjuntamente al entorno del 80% de la producción lo que unido al 15% de nuclear suponían casi la totalidad del mercado. El diseño se basaba en una presunción implícita: de que si estos operadores ejercían poder de mercado y elevaban sus precios por encima de lo razonable, otros vendrían a sumarse a la actividad de generación. La realidad ha desmentido tal apreciación, los tres operadores incrementaron sus precios y absorbieron en su propio beneficio las ganancias de eficiencia durante los cinco primeros años de actuación en ese pseudo mercado, sin que llegaran nuevos entrantes, lo que acreditó que el mercado eléctrico, a diferencia del transporte aéreo y de telecomunicaciones es escasamente contestable. Para conseguir que las ganancias de eficiencia se transfieran a los consumidores fue necesario forzar a dos compañías incumbentes a realizar desinversiones a favor de nuevos entrantes capaces de competir con los establecidos. Siete años después el número de operadores en Gran Bretaña, se había elevado a nueve y la mayor compañía ostentaba una cuota de mercado menor del 20 % de la producción total”³⁹.

En consecuencia un mercado eléctrico competitivo requiere de una red capaz de transportar energía a los distintos puntos de consumo sin congestiones excesivas que fragmenten los mercados, suficiente capacidad de reserva que haga posible una amplia cobertura de la curva de carga, incluso en las horas punta sin dominio de esta por ninguna de las operadores y; por último, una

³⁸ SANTIVÁÑEZ, Roberto, Ob. Cit., pág. 18

³⁹ ARIÑO, Gaspar. El Sector Eléctrico: ¿Donde Estamos? ¿A dónde vamos? En El Sector Eléctrico en España Competencia y Servicio Público Editorial Comares 2007 Páginas 28-29

amplia gama de contratos al por mayor a plazo y a futuro⁴⁰. La confluencia de estos elementos permitirá la aparición de verdaderos precios de mercado y dotarán de estabilidad, en lo posible, al mercado spot diario o intra diario

Por otro lado, el desarrollo de competencia efectiva en las transacciones de un mercado mayorista requiere que existan a) Muchos compradores y vendedores que neutralicen el poder de mercado, b) capacidad de respuesta de la demanda y de la oferta a los precios, c) mercados líquidos y eficientes, d) acceso igualitario a los servicios esenciales de transmisión y e) tratamiento apropiado de los aspectos que pudieran interferir con el funcionamiento del mercado⁴¹.

Asimismo, desde el punto de vista teórico⁴² se garantiza la generación de competencia en el sector eléctrico a través de una regulación eficaz, que asegure las desconcentraciones del mercado, sancione las prácticas anti-competitivas, remueva las barreras de entrada y salida, garantice la operación eficiente del sistema interconectado, permita el acceso a las facilidades esenciales y se fije de manera adecuada y predecible las tarifas a aquellos servicios que no puedan prestarse en condiciones de competencia.

Este mercado debe contar con una estructura amplia y desconcentrada tanto a nivel de oferta como de demanda; en donde exista una agencia de competencia con idoneidad técnica y moral, que sancione cualquier abuso de posición de dominio o práctica restrictiva de la libre competencia; planificación y coordinación eficiente del sistema y de la transmisión y precios y tarifas que den las señales correctas de escasez al mercado, reflejando los costos marginales e internalizado los costos de congestión y otras externalidades que inciden en el suministro eléctrico.

⁴⁰ ARIÑO, Gaspar. Ob. Cit. Pág. 30

⁴¹ HUNT, Sally. Ob. cit. Pág. 69

⁴² QUIÑONES, María, Ob. Cit. Pág. 76

De igual forma, los mercados mayoristas y minoristas deben operar neutralmente; y la planificación y operación del sistema y operación del mercado deben realizarse a través de la gestión privada de las empresas y servicios eléctricos.

1.4.4. Evolución de la Competencia con la Reforma del Sector Eléctrico.

La Ley de Concesiones Eléctricas no sólo modificó el marco regulatorio del mercado de la electricidad en sus diferentes segmentos, sino que también introdujo mecanismos de competencia en la generación, bajo el parámetro de eficiencia y libre acceso a las redes de transmisión y distribución.

La reforma peruana se basó en la premisa *“es posible la existencia de un mercado mayorista de energía eléctrica al que todas las entidades generadoras (...) puedan acudir”*⁴³; el mismo que requiere la existencia de facilidades esenciales como es una infraestructura de redes, que para su funcionamiento transparente y equitativo debe encontrarse *“totalmente independiente de las actividades competitivas esenciales, que son la producción y la comercialización”*⁴⁴.

Sin embargo, la reforma no fue pensada en sí misma como un mecanismo de generar competencia sino de apertura de mercado dentro del programa de privatizaciones implementado por el gobierno de turno. De igual manera, el principal propósito de la Ley para Garantizar la Generación Eficiente de Energía Eléctrica, no fue mejorar el diseño competitivo del mercado eléctrico sino primordialmente garantizar la atención a la demanda eléctrica del Perú. A pesar de ello, entre sus disposiciones se incluyen mecanismos tales como la reorganización del COES, la inclusión de los procedimientos de subasta para la contratación de abastecimiento de energía en periodos de mediano plazo (05 años).

⁴³ PÉREZ, José y RIVIER, Michel. Los sistemas de energía eléctrica. En: Gómez, Antonio. Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica. McGraw Hill. 2002. Pág. 47

⁴⁴ PÉREZ, José y RIVIER, Michel. Ob. Cit. Pág. 47

De igual forma, la reciente aprobación de las Normas para promover la inversión en sistemas complementarios de transmisión eléctrica, Decreto Supremo N° 010-2009-EM, mantiene el mismo esquema; dado que busca promover la inversión en la transmisión eléctrica bajo el entendido que el accionar propio del mercado conllevará a la competencia.

En cambio, a través de la Ley Antimonopolio del Sector Eléctrico – Ley N° 26876 se busca ejercer un control de las fusiones en el sector eléctrico, propiciando la desconcentración del mismo mediante una evaluación ex - ante sobre los efectos que dicha operación económica surtirá en el mercado. Sobre estas dos últimas normas volveremos en la siguiente sección.

1.4.4.1. Competencia en la Generación Eléctrica

La generación de electricidad representa entre el 35% al 50% del costo total de la electricidad. Es una actividad donde las economías de escala se agotan a niveles menores a la demanda de los sistemas eléctricos, por lo que existe la posibilidad de introducir competencia⁴⁵

La generación eléctrica, compete en el mercado spot, en el mercado de distribuidores y en el mercado de clientes libres. En todos aquellos mercados las generadoras de electricidad dependen de la orden de despacho que les asigna el operador económico del sistema - COES.

En la venta a distribuidores, la energía se destina para abastecer el servicio público y también a los clientes libres que contratan la compra con distribuidoras. En el primer caso la tarifa es en barra⁴⁶ y es fijada por el regulador. En el segundo caso la tarifa es pactada libremente y el distribuidor

⁴⁵ DAMMERT, Alfredo; et. al. “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico” Fondo Editorial PUCP. Lima, 2008, Pág. 67.

⁴⁶ Tarifa en Barra es el punto donde se realiza la entrega de energía de un generador a un distribuidor.

puede negociar contratos de suministros de energía con clientes libres, colocándose en nivel de competencia con los generadores de energía, quienes también pueden vender energía y potencia a los clientes libres.

En el mercado Spot, sólo se compensa los desbalances que pueden existir entre la potencia y la energía producida por cada generador y la cantidad retirada por sus clientes. El operador económico del sistema, determina quienes son los generadores que han entregado más potencia y energía de la que consumieron sus clientes, de esta manera, el mismo operador, controla la demanda de energía de forma virtual, así como los pagos que los clientes que retiran energía deben de efectuar a sus proveedores. El precio de la energía en el mercado spot, es calculado a precio marginal.

1.4.4.2. Competencia en el Mercado de Clientes Libres

Para la Ley de Concesiones Eléctricas, un “cliente libre” o “no regulado” se define como los usuarios cuyo consumo de potencia es superior a 200 KW⁴⁷. Estos clientes tienen la libertad para negociar precios directamente con el suministrador de energía eléctrica, sea éste generador o distribuidor. Pudiendo se firmar contratos entre ambas partes tanto en el corto como en el largo plazo.

El mercado de clientes libres ha incrementado su participación en la demanda total, representando actualmente el 47.3% de las ventas del mercado al año 2004. El número de clientes libres ha mostrado un incremento del 21% respecto a 1995. A partir del 2000, las generadoras han incrementado su participación. La tendencia de contratar es que los clientes de mayor demanda (que por lo general se encuentran fuera del área de distribución) contratan con generadoras, mientras que los de menor demanda contratan con distribuidoras.

⁴⁷ Artículo Segundo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el Decreto Supremo 022- 2009 EM donde se aprueba el Reglamento de Usuarios libres de Electricidad publicado el 16 de abril del 2009.

En este mercado, teóricamente las empresas de generación y distribución compiten para proveer de energía a los clientes libres. Según estadísticas del Ministerio de Energía y Minas⁴⁸, los generadores han ido ganando espacio como proveedores directos a los clientes libres, debido al incremento del número de sus clientes y al grado de segmentación del mercado. Sin embargo, esto no es indicador de la magnitud de competencia existente en el mercado; por el contrario, son los clientes libres quienes muchas veces cambian de proveedor, porque no obtienen beneficios sustanciales.

Consecuentemente, muchas veces los generadores prefieren buscar clientes libres para proveerlos de energía que vender energía a los distribuidores, ya que los distribuidores muchas veces compran a precio regulado, el mismo que no es conveniente para los generadores, agudizándose el problema del abastecimiento de energía. En tal sentido con el objeto de solucionar parte del problema, se promulgó la Ley 28832⁴⁹, que creó el sistema de contratos, licitaciones e incentivos para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica.

Es importante señalar que en el mercado de los clientes libres, se han producido los denominados by passes, es decir el traslado de compradores a proveedores distintos esto se grafica con el cuadro que se coloca, donde se indica con quienes contrataban los compradores y luego después de realizar el cambio con quienes realizan nuevas transacciones.

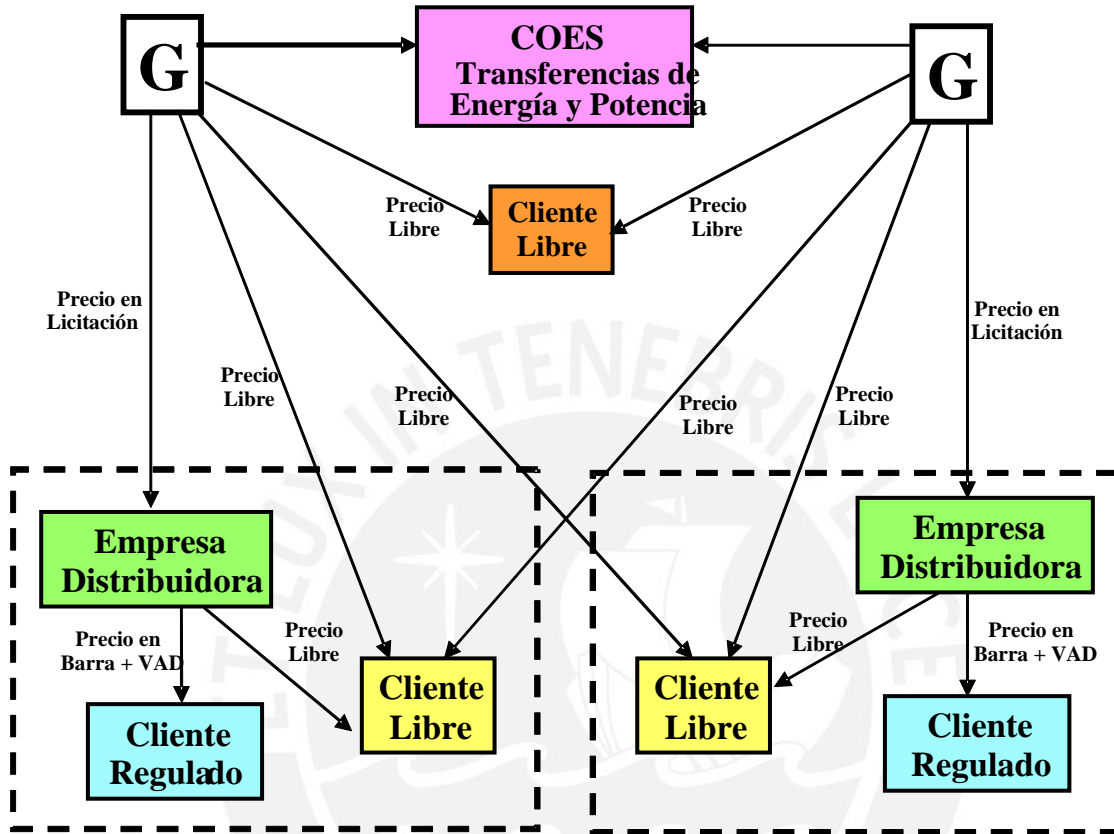
⁴⁸ República del Perú. Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2007.

⁴⁹ Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23/07/2006, cuyo objeto según el artículo 2, es perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

- a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;
- b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,
- d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad

Grafico Nro. 7 Transacciones en la Industria Eléctrica.



Fuente. Anexo 1 de Gallardo y Dávila en Concentraciones Horizontales en la Industria Eléctrica: El Caso Peruano. Página 41.

1.4.4.3 Condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica.

El "Acceso Libre" es un concepto regulatorio, que en el caso del suministro eléctrico a Clientes Libres, esta regulado en Ley de Concesiones Eléctricas y Su Reglamento y su aplicación es general respecto de instalaciones con carácter monopólico como las redes del concesionario de distribución. Contrario a ello el concepto de las "redes esenciales" corresponde al ámbito del derecho de la competencia que debe ser administrad cuidadosamente

debido a los riesgos que involucra⁵⁰. Caso por caso en ausencia de regulaciones específicas que permitan exigir acceso a la empresa dominante⁵¹.

Con la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas, nació un nuevo modelo de servicio eléctrico caracterizado principalmente por lo que se denominó la Desintegración Vertical de las actividades eléctricas, la misma que permitió la separación de aquellas actividades eléctricas competitivas de las no competitivas. Es en este escenario de competencia hicieron su aparición los llamados Clientes Libres los cuales a diferencia de los Clientes Regulados, podían elegir a su suministrador de energía eléctrica dentro de un régimen de libertad de precios. Esto es, compradores queriendo abastecer su demanda y vendedores queriendo colocar su oferta, ambos actuando con información adecuada, sin barreras de acceso e intentando maximizar su utilidad.

En ese sentido, el marco legal vigente⁵² definió los conceptos de: 1) Libre Acceso a las Redes de Transmisión y Distribución y 2) Regulación del peaje y compensaciones por el uso de dichas redes a cargo del OSINERG. Con esto se buscó que los actores involucrados (empresas o Clientes libres), no tengan que construir de manera redundante sus propios tendidos de redes para lograr el acceso, evitando adicionalmente problemas de impacto ambiental,

⁵⁰ Al respecto es muy pertinente tener en consideración las conclusiones de Eduardo Quintana Sánchez (Prohibición de Negativas Injustificadas de trato ¿Equilibrando la libertad de contratar y la Libre Competencia?) Themis Nro. 25: *“La regulación de las negativas injustificadas de trato por parte de las empresas con posición de dominio funciona como un punto de equilibrio entre el derecho a la libertad de contratar y la protección de la libre competencia. Sin embargo dicho equilibrio puede romperse en perjuicio de la libertad de contratar por mal uso de conceptos, tales como la doctrina de las facilidades esenciales o por interpretaciones legales inadecuadas como asumir las prohibiciones absoluta de negativa de trato arbitrarias (...) en cuanto a la doctrina de las facilidades esenciales puede afirmarse que su ámbito de aplicación en procedimientos por infracciones a las normas de libres competencia ha sido correctamente circunscrito únicamente a aquellos casos en que la sustitución del recurso sea prácticamente imposible. Ello también es válido en industrias reguladas no sólo por la obligación de dar acceso a los recursos esenciales n tales casos se encuentra regulada, son por que el uso irreflexivo del concepto de facilidad esencial puede tener efectos nocivos sobre las decisiones de inversión”.*

⁵¹ Desde 1983, Paul Joskow y Richard Schmalensee advierten del riesgo de utilizar criterios y preceptos propios del derecho de la competencia para normar los mercados eléctricos, en su trabajo *“Markets for power: An analysis of electricity Utility Desregulation”* pp 195 y ss.

⁵² Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. Resolución OSINERG N° 091-2003-OS/CD 22 de Junio de 2003.

permitiendo de este modo, que cualquier empresa que tenga capacidad para ofrecer energía eléctrica en el mercado pueda atender a un determinado Cliente Libre, sin importar la propiedad de las redes de transmisión y/o distribución que llegan hasta el punto de suministro del cliente final.

Un ejemplo que nos permita ilustrar el tema del acceso, lo podemos ver en el caso Molicop-Duke Energy contra Luz del Sur⁵³. Donde la empresa Moly-Cop- Adesur, conjuntamente con la generadora Duke Energy interponen un reclamo ante el Regulador, con la finalidad que la empresa Luz del Sur, permita el acceso y utilización del sistema de transmisión, ello al amparo de los artículos 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas y artículo 65 del DS 009-93-EM. Que si bien en el presente caso existió una transacción extra proceso, el mismo permitió que las empresas reclamantes puedan acceder a las instalaciones.

Un particularidad del libre acceso es que permite la conexión de cualquier empresa solicitante, ante cualquier red de transmisión o distribución a efectos de proveerse de energía, siempre y cuando existan las condiciones técnicas que lo permiten, por ello la existencia de y passes, en dicho mercado es frecuente sin verse alterado la libre contratación.

⁵³ Expediente Nro. CC-4- 2002- CP

Grafico Nro. 8 Cuadro que demuestra el traslado de empresas en el mercado de clientes libres

CLIENTE	ANTIGUO SUMINISTRADOR	FECHA	POTENCIA MAXIMA KW	NUEVO SUMINISTRADOR	FECHA	POTENCIA MAXIMA KW
PERUBAR	LUZ DEL SUR	26/10/95	1890	ELECTROANDES	30/12/02	1100
INDUSTRIAS DEL ESPINO S.A.	AGUAYTIA ENERGY DEL PERU	13/03/00	1500	SAN GABAN	27/12/02	1250
ALICORP (COMPAÑÍA MOLINERA DEL PERU S.E. 1778)	EDELNOR	01/05/96	1600	SAN GABAN	27/12/02	3500
ALICORP (CONSORCIO DE ALIMENTOS FABRIL PACIFICO S.E. 0144)	EDELNOR	01/01/96	2000	SAN GABAN	27/12/02	1350
ALICORP (CONSORCIO DE ALIMENTOS FABRIL PACIFICO S.E. 098)	EDELNOR	01/01/96	2200	SAN GABAN	27/12/02	1500
UNIVERSAL TEXTIL S.A.	EDELNOR	01/04/96	3500	SAN GABAN	27/12/02	3350
PESQUERA EXALMAR S.A. (Planta Tambo de Mora)	ELECTRO SUR MEDIO	30/12/99	1350	D.E.I. EGENOR	23/09/02	1540
CENTROS COMERCIALES DEL PERU S.A. (Jockey Plaza)	LUZ DEL SUR	31/10/96	7900	EDEGEL	18/07/02	9500
FABRITEX PERUANA (Alto de Luna)	ELECTRO SUR MEDIO	01/06/01	2200	TERMOSELVA	24/04/03	2600
FABRITEX PERUANA (Pisco)	ELECTRO SUR MEDIO	01/06/01	1210	TERMOSELVA	24/04/03	2600
COMPAÑÍA MINERA CONDESTABLE S.A.	LUZ DEL SUR	15/11/95	3000	TERMOSELVA	24/04/03	6150
PROMOTORA INTERCORP S.A.	LUZ DEL SUR	14/05/99	2230	EDEGEL	24/01/03	1500
UNIVERSIDAD DE LIMA	LUZ DEL SUR	15/10/99	2000	ENERSUR	31/03/03	2000
WIESE SUDAMERIS LEASING S.A. (U.M. Tamboraque)	LUZ DEL SUR	04/07/01	5500	MINERA CORONA	04/01/03	1200

Fuente: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Por otro lado se tiene que con la reforma del sector la Ley de Generación Eficiente, apuntó a establecer el sistema de licitaciones con la finalidad que las generadoras no desabastezcan de energía al mercado regulado. En consecuencia el abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados.

Según Santivañez⁵⁴, las operaciones sujetas a regulación de precios son: A) Ventas de Potencia y Energía de generadores a distribuidores destinada al servicio público⁵⁵, b) Compensaciones a titulares de sistemas de transmisión,

⁵⁴ SANTIVAÑEZ, Roberto. “Mercado Eléctrico Peruano: Principios y Mecanismos de Operación y sistemas de precios”. Themis N° 37, Lima, 1998, Pág. 120.

⁵⁵ El artículo 3, de la Ley 28832, en señala que 3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

c) Transferencia de potencia y energía entre generadores determinados por el COES. Esta regulación no es aplicable tratándose de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía del comprador, d) Venta a usuarios de servicio público.

Por el contrario, en el mercado de clientes libres, donde el precio de la energía y la potencia están dados por la ley de la oferta y la demanda, se pueden presentarse los siguientes supuestos, que: a) Un Generador que contrata con otro, la venta de potencia y energía para que otro generador coloque dicha potencia y energía entre sus clientes o garantice el suministro a éstos, b) Un Generador vende potencia y energía a un cliente libre, c) Un Generador vende potencia y energía a un distribuidor para que sea vendido a un cliente libre, d) Contratos de transmisión en Sistemas Secundarios, sea que se contrate con una empresa de transmisión o distribución en el caso que fuera para suministrar a un cliente libre conectado al sistema de distribución de dicha empresa, e) Contratos entre empresas de operación - mantenimiento y empresas de generación, transmisión, distribución y clientes libres.

Bajo el esquema descrito podemos decir que los contratos en el mercado de los clientes libres tienen las siguientes características:

-
- a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
 - b) Contratos resultantes de Licitaciones.

Se tienen que respecto a las Licitaciones de Energía, las mismas se originan a raíz de una propuesta de reforma en el Mercado Eléctrico en el año 2004 debido a un problema que se generó a efectos de la renovación de los contratos de suministro entre generadores y distribuidores debido a que los primeros no querían renovar los contratos a la tarifa en barra vigente. Este y otros problemas relacionados a la organización del mercado mayorista y tratamiento regulatorio de la transmisión dieron origen a la Ley 28832 "Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la cual, en el caso de la generación crea el mecanismo de licitaciones de contratos para atraer nueva capacidad, mediante una demanda asegurada. Se busca reducir de esta forma el componente administrativo en la fijación de tarifas, y por lo tanto el "riesgo regulatorio", y de que los precios obtenidos surjan de un mecanismo de competencia por los contratos, pudiendo mantenerse fijos hasta por un período de 10 años. En una primera etapa este esquema contempla la competencia por los precios de energía, manteniéndose fijo el pago por potencia.

A) Los contratos en el mercado de clientes libres pueden verse como un producto que en el cual se negocian los siguientes atributos:

1. Duración del contrato.
2. Modalidad de contratación.
3. Puntos de entrega y medición.
4. Contratación de potencia.
5. Facturación de potencia y energía.
6. Precios unitarios de potencia y energía.
7. Calidad y seguridad del servicio. Coordinaciones operativas del sistema y actividades de mantenimiento.
8. Responsabilidades de las partes.
9. Solución de controversias.
10. Resolución de contratos.

B) El importante número de características a negociar, así como las características del comprador y el vendedor hace difícil suponer que todos los contratos sean homogéneos. Los contratos transados en el mercado de clientes libres pueden verse como un producto con distintas características.

C) Se negocian atributos de calidad y precios

Como punto final, podemos mencionar que durante todo este tiempo de reformas y liberalización de mercados, también han existido solicitudes a efectos de integrar empresas eléctricas, las mismas que han sido permitidas por la agencia de competencia (INDECOPI) pero que las mismas han permitido que el mercado siga funcionando a través del libre acceso establecido en la Ley General y Reglamentos Especiales. Sin embargo des pues de haberse realizado dichas fusiones el mercado eléctrico se ha estructurado de la siguiente forma.

1.4.5. Desafíos del Régimen de Competencia en el Mercado Eléctrico.

A raíz de las propuestas contenidas en el antes referido Libro blanco, de la Electricidad, se implementó el sistema de licitaciones a fin de compensar el riesgo que corren los inversionistas de tal modo que los ingresos provenientes del contrato cubran los costos eficientes de inversión y operación de la central de generación mas una rentabilidad razonable.

Igualmente, el sistema de Licitaciones permitiría que los ingresos no peligren como consecuencia de factores que no puedan ser controlados por el inversionista, como el riesgo regulatorio. De esta forma se garantizaría que los precios y la normativa no cambiaran para los adjudicatarios de las licitaciones.

Sobre el particular quisiéramos tomar algunos comentarios que realiza Ariño, reseñando los estudios de Beatriz Beato⁵⁶, con los que coincidimos plenamente: En primer lugar, el autor sostiene que las causas determinantes de la falta de competencia en el sector eléctrico iberoamericano se debe a las insuficientes o nula desintegración vertical de los negocios competitivos y no competitivos (entre otras razones por que así tendrían mejor venta a mejor precio); insuficiente reestructuración horizontal, escasa participación de los consumidores en el mercado de electricidad, y una red de transporte insuficiente.

En tal sentido Ariño⁵⁷, señala que ello no quiere decir que el número de operadores garantice por sí sólo la efectividad de la competencia. Es necesario además que haya acceso libre al mercado al por mayor, lo cual requiere dos condiciones. A) Una red con suficiente capacidad de transmisión y b) Una adecuada separación de actividades entre generación, transmisión, distribución y comercialización. Sin embargo en el caso español se ha

⁵⁶ ARIÑO, Gaspar. Ob. cit Pág. 32-36

⁵⁷ *Ibídem*.

separado la distribución de la comercialización por razones de competencia en el mercado.

Finalmente, el autor precisa que la principal causa de la inexistencia de un verdadero mercado competitivo corresponde a la implantación de un mercado spot de corto plazo (semanal, diario o inter. diario) que absorbe y centraliza la totalidad de la energía, en lugar de promover mercados a largo plazo, únicos capaces de generar precios estables.

En ese sentido, los precios de los mercados spot de electricidad no podrán ser nunca competitivos debido a la rigidez absoluta de la demanda, debido a la imposibilidad de aumentar la generación o la capacidad de transmisión en el corto plazo, generar incapacidad de la demanda para limitar consumo y precios; y la fácil generación de poder de mercado que se deriva de todo ello. Todo lo antes señalado da lugar a seudos mercados eléctricos muy pocos fiables en sus resultados lo que legitima y justifica las inversiones gubernamentales sobre los precios⁵⁸.

En consecuencia, se requieren reformas estructurales e institucionales que otorguen credibilidad al sistema, la apertura de contratos a plazo y de un amplio mercado de contratos bilaterales que revistan distintas modalidades según las necesidades de los diversos interesados. En opinión de Beato, citada por Ariño, para que un sistema competitivo funcione, se requieren contratos de energía a plazo, que reduzcan y repartan costos entre generadores, transmisores y distribuidores; de manera tal que los mercados spot permitan una mayor elasticidad de la demanda y la oferta; y promuevan incrementos de capacidad de generación, para que los nuevos entrantes pueden ver asegurados una proporción importante de sus ingresos. Todo ello hará posible la entrada a nuevos operadores e incrementará la competencia en el mercado⁵⁹.

⁵⁸ *Ibidem.*

⁵⁹ *Ibidem.*

SECCIÓN II

EL MERCADO DEL GAS NATURAL

Antes de iniciar este capítulo, es importante hacer una definición de Gas Natural Koc⁶⁰, señala que: “Es la mezcla de hidrocarburos de bajo punto de ebullición, que se aloja en yacimientos subterráneos habitualmente en estado gaseoso (eventualmente líquido) y puede encontrarse solo o asociado al petróleo, siendo muy usado para el uso de gasolinas y derivados de la petroquímica como el metanol”.

Habiendo realizado una definición podemos decir, que una de las principales preocupaciones actuales, radica en el aseguramiento de la provisión de energía. Debido a que el gobierno, deben hacer frente a la demanda energética nacional, con el fin de garantizar el desarrollo interno de las industrias y consumo domésticos. En ese sentido, muchas políticas energéticas son creadas y modificadas en función del comportamiento de los mercados de combustibles y ciertas necesidades económicas.

El gas natural es una fuente de energía primaria que ha tomado fuerza en los últimos años en el mercado internacional, a pesar que en ciertas regiones su consumo doméstico es de larga data. Según palabras de Mena, *“El gas natural es la energía del futuro inmediato, ya que se beneficia de su menor contaminación en relación al petróleo”*⁶¹. Asimismo, el autor señala que

⁶⁰ Dicha definición José Koc Rueda, la formuló en el desarrollo de una clase en la Maestría en derecho de la empresa, especialidad de servicios públicos al dictarse el curso de Regulación en Energía 2007.

⁶¹ MENA, Xavier. “Atlas mundial del petróleo y de la energía fósil primaria”, Informe Económico ESADE, 2006, pág. 62.

“El gas natural es la energía adecuada para la generación de electricidad y la calefacción, dado su gran poder calorífico regulable, así como materia prima de la industria petroquímica (abonos nitrogenados, plásticos, etc.). Es una energía más limpia, pero su transporte y almacenamiento presenta dificultades adicionales y es costoso. Las plantas de licuefacción y regasificación de LNG y los buques metaneros han permitido una mayor diversificación geográfica del aprovisionamiento”⁶².

En ese sentido, el Estado Peruano decidió apostar por el aprovechamiento de este recurso dadas las reservas encontradas en la zona de Camisea. Esta opción tuvo como soporte los bajos precios que podían concretarse en el uso de esta fuente de energía, tanto para la generación eléctrica, los consumidores residenciales e industriales. El cambio de la matriz energética peruana, basada hasta agosto de 2004 en el uso del petróleo, se convirtió en una prioridad en las políticas del Estado Peruano, cuyos efectos pueden apreciarse a través de programas tales como el Bono de Chatarreo.

En consecuencia, el uso del gas natural en el Perú puede asimilarse a un proyecto *greenfield*; esto quiere decir que es un proyecto que nació de la nada sin mercado cautivo previo. Es por eso que existía un alto riesgo respecto a cómo respondería la demanda interna a la introducción del nuevo combustible. Después de haber hecho esta breve introducción paso a presentar y desarrollar el modelo implementado en el Perú, cuál ha sido la respuesta de los consumidores al uso del gas natural, y un breve desarrollo de la evolución legislativa que regula el mercado de hidrocarburos específicamente el de gas natural y realizaremos un análisis del comportamiento de dos empresas vinculadas a la generación eléctrica asociadas al gas natural.

2.1. La Cadena de los Hidrocarburos.

La cadena del valor de los hidrocarburos comprenden las fases del *upstream* o aguas arriba, *midstream* (o en aguas intermedias) y *downstream* (aguas abajo).

⁶² MENA, Xavier. “Ob. Cit.,” pág. 73.

El *upstream* se refiere a las actividades que se realizan a boca de pozo o en yacimiento, en particular la exploración (que a su vez comprende los estudios geológicos y sísmicos de prospección que permiten la elaboración del mapa del subsuelo con los yacimientos probables); la perforación de pozos exploratorios, con objeto de sondear y determinar la ubicación de las reservas; y la producción de pozos mediante la extracción de los hidrocarburos, tanto en tierra firme como a través de plataformas marítimas, con fines comerciales⁶³.

Por otro lado, **el *midstream***, incluye el transporte desde los pozos hasta las zonas de almacenamiento o hasta las refinerías, mediante oleoductos (en el caso del petróleo); gaseoductos (en el caso del gas) y poliductos (en el caso se transporten simultáneamente varias sustancias a través de la tubería); o buques petroleros - gasíferos⁶⁴.

El *downstream*, abarca el procesamiento y refinamiento del crudo o la transformación del petróleo o gas en productos petroquímicos. La comercialización de los productos derivados a través de una compleja red de transporte que pone dichos productos finales al alcance de los consumidores finales⁶⁵.

2.2. El Gas Natural en el Perú

2.2.1 Reseña Histórica

En el Perú, antes de la puesta en marcha del Proyecto Camisea, la industria del gas no presentaba un mayor desarrollo. Previamente a la entrada en explotación de las reservas de Camisea esta industria se desarrolló básicamente en el territorio nacional en dos zonas: La del yacimiento gasífero de Aguaytía, localizado en la selva central, y en el conjunto de yacimientos de gas natural localizados en la costa norte⁶⁶.

⁶³ MENA, Xavier. Ob. Cit. pág. 47.

⁶⁴ *Ibidem*.

⁶⁵ *Ibidem*.

⁶⁶ Regulación del Gas Natural en el Perú, Osinergmin- GART, 2008 página – 53.

2.2.1.1 El Gas Natural en el Norte del Perú.

La primera experiencia respecto de la industria del gas en el Perú, se dio en la ciudad de Talara departamento de Piura cuando Internacional Petroleum Company (IPC) operaba dicho proyecto hasta 1968, fecha en que se nacionalizó dicha empresa.

En Talara, se usa el gas natural, como combustible en la industria y en la generación eléctrica. Es la empresa eléctrica de Piura, la que cuenta con una potencia instalada de 150 MW⁶⁷, para generar electricidad en el sistema interconectado. A la fecha dicho recurso es aprovechado a través del uso de turbinas a gas de ciclo simple. Dicho recurso proviene de la operación off shore ubicado en el zócalo continental al norte del país (lote Z1⁶⁸) operado por BPZ.

Sin embargo, aunque el potencial energético es importante para la región, el desarrollo del mercado ha sido limitado, sustentándose sólo en la producción térmica de electricidad que ha estado restringida por la competencia de las centrales hidráulicas. Los pozos productores, de estos yacimientos, se encuentran cerca de áreas de consumo potencial. Por su cercanía, algunas centrales eléctricas, refinerías, plantas de procesamiento y áreas urbanas utilizan su producción.

Así mismo, los volúmenes de consumo se han mantenido usualmente debajo de los 40 MMPCD. Así, en el año 2003, ascendieron aproximadamente a 23,2 MMPCD. La escasez de la demanda se debe, en parte, a la falta de promoción del uso del gas natural en las zonas aledañas, tanto a nivel residencial,

⁶⁷ Plan Referencial de Hidrocarburos 1999- Ministerio de Energía y Minas página 20.

⁶⁸ Lote Z1 que está ubicado en el Zócalo Continental, en mar territorial peruano correspondiendo a la costa de la provincia de Zarumilla, Tumbes y contra Almirante Villar del departamento de Tumbes y Talara del departamento de Piura.

comercial e industrial y a la falta de inversiones (en la zona sólo hay comprometidas inversiones por US\$ 140 millones)⁶⁹.

2.2.1.2 El Yacimiento de Aguaytía.

El otro caso donde se usa gas natural, es el yacimiento de Aguaytía operado por AGUAYTIA ENERGY, donde dos plantas separadoras de líquidos aprovechan de una forma más integral el gas obteniendo principalmente gasolinas y GLP y el gas seco resultante se utiliza en generación eléctrica y para usos calóricos en refinerías. La producción de Gas Natural de las restantes áreas en explotación es de gas asociado y en volúmenes muy pequeños.

En lo que corresponde al Gas del Yacimiento Aguaytía⁷⁰, podemos decir que tiene efecto en el sistema interconectado porque se genera electricidad a menor costo, operando turbinas de ciclo simple en su central termoeléctrica desde 1998. Lo importante de este proyecto, es que está integrado bajo una misma sociedad dado que se conformó el complejo energético de Aguaytía Energy, el cual realiza las operaciones de separación y fraccionamiento de líquidos del gas natural, la generación eléctrica y el sistema de transmisión eléctrico de Aguaytía Energy de 220 kv.

El Grupo Aguaytia Energy Group cuenta con la infraestructura siguiente: una planta de procesamiento de gas natural; una planta de fraccionamiento de LGN para la obtención de gasolinas y GLP,; una central termoeléctrica de ciclo simple de 172 MW, gestionada por la empresa Termoselva; una línea de transmisión de alta tensión de 220 KV entre Aguaytía y Paramonga, operada

⁶⁹ Op Cit. Página 54

⁷⁰ El campo de gas de Aguaytía Energy, está ubicado en Curimana cerca del río Aguaytía en el departamento de Ucayali aproximadamente a 75 Km. El gas de dicha región fue descubierto en 1961 por Mobil Oil Co del Perú y luego revertió al Estado hasta el año 1993 año en que Maple Gas Corporación obtuvo una licitación Internacional los derechos de explotación. La operación comercial empezó en julio de 1998 con reservas posibles de gas natural de 440 billones de pies cúbicos.

por la empresa Eteselva; así como posee un sistema de transporte en camiones cisterna⁷¹.

2.2.1.3 El Proyecto Camisea.

La industria del gas natural involucra una serie de actividades relacionadas verticalmente que se pueden resumir en cuatro fases: la exploración, la explotación, el transporte y la distribución del gas a los consumidores finales. La característica más importante en esta industria es la prestación del suministro del gas mediante redes de abastecimiento (ductos), diseñadas para atender a una diversidad de usuarios, siendo estas redes exclusivas para el abastecimiento del combustible a través de conexiones domiciliarias a nivel residencial o mediante enlaces a la red principal de distribución para el abastecimiento de la industria⁷².

Es bajo este esquema y al no existir un mercado formado respecto del gas natural, se empezó a desarrollar la industria en el Perú, teniendo sólo dos antecedentes en la industria gasífera peruana. Sin embargo es CAMISEA, el que ha cambiado totalmente el esquema en el mercado de la energía, puesto que ha generado toda una revolución en el cambio de la matriz energética beneficiando a muchas industrias desde la eléctrica hasta la vehicular.

Por ello es importante señalar el desarrollo cronológico del proyecto el mismo que según el cuadro siguiente tuvo la presente evolución.

⁷¹ Op Cit. Página 54

⁷² La Industria del Gas Natural en el Perú, OSINERG, documento de trabajo Nro. 1 Raúl García Carpio y Arturo Vásquez Cordano- 2004 página 14.

Grafico Nro 9. Evolución del Proyecto Camisea: Principales Acontecimientos⁷³

Etapa	Acontecimiento
Jul. 81	Se suscribo el contrato de operaciones petrolíferas por los lotes 28 y 42 con la empresa SHELL
1983 - 1987	Como resultado de la perforación de 5 pozos exploratorios, la empresa SHELL descubre los yacimientos de gas de Camisea.
Mar- 88	Se firma el acuerdo de bases para la explotación de Camisea entre SHELL de PETROPERU.
Ago- 88	E da por concluida la negociación de un contrato con SHELL sin llegarse a un acuerdo.
Mar- 94	Se firma un convenio para le Evaluación y Desarrollo os yacimientos de Camisea entre SHELL y PERUPETRO.
May- 95	SHELL entrega el estudio de factibilidad y solicita a PERUPETRO el inicio de la negociación de un cono de explotación de los yacimientos de CAMISEA.
May- 96	Se completó la negociación y se suscribió el contrato de explotación de los yacimiento de Camisea entre el consorcio SHELL y PETROPERU
Jul. 98	El consorcio SHELL MOBILL, comunica su decisión d no continuar con el segundo periodo del contrato, consiguiente el contrato queda resuelto.
May 99	La comisión de promoción de la inversión privada (COPRI) acuerda llevar adelante un proceso de promoción para desarrollar el Proyecto Camisea mediante un esquema segmentado, que comprende módulos independientes de negocios
May 99	El 31 de mayo de 1999 el Comité especial del proyecto Camisea CECAM, convocó a incurso público internacional para otorgar un contrato de licencia para la explotación de Camisea y las concesiones transporte de liquido y gas desde Camisea hasta la costa y de distribución de de Lima y Callao.
Dic 00	Se suscribe los contratos para el desarrollo del proyecto de Camisea con los consorcios adjudicatarios de los concursos llevados a cabo por el CECAM
Ago- 04	Se inicia la operación comercial proyecto Camisea.

FUENTE: Dammert. (2008)

Sin embargo, a inicio de la década de los 80, la compañía petrolera anglo holandesa Shell, descubrió una importante reserva de gas natural en Camisea⁷⁴, ello a la existencia de la licencia de concesión para la exploración de hidrocarburo (Petróleo) referido a un lote gasífero ubicado en la selva del departamento de Cusco, el mismo que le fuera concedido para realizar la exploración hidrocarburíferas correspondiente.

⁷³ El presente cuadro se obtuvo de Documento de trabajo Nro 23 denominado ¿Qué significa el proyecto Camisea?. Elaborado por Alfredo Dammert Lira y Fiorella Molinelli Aristondo Página 7.

⁷⁴ Las reservas de Gas Natural y condensados de Camisea representan el volumen más importante de gas en el país colocándonos en el cuarto lugar en Sudamérica. Estas reservas están ubicadas en el río Ucayali, en el lado oriental de la cordillera de Los Andes, en el departamento de Cuzco, en el valle del bajo Urubamba, pro.-.l-l., m vancia de La Convención, distrito de Echarate.

Para 1996, el Gobierno Peruano y Shell iniciaron un proceso de renegociación del contrato de licencia que permitiera la explotación del yacimiento, puesto que la licencia había sido otorgada para la explotación petrolera y no gasífera. Sin embargo, asuntos no acordados en esa oportunidad respecto del proceso de renegociación, conllevaron a que en aquel entonces, el consorcio Shell – Mobil, abandonara el proyecto.

2.3. Exploración y Explotación de Gas Natural.

Como hemos señalado líneas arriba, la exploración y explotación de Gas Natural corresponden a las fases del *upstream*. En el Perú, el marco legal para realizar dichas actividades se encuentra en la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Dicha ley prevé *“dos modalidades contractuales a través de las cuales el Estado, a través de Perupetro S.A., puede realizar actividades de exploración o explotación de hidrocarburos”*⁷⁵. Estas modalidades son el Contrato de Licencia y el Contrato de Servicios.

A través del Contrato de Licencia, el Estado le otorga al Contratista *“la autorización de explorar y explotar los hidrocarburos en un área determinada. Mediante dicho acuerdo, Perupetro S.A. transfiere al Contratista el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos por éste, el cual, por su parte, se compromete a pagar una regalía al Estado”*⁷⁶.

Por otro lado, en el Contrato de Servicios, el contratista se compromete a *“llevar a cabo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en una determinada área, recibiendo a cambio una retribución en función a la producción obtenida por la misma”*⁷⁷.

⁷⁵ LICETTI, Jorge y GUARDIA, Giancarlo. “Regulando el cambio de la matriz energética del país: La regulación del Gas Natural en el Perú”. En: Themis Revista de Derecho N° 52, Lima, 2006, pág. 123

⁷⁶ LICETTI, Jorge y GUARDIA, Giancarlo. Ob. Cit., pág. 123-124

⁷⁷ Íbidem.

En el caso de CAMISEA, tenemos que las operaciones se iniciaron en febrero de 2000, cuando se otorga la buena pro al Consorcio formado por Pluspetrol, Hunt, SK, por segmento de producción, planteando la variable de adjudicación al mayor porcentaje de regalías. Así mismo, en octubre 2000 la buena pro se extendió a las empresas Tecgas, Sonatrach, Graña y Montero, por segmento de transporte y distribución pidiendo la variable de adjudicación el menor costo del servicio.

En el Caso de CAMISEA, el objetivo central de la explotación es maximizar la extracción de líquidos a partir del gas obtenido, así como la extracción del gas seco suficiente para satisfacer la demanda interna. El gas extraído corresponde a los yacimientos de San Martín y Cashiriari, denominados también como lote 88 Camisea. En la actualidad representan 8.7 Tera pies cúbicos (TCF) con una recuperación final estimada de 6,8 TCF de gas natural (factor de recuperación 78%) y 411 millones de barriles de líquidos asociados al gas natural⁷⁸.

Dentro del proyecto de explotación, las plantas asociadas son dos:

- Planta de separación primaria (Las Malvinas).
- Planta de separación secundaria: Planta Criogénica.

La primera planta es donde se separan los líquidos asociados del gas natural, efectuándose la separación primaria que divide los condensados y el agua del gas natural. La segunda planta, separa los líquidos restantes del gas natural hecho ello el gas se lleva al ducto principal y se reinyecta el excedente a los reservorios productivos.

Respecto de las reservas, se estima que probadas a diciembre de 2008 son cercanas a los 17 TPC, existiendo reservas no explotadas en la zona noroeste (cercanas a 5 TPC) y en la selva central y sur existe un potencial importante

⁷⁸ Documento de trabajo Nro. 23 Op Cit. Página 11.

cuya magnitud real solo se sabrá con el avance de las actividades de exploración. Se estima un total cercano a los 40 TPC.

Grafico Nro. 10. Reservas probadas a diciembre del 2008

Zona	Probadas al 31.12.08 (TCF)
Noroeste	0,48
Selva Central	0,19
Selva Sur	
Lote 88 (*)	10,70
Lote 56 (*)	3,40
Lote 57 (*)	2,00
Total Pais	16,77

Datos proporcionados por los operadores.

Fuente: MEM

En la actualidad empresas como Petrobras y Repsol se encuentran explorando en la selva peruana en zonas cercanas a Camisea.

El operador de la explotación (Pluspetrol) vende su gas a precio regulado en virtud de la Ley 27133, cuyos precios máximos están previstos en el “Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 88” según este último, su precio depende del destino final que tenga el gas pues existe un tope y Pluspetrol lo aplica.

2.4 El Transporte y la Distribución del Gas Natural.

En la etapa del transporte se busca trasladar el gas, desde el pozo hasta una red principal de transmisión de alta presión, sin duda este proceso tiene características de monopolio natural⁷⁹.

⁷⁹ Como sostienen DAMMERT y MOLINELLI: 1) Existen barreras de entrada debido a la existencia de costos hundidos de los transportadores por las grandes inversiones que se requieren para la instalación de los gaseoductos. 2) Existen economías de escala debido a que la tecnología disponible hace que sea ineficiente la competencia entre transportadores que prestan su servicio en la misma área y 3) la existencia de un único gaseoducto al que

El transporte de gas natural requiere grandes inversiones y mecanismos adecuados de recuperación de inversiones, debido a que es una de las actividades esenciales para llevar los productos al mercado. El medio más frecuente para realizarlo es a través de una red de ductos. En nuestro país el transporte de gas puede darse como prestación de servicios a terceros vía ductos de acceso abierto (concesión), o ductos cerrados (ductos principales, ductos de uso propio, sistemas de recolección).

En lo que implica el proyecto CAMISEA, la etapa del transporte comprende la operación de dos ductos paralelos por parte de la Empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP). El ducto de líquidos que llega hasta la planta de fraccionamiento ubicada en Pisco de 540 km. Y el ducto de gas natural seco que llega al City Gate ubicado en Lurín de 70 km, dicho ducto se subdivide en dos puntos desde Camisea hasta Pampa Río Seco y desde Pampa Río Seco hasta el City Gate.

La distribución también es un monopolio natural, pero puede crear un mercado mayorista y uno minorista, en el primero se pueden crear conductas que impidan el acceso a terceros pero la regulación y las leyes antitrust pueden lograr un equilibrio en el mercado frente a la existencia de amenazas en cuando al abuso de posesión de dominio o ante el ejercicio de poder de mercado.

En el caso peruano, el transporte y distribución de gas natural por ductos se realiza mediante el otorgamiento de concesiones al sector privado, a través de Contratos *BOOT (Build, Own, Operate and Transfer)*. Para el caso de Lima, existe el ducto principal de transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate

inyectan varios productores, hace que se reduzca el riesgo de un corte en la transmisión por la caída de uno o más productores. Estas características se dan tanto en el gaseoducto principal como en los regionales, siendo en estos últimos más fácil reducir los impactos monopólicos del mercado a través del establecimiento de *bypasses* físicos o comerciales los primeros están referidos a la posibilidad de que los usuarios construyan sus propias conexiones al gaseoducto principal asumiendo costos y tarifas de transporte. Los *bypasses* comerciales se relacionan con el acuerdo sobre precios entre productores y consumidores y luego el abono de la tarifa de transporte vigente y de distribución.

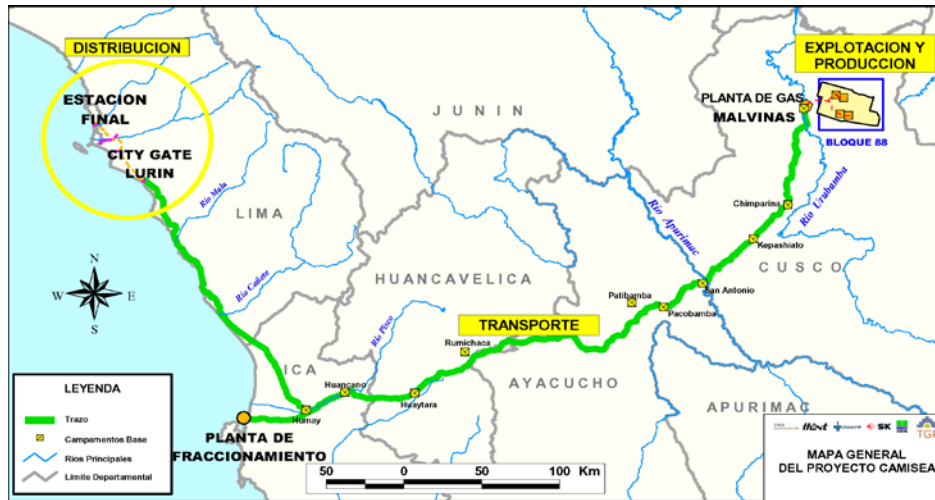
– Lurin y la Distribución de Gas Natural para Lima Metropolitana; los cuales vienen operando desde agosto de 2004. Asimismo, a nivel regional ya se han otorgado las concesiones para la construcción del Gaseoducto Andino al Sur del País; así como la Concesión para la Distribución de Gas Natural en el Departamento de Ica.

La legislación que regula la concesión para el transporte y distribución de Gas Natural, es el *Decreto Supremo Nro. 081-2007 EM- “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por ducto”* donde se señala que se requiere concesión para prestar el servicio de transporte y distribución de hidrocarburos a través de un Sistema de Transporte, sin otorgar exclusividad geográfica ni territorial. Así mismo, dicho reglamento señala que la concesión se otorga por plazo determinado no mayor de 60 años (incluyendo sus prórrogas) ni menor a 20 años, pero dicho plazo puede ser prorrogado por período no mayores a 10 años. Dichos derechos se otorga a través de un concurso o licitación público, o por solicitud de parte y es mediante Resolución Suprema que se otorga el derecho del concesionario.

En la actualidad el uso del ducto para el transporte de gas desde el lote 88, ya no exclusivo de TGP para el mercado interno, ahora también puede servir para la exportación del gas del Lote 56, a cargo del Consorcio Perú LNG, en especial, la tubería que va de la parte de la Selva de Camisea a Pampa Melchorita en Cañete. Si bien el contrato de concesión BOOT de Transporte daba a TGP el uso exclusivo para el ducto por 10 años y para el mercado local, contados a partir de la puesta en transporte. Es decir, en el 2004, tras operación comercial del sistema el mismo cambia por la oportunidad que tiene TGP de renunciar a dicho obligación⁸⁰.

⁸⁰ Diario expreso, abril del 2010. respecto de una afirmación efectuada por el regulador.

Grafico Nro. 11. Rutas del Transporte y Distribución del Gas Natural



Fuente: OSINERGMIN

2.4.1 Problemas en el Suministro y Transporte de Gas Natural.

Es evidente que a estas alturas Camisea, ya presenta serios problemas en el transporte y suministro de Gas Natural, tenemos que en la actualidad el gas de Camisea, sólo está disponible en los departamentos de Lima e Ica. Lo paradójico es que quien vende el gas en boca de pozo es el operador Pluspetrol, formado a la vez por empresas que están interesadas en la exportación de gas.

Así mismo, la gran preocupación actual en la industria del Gas Natural, está enfocada en la capacidad del transporte por ello cabe preguntarse ¿Cuál es el problema al que el demandante de gas se enfrenta en la actualidad? Podríamos decir que son dos distintos (i) ¿Existe o no suficiente capacidad de producción? y (ii) ¿Hay o no hay suficiente capacidad en el transporte?.

Por otro lado, podemos decir que un problema a corto, mediano y largo plazo es la capacidad en el transporte, se sabe que el gaseoducto construido por Transportadora de Gas del Perú (TgP) presenta problemas en su tramo selva y sierra, sin embargo, quienes compran gas para la industria o para la

producción eléctrica no necesitan el gas de forma inmediata, sino que adquieren el bien obligándose a pagar un monto fijo por el cargo denominado reserva de capacidad, ello implica que pagan por el bien, lo usen o no lo usen. A este tipo de compra también se le denomina suministro de gas de tipo firme muy usada por el sector industrial y eléctrico.

El problema se inicio en el 2008, cuando se llenó el ducto, por lo que el regulador y el Ministerio de Energía y Minas tomaron acciones un poco tardías ya que la capacidad contractual llegó a su límite, sin que TgP, estuviera obligada a ampliarlo debido a que la cantidad contratada como firme no requería la ampliación del ducto.

La ampliación tomo un año y medio. Durante este periodo hubo generación eléctrica a gas que no contó con el combustible necesario lo que obligó a encender las antiguas unidades a diésel, con precios exorbitantes por el elevado precio que había alcanzado el petróleo. El racionamiento no se agravó porque la crisis financiera internacional hizo que la demanda eléctrica del SEIN no creciese durante el 2009⁸¹.

En la actualidad, el abastecimiento de gas natural para el mercado interno no está todavía asegurado, pues la demanda interna del Perú ya sobrepasó los 450 MMPC/D que le asigna TgP y pese a la ampliación del gaseoducto de TgP, hasta su límite contractual, las unidades generadoras que no cuentan con el servicio de transporte de gas. Se estima que para todas las centrales térmicas ya instaladas para que pueden operar a plena capacidad requieren una capacidad adicional de transporte de 140 MMPC/D esto último permite saber que la actual demanda de gas para el mercado interno es como de 600MMPC/D⁸².

⁸¹ CARLOS HERRADA Camisea problema de suministro y transporte, Revista Energía y Minas Marzo del 2010 pagina 34..

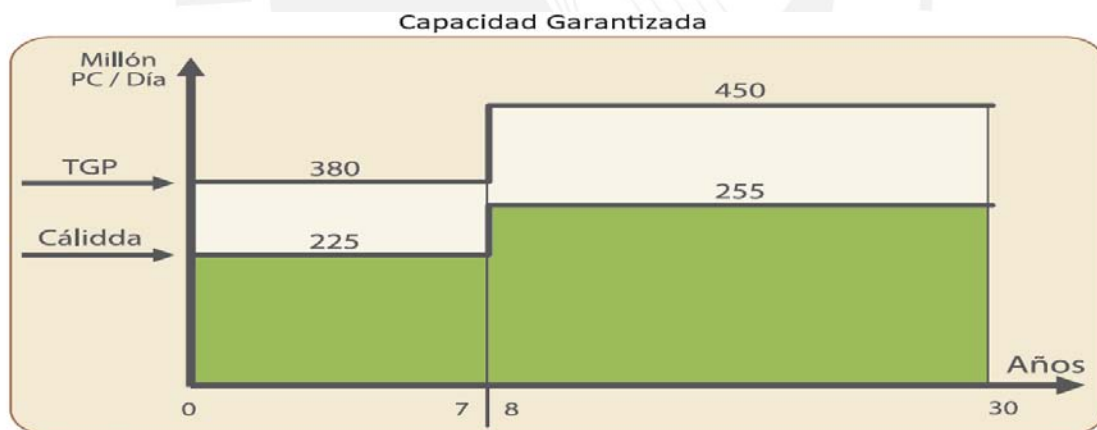
⁸² CARLOS HERRADA, Op. Cit. Página 34

2.4.2 Garantía por Red Principal (GPR).

La "Garantía por Red Principal" o GRP es un mecanismo financiero utilizado por el Gobierno peruano para el financiamiento de la construcción del primer sistema de transporte de gas natural destinado para atender la demanda doméstica.

La Garantía por Red Principal es un mecanismo, contenido en la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, creado por el Estado con el objeto de garantizar los ingresos de la concesionaria del gaseoducto, y permitir el desarrollo del mismo en base a los consumos de energía eléctrica, en forma independiente, tanto de los contratos de largo plazo como de los subsidios cruzados que podrían obtenerse para la realización de un proyecto integrado de transporte y producción de gas natural (campo)⁸³.

Grafico Nro. 12. Esquema de la Garantía por Red Principal.



Fuente: Propia

Esquema de promoción de la GPR, tomado del Libro denominado Regulación del Gas Natural en el Perú. Osinergmin- GART.

Este mecanismo se denomina GRP es pagada por el consumidor final del servicio eléctrico quien según los estudios del Estado, ha recibido los beneficios inmediatos de las tarifas más bajas de la electricidad debido a la

⁸³ Regulación del Gas Natural en el Perú, Op. Cit. Página 121.

generación eléctrica termoeléctrica a base de gas natural. De acuerdo con el numeral 7.6 de la Ley N° 27133, el peaje por GRP se agrega a las tarifas de la Red Principal de Transmisión eléctrica. El pago de este servicio no debe considerarse como un costo sino como un "ahorro compartido", por lo que el usuario comparte una pequeña porción de los ahorros generados en las tarifas eléctricas debido a la posibilidad de que el gas natural es usado como combustible en la generación de electricidad.

En tal sentido se tendría que de acuerdo con este objetivo, la GRP es el contrato tácito entre el concesionario de los ductos y los usuarios eléctricos, a fin de garantizar que el primero provea el servicio de transporte gas natural a firme desde el campo hasta su destino y hasta la capacidad garantizada, comprometiéndose los segundos a pagar los costos del transporte necesario para reunir la capacidad garantizada⁸⁴.

En otras palabras, si un usuario tiene un ahorro en sus tarifa eléctrica S/. 5.00 de forma mensual, ello se debe al beneficio directo del uso de gas natural en la generación, por ello el usuario de ese beneficio deberá abonar S/. 1,00 por el pago de los costos del Concesionario, mientras que los otros S/. 4,00 son ahorros reales que finalmente se trasladan a los usuarios finales.

Sin la Garantía, que posibilitó la construcción y operación de la infraestructura, el usuario no hubiera podido ahorrar dinero e incluso pagarían tarifas más caras debido a la generación eléctrica mediante diesel o petróleo.

La GRP tiene las siguientes virtudes⁸⁵:

- Hace posible el desarrollo del proyecto Camisea, con lo cual la transformación al gas natural ya es una opción viable para el país.

⁸⁴ Op cit. Página 122

⁸⁵ Op cit. Página 138.

- Diferencia las rentabilidades de las actividades productivas de los servicios de transporte de energía, estas últimas de bajo riesgo y con naturaleza de servicios públicos.
- Facilita el desarrollo de gasoductos bajo esquemas de bajo riesgo que trasladan a los usuarios los beneficios de la absorción de tales riesgos (la “opción financiera”).
- Elimina el uso de fondos del Tesoro Público para el desarrollo de infraestructura en gas natural que puede ser solventada por los mismos consumidores, liberando fondos de programas sociales.

El tercer punto es el menos explicado pero el más relevante en el tema, ya que, como su nombre lo indica, la GRP ofrece una garantía de pago al inversionista para un periodo de 30 años y con una tasa de descuento del 12%, tal como se establece en las redes de transmisión eléctrica del sistema principal, las que también gozan de la garantía de recuperación de la inversión.

Debe quedar entendido que el usuario eléctrico siempre paga los costos por el desarrollo de una fuente energética, sea este un costo fijo (transmisión) y/o un costo variable (energía), pero lo que hoy no se comprende claramente es que cuando el usuario eléctrico paga la GRP tiene el derecho a pedir una tarifa del gasoducto igual a la que resultaría si el ducto estuviera lleno (a plena capacidad). Esta situación, denominada la “opción financiera”, conlleva que al final el usuario se beneficie por garantizar dicho pago.

2.4.3 Tarifas y Contratos.

El precio del gas natural ha sido fijado en una tarifa constante a boca de pozo para el consumidor nacional. En cambio, siendo un servicio regulado, el transporte de gas está normado por las llamadas Normas del Servicio, aprobadas por el Decreto Supremo No. 018-2004-EM.

La contratación de capacidad de transporte se realiza a través del *Open Season*, el cual es el procedimiento formal que el Concesionario deberá realizar cada 12 meses (en el caso particular de Camisea, la frecuencia es cada 6 meses), a efectos de asignar capacidad a los interesados que soliciten capacidad en el sistema. Ello supone que en un *Open Season* se oferta transporte firme.

El *Open Season* es el mecanismo que garantiza publicidad, trato equitativo, transparencia y formalidad contractual (el proceso termina con la firma de un contrato de servicio de transporte de gas natural por ductos).

Según las Normas de Servicio, el transporte se puede contratar de dos formas: Por un lado se puede contratar un Servicio Firme, en donde se contrata capacidad y hay un cargo fijo; mientras que por otro lado, el usuario puede contratar un servicio ininterrumpible, en donde se contrata volúmenes transportados y se paga por uso.

Los contratos de gas natural establecen obligaciones al transportista de custodiar el gas (titularidad, responsabilidad de custodia y control), las condiciones de calidad del gas natural (poder calorífico y odorización), las mediciones (estaciones de regulación y medición) y, la forma de facturación por el servicio (plazos, contenidos y formas de reclamo).

2.4.4 Acceso Abierto.

Debido a que los sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos (gas natural, principalmente) constituyen monopolios naturales, se requieren establecer condiciones imparciales y neutrales para el acceso al servicio, de modo tal que se garantice la competencia.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que la distribución de gas por red de ductos es un servicio público debido que su objeto es llegar a una masa de

usuarios (consumidores finales), los cuales en su mayoría deberían ser residenciales. Por el contrario, el transporte de hidrocarburos por ductos no recibe tal calificación, puesto que solo usuarios con altos volúmenes de consumo pueden acceder a la red principal.

El Acceso Abierto es una obligación impuesta por el Estado al Concesionario en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, que exige el cumplimiento de principios, como tratamiento equitativo, publicidad, transparencia, libre concurrencia, entre otros. Sin embargo, también se precisa que en casos de concesiones otorgadas vía licitaciones o concursos, podrán establecerse restricciones al acceso, por razones de promoción, y por períodos determinados (concurrencia limitada).

Sin embargo, existe una restricción legal al libre acceso la misma que está prevista en el segundo artículo del Decreto Supremo Nro. 018- 2004 EM, debido a que le otorga a TgP, exclusividad en el transporte de gas natural del lote 88⁸⁶.

2.5 Los Nuevos Negocios en la Industria el Gas Natural.

A pesar de todos los beneficios relacionados, Camisea es todavía un proyecto centralizado en la demanda de Lima. Esta situación genera descontento en el resto de regiones del país, especialmente en los sectores por donde la tubería transita, principalmente en las zonas más pobres del país.

Alrededor de la red se plantean nuevos proyectos, por ejemplo la petroquímica, la cual se materializaría a través de actores privados. Estos nuevos negocios los mismos que serían increíbles oportunidades para negociar contratos que impliquen que los proyectos sean instalados en los lugares

⁸⁶ **Segunda- Restricciones al libre acceso.-** durante los 10 primeros años contados a partir en la puesta en operación comercial de la concesión otorgada mediante Resolución Suprema Nro. 101- 2000 EM, toda capacidad de la red de transporte del concesionario deberá ser destinada a transportar el gas natural producido por el productor titular del Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del lote 88 , Camisea (...)

deprimidos que permitan paralelamente el desarrollo sostenible y ampliar el bienestar del lugar.

Bajo este nuevo escenario, el gobierno promulgó el 20 de diciembre del 2007, La Ley de Promoción para el Desarrollo de la Industria Petroquímica *“Donde se busca regular el desarrollo de la industria petroquímica a partir de los componentes del Gas Natural, Condensados y Otros Hidrocarburos”*

Declarando de interés nacional y necesidad pública el fenómeno promoción y desarrollo de dicha industria.⁸⁷ Bajo el escenario actual todo apunta que será la brasilera Petrobras, la que dirigirá el desarrollo de dicho proyecto bajo leyes de la oferta y demanda y libre mercado.

Por otro lado existe la Ley denominada Ley de Descentralización del acceso al consumo de gas natural Ley 28849, recomienda a quienes explotan el Gas Natural ver la posibilidad de reducir los precios de este recurso para los consumidores de provincias fuera de Lima y Callao, dejando la posibilidad de una decisión unilateral de las empresas de rebajar o no el precio del hidrocarburo. Entiéndase esta medida como posibilidad de incentivo para el uso del Gas natural para el desarrollo de la industria en las provincias del Perú.

Por otro lado en enero del 2006, Perú LNG y la Dirección General de Hidrocarburos suscribió un convenio de inversión para la instalación, operación y mantenimiento de una planta de procesamiento de gas natural en Pampa Melchorita. Perú LNG, es un consorcio formado por diversas empresas como Perú LNG Company Delaware que tienen el 99 % de acciones y Perú LNG Partner Company Delaware que tiene el 1%. La empresa Perú LNG Company Delaware, está conformada por Camisea LNG (10%), Perú Hunt (40 %), Sk Corporation (30%) y Repsol Exploración (20 %).

⁸⁷ ALBERTO BARANDIARAN GOMEZ, “Camisea y el Fantasma de una Política de Hidrocarburos en el Perú- Fundación DAR Lima Junio el 2008 Pagina 19

Dicho proyecto apunta a exportar el gas del lote 56 de propiedad de Repsol y parte del 88 de Camisea a México y California a través de la planta de licuefacción que operará desde el 2010. Sin embargo, por la existencia de la cláusula 9.6 del contrato de transporte, estaría en peligro el uso del ducto de TgP, para el proyecto de exportación. Según esta cláusula TgP, sólo puede transportar gas del lote 88 hasta antes del 2014.

2.6. Evolución de la demanda del Gas Natural en el Perú.

Camisea es el más grande e importante proyecto de energía en el Perú desarrollado en los últimos años. El acceso a esta fuente de energía no sólo ha minimizado la dependencia de otros hidrocarburos más caros, sino que ha generado el cambio del principal suministrador de los combustibles en el extranjero, pero también ha generado beneficios directos en el medio ambiente, debido a que la fuente de energía es menos contaminante.

El proyecto Camisea generó beneficios reales en el sector de la energía, desde el año 2000. Pues, a partir de esa fecha, la disponibilidad del gas natural de Camisea comenzó a ser considerado para el cálculo de las tarifas de electricidad. Como mencionamos previamente, con Camisea, las tarifas de electricidad fueron inferiores a las previstas antes de iniciado la operación del proyecto. Así mismo, El ahorro en el precio de la electricidad para los usuarios entre mayo de 2000 a diciembre de 2007 se encontraría alrededor de MMUS \$ 1,500 millones, además las evaluaciones económicas más conservadoras estiman que el ahorro sería seis veces mayor durante el resto de la vida del proyecto (2008 -2033).

Para los usuarios actuales de gas natural, hasta diciembre de 2007, el ahorro se encontraría en más de 450 MM US\$ y se estima que el ahorro al final de la

concesión del proyecto alcanzaría unos 7.000 MM US\$. Así mismo, para los usuarios de automóviles, los ahorros se estiman en 5700 MM US\$⁸⁸.

Por otra parte, desde el inicio de las operaciones en agosto de 2004 a diciembre de 2007, el Gobierno ha recibido ingresos de alrededor de 1.000 MM US\$ en función de las regalías y los ingresos fiscales. También se espera que la recaudación de impuestos aumente alrededor de diez veces.

Además, el uso del gas natural contribuye a la mejora de la balanza de hidrocarburos. Si hacemos una comparación real entre la balanza de hidrocarburos a partir de agosto de 2004, con diciembre de 2007, el déficit comercial habría aumentado MMUS \$ 3.000 más en un escenario sin Camisea. (Datos obtenidos de la memoria anual de la empresa TGP).

En efecto, la experiencia previa ha demostrado que el gas natural es un producto comercializable y las industrias como la minería, tienen gran interés respecto al consumo de este combustible para reducir sus costos de producción. Por otro lado tenemos que la economía peruana seguirá creciendo por séptimo año consecutivo. Como se ha señalado recientemente por el FMI, el PBI de Perú creció 7,6% y 9% para 2006 y 2007, y se espera un 0,9 % para 2008-2009 debido a la crisis financiera mundial.

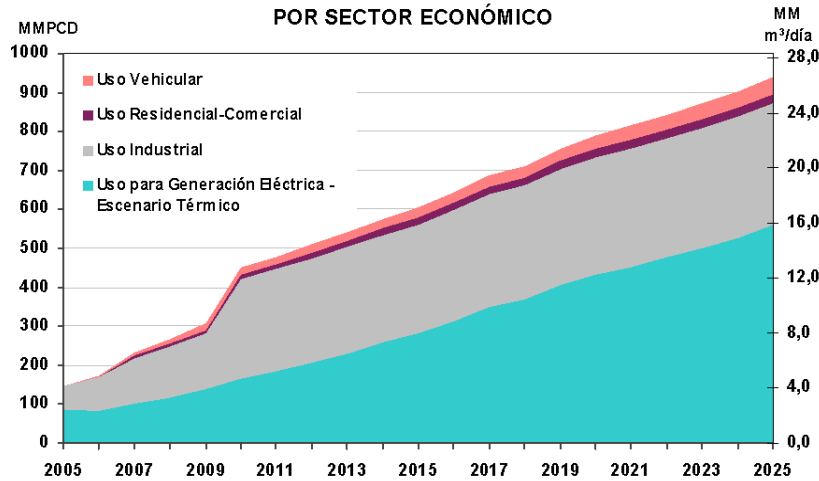
Para el 2016⁸⁹, El Ministerio de Energía y Minas ha identificado cinco mercados para el Gas Natural, El mercado eléctrico, la Industria, La Petroquímica, el Mercado Residencial y el Mercado de Exportación.

Según proyecciones al 2016 la gran demanda estará dada por la exportación del gas lo que implicaría un 56.3 % de la demanda de gas, en segundo Lugar estaría la industria eléctrica con un 40.6% y en un tercer lugar estaría la Industria con un 21.1 %.

⁸⁸ TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ. Memoria Anual 2007. Fuente: CONASEV

⁸⁹ Plan Referencial del Ministerio de Energía y Minas 2007 y 2016 capítulo 2 mercado de Gas Natural. Tomado de la Consultoría elaborada por la Universidad ESAN.

Grafico Nro. 13. Utilizaciones del Gas en distintos Sectores Económicos.



2.6.1 Impacto del Gas Natural en la industria Eléctrica.

En la generación eléctrica el gas natural cumple un rol fundamental al reducir los costos de producción de la electricidad, dado que existe competencia en el mercado eléctrico de corto y largo plazo⁹⁰. Para el mercado eléctrico el largo plazo es de suma importancia debido a que es ahí donde se generan los contratos entre los clientes y los generadores, sin embargo es en el denominado mercado de corto plazo o también llamado mercado spot, la venta de la electricidad se produce a precios calculados por cada hora o fracción luego de producida la operación de acuerdo a costos variable que se generan en la operación.

Así mismo es importante resaltar que la competencia en el corto plazo no es sostenible, ya que los ingresos del generador provienen de los contratos y es mucho más fácil obtener un contrato para un generador que tiene un bajo costo

⁹⁰ Por corto plazo se entiende el periodo en que no se puede cambiar la capacidad instalada menos de un año, mientras que el largo plazo es el periodo donde se toman decisiones de inversión que sí cambian la capacidad de generación y por tanto alteran los costos de la electricidad en el tiempo.

medio total que para otro que tiene uno más elevado. En resumen, la verdadera competencia se da en los precios del largo plazo.

La legislación eléctrica permite que las centrales a gas natural puedan declarar el precio del gas natural para fines del despacho, ya que éstas, por la naturaleza de sus contratos (con el productor y transportista) pueden optar por maximizar la operación.

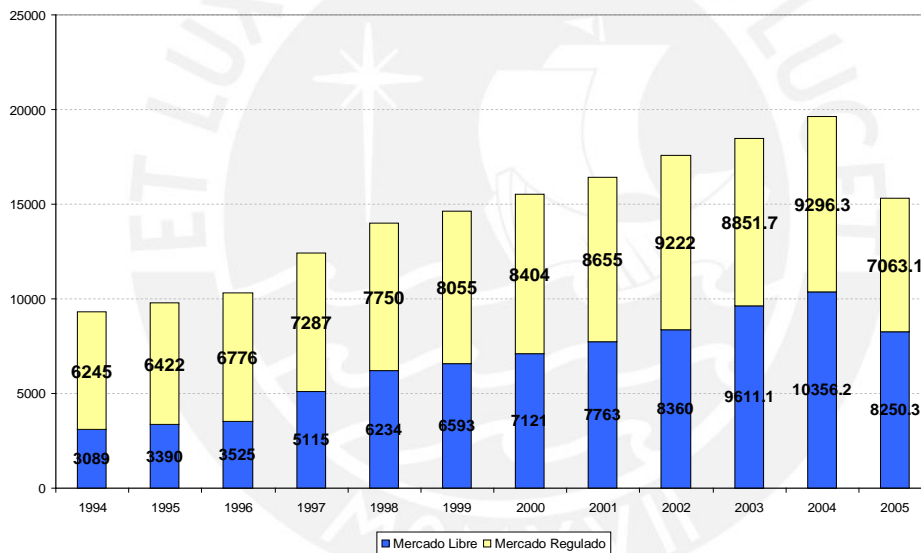
Ahora, cabría la pregunta ¿como impacta el gas natural en la industria eléctrica? Dicho cuestionamiento se puede responder por el hecho de analizar comparativamente el uso de otras fuentes de energía más costosas como el carbón, diesel, diesel residual respecto del uso del gas natural, así tenemos que la tecnología para producir electricidad cumple un rol importante al momento de reducir costos de operación, en tal sentido se tiene que el gas natural puede ser usado en ciclo combinado a gas natural y ciclo simple a gas natural, Turbina de vapor a carbón, el motor diesel a Residual N°6, Motor Diesel a Diesel N° 2 y la turbina de gas a Diesel N°2⁹¹.

⁹¹ Para entender comparativamente el valioso ahorro al usar gas natural se tiene que en el caso de la operación de un Ciclo Combinado a gas natural se aprecia que para producir 1 MWh de energía eléctrica se necesita un volumen equivalente a 3,412 MBTU para generar un rendimiento térmico de 55%. En el caso de la operación de un Ciclo Simple (turbina de gas) operando a gas natural se aprecia que para producir 1 MWh de energía eléctrica se necesita 3,412 MBTU, para obtener un rendimiento térmico de 34%, debido a que se pierde 0,327 MWh (1,115 MBTU) en la formación de vapor de agua producto de la combustión. En el caso de la operación de una turbina a vapor operando con carbón (Poder Calorífico Superior igual a 6 300 Kcal/Kg) se aprecia que para producir 1 MWh de energía eléctrica (equivalente a 860 000 Kcal), se tendría un rendimiento térmico de 39%. En el caso de la operación de un Motor Diesel operando con Residual N°6 (Poder Calorífico Superior igual a 6,222 MBTU/Barril) se aprecia que para producir 1 MWh de energía eléctrica (equivalente a 3,412 MBTU), y considerando un rendimiento térmico de 36%, se requiere 2,955 MWh de energía bruta (10,083 MBTU) debido a que se pierde 0,177 MWh (0,605 MBTU) en la formación de vapor de agua producto de la combustión. En el caso de la operación de un Motor Diesel operando con Diesel N°2 (Poder Calorífico Superior igual a 5,736 MBTU/Barril) se aprecia que para producir 1 MWh de energía eléctrica (equivalente a 3,412 MBTU), y considerando un rendimiento térmico de 37%, se requiere 2,875 MWh de energía bruta (9,810 MBTU) debido a que se pierde 0,173 MWh (0,589 MBTU) en la formación de vapor de agua producto de la combustión. En el caso de la operación de una Turbina de Gas operando con Diesel N°2 (Poder Calorífico Superior igual a 5,736 MBTU/Barril) se aprecia que para producir 1 MWh de energía eléctrica (equivalente a 3,412 MBTU), y considerando un rendimiento térmico de 33%, se requiere 3,224 MWh de energía bruta (10,999 MBTU) debido a que se pierde 0,193 MWh (0,660 MBTU) en la formación de vapor de agua producto de la combustión.

En consecuencia el impacto del uso del gas, se debería ver reflejado en la reducción de las tarifas eléctrica, dado que existe una gran reducción de costos, tanto por el precio del gas como por el uso de tecnologías que hacen factible las operaciones a bajos costos.

En la actualidad con los procesos de conversión y nuevas inversiones las centrales a gas natural de Camisea representan más de un tercio de la capacidad del sistema, ello lo podemos graficar con el siguiente cuadro, el mismo que indica el impacto del gas natural de Camisea en la generación eléctrica.

Grafico Nro. 14. Impacto del Gas de Camisea en la Electricidad.



Fuente: Osinergming – Oficina de Estudios Económicos.

Grafico Nro. 15. Evolución Máxima de la Demanda y Potencia Efectiva

**Evolución de la Máxima Demanda y Potencia Efectiva en el SEIN
(2000 - 2010)**

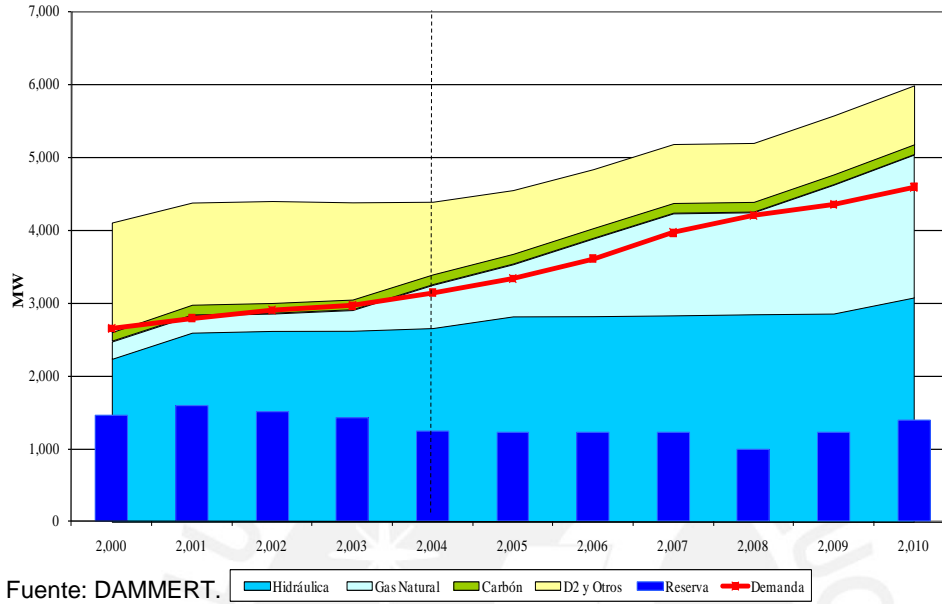
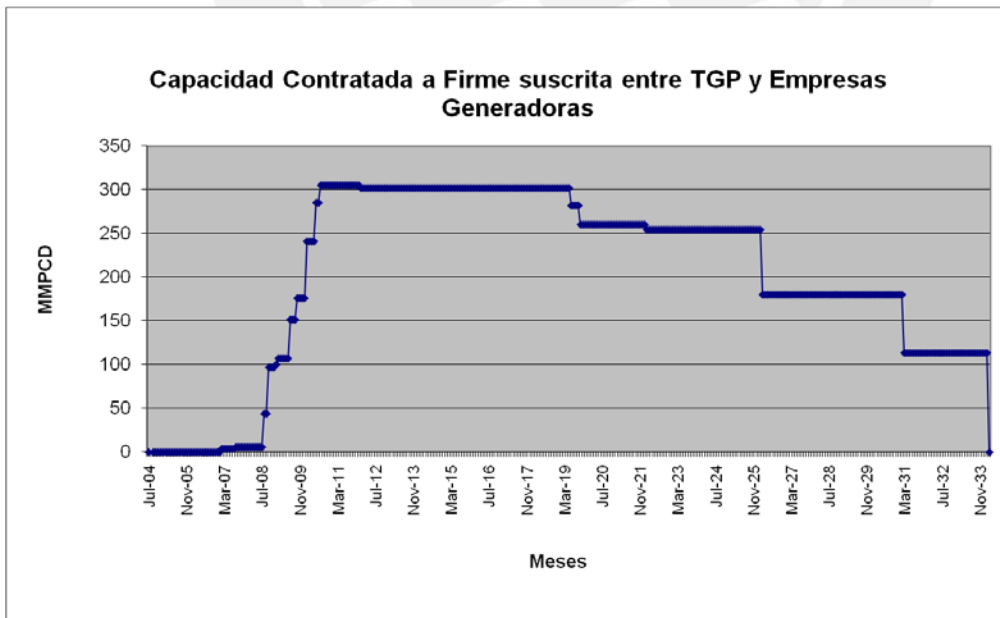


Grafico Nro. 16. Capacidad Contratada y Firme Suscrita entre TGP y las Generadoras.



2.7 Marco Legal e Institucional de la Industria del Gas Natural.

El marco legal general para el desarrollo de las actividades de hidrocarburos se encuentra previsto en la Ley 26221, (Ley Orgánica de Hidrocarburos) que incorporó la figura del contrato de licencia para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, en ello el concesionario es el propietario de los hidrocarburos. Distinto es el Contrato de Licencia, donde el contratista pagará una Regalía al Estado por la explotación de los Hidrocarburos. Respecto al tema tributario, la escala de la regalía va de acuerdo a una escala económica acorde al tipo de yacimiento, este valor implica porcentajes de entre 15 % y 35 % del valor de la producción fiscalizada.

Así mismo, el marco regulatorio del mercado y la industria del Gas Natural se encuentra previsto en la Ley 27133⁹² “Ley de Promoción y Desarrollo de la Industria del Gas Natural” y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nro. 040-99- EM. Así como el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Red de Ductos⁹³ y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos⁹⁴ aprobado por Decreto Supremo Nro. 041-99 y el Supremo 042-99 – EM, respectivamente. De dicha legislación podemos destacar lo siguiente:

- a) Se garantiza el abastecimiento de Gas Natural, al mercado nacional por un horizonte de 10 años, agregándose que si dicha condición se cumple estaría permitida la exportación.

⁹² En este marco legal y su reglamento definen que deben haber precios máximos o topes para el gas natural en los contratos de licencia, así como los mecanismos para garantizar el desarrollo de gaseoductos, base la garantía por red principal (GPR) en la etapa actual de CAMISEA se aplica este reglamento para la determinación por la tarifas por red principal (Ducto de alta presión comprendido entre Camisea y la central térmica de Ventanilla.

⁹³ Este reglamento, define los deberes y derechos de los concesionarios y la forma en que se regulan las tarifas por el servicio de transporte por ductos. Para la etapa actual de Camisea este reglamento no aplica en lo correspondiente a la parte de las tarifas.

⁹⁴ Así mismo el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos establece normas similares al reglamento mencionado anteriormente pero de aplicación exclusiva al gas natural. en el caso de tarifas de distribución, este se aplica para determinar los cargos a cobrar por cada componente no incluido en los otros reglamentos.

- b) Se fijan precios máximos del gas en boca de pozo y se deberá tener iguales condiciones de precios y suministros los usuarios que reciban condiciones equivalentes.
- c) Se establecen medidas de promoción espaciales para los consumidores iniciales (aquellos que adquieren gas antes de la firma del contrato para la explotación y transporte de gas)
- d) Se garantiza ingresos anuales al concesionario de transporte y de distribución en alta presión en el inicio de sus operaciones.
- e) Los sistemas de transporte se entregaran en concesión y operaran bajo la modalidad de acceso abierto no pudiendo recibir los usuarios un trato discriminatorio. El servicio deberá darse sobre una base firme e interrumpida.
- f) Se establece dos categorías de usuarios, el consumidor regulado y el consumidor independiente (grandes consumidores). Para los primeros está previsto que pueden adquirir gas al concesionario o al comercializador. los segundos pueden comprar gas directamente al productor y contratar el servicio de transporte.

Además, el Decreto Supremo 042-99 EM, señala la existencia de exclusividad territorial en el manejo de los ductos, El cargo de distribución incluye un margen de comercialización, que otorga acceso abierto a las redes de distribución y le da carácter de Servicio Público a la Distribución de Gas Natural por ductos.

Complementan a las normas citadas existe el Contrato de Licencia de Explotación, firmado por el consorcio liderado por PLUSPETROL, el Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, firmado con GNLC, los Contratos de Concesión de Transporte de Gas Natural por ductos desde Camisea, hasta el *City Gate* y de Concesión de Transporte de Líquidos desde Camisea a la costa firmado por TGP.

Institucionalmente, corresponde a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH) encargarse de la regulación y normativa de la industria del Gas Natural, así mismo corresponde a PERUPETRO, de sacar a concurso los lotes para su exploración y explotación de los recursos y corresponde a OSINERGMIN, realizar las labores de supervisión y fiscalización contemplados en la legislación respectiva, así como las labores de regulación tarifaria en los niveles de transporte, distribución y comercialización de gas natural.

2.8 Perspectivas de la Industria del Gas Natural en el Perú.

Los resultados positivos y el crecimiento de la demanda de gas natural han motivado que el Consorcio de Camisea decida ejecutar la segunda ampliación de las plantas de Malvinas con el objetivo de incrementar la capacidad de procesamiento de GN (470 MMPCD adicionales de gas seco) y LGN (35,000 barriles adicionales por día) con una inversión de US\$ 490 millones para el 2012. Así, la capacidad de procesamiento de Malvinas llegaría hasta los 1,580 MMPCD de gas seco y 120,000 barriles de LGN por día.

Asimismo, el Consorcio cuenta con un plan de inversiones en exploración en los Lotes 56 y 88 por cerca de US\$516.7 millones (US\$147.7 millones en el Lote 56 y US\$369 millones en el Lote 88) entre los años 2010 y 2014, con la finalidad de obtener nuevos pozos exploratorios a fin de incrementar las reservas certificadas.

Sin embargo, hay que destacar lo que señala CAMPODONICO⁹⁵, que lo prioritario en materia energética es abastecer el mercado interno lo que implica que existan las reservas de gas suficientes. En la medida que eso se cumpla se podrá considerar si se puede no exportar. El mismo autor sostiene que no se analizó en profundidad el hecho de que existe vinculación entre los

⁹⁵ CAMPODONICO, Humberto. La República 17 de Mayo del 2010.

propietarios del lote 88 y los del lote 56 y los de Perú LNG lo cual permite saber si existe algún efecto que distorsione el mercado de gas natural o se restrinja el acceso.

Por último, se tiene un plan de inversiones por US\$635 millones en Cashiriari con el fin de obtener diez nuevos pozos, el incremento de compresión en Malvinas y la construcción de tuberías para conectar los pozos de Cashiriari con Malvinas. Paralelamente, en la actualidad empresas como Petrobras y Repsol se encuentran explorando en la selva peruana esperándose anuncios sobre posibles reservas.

2.8.1 Proyecto Kuntur .

Este consiste en la construcción de un gasoducto con una longitud total aproximada de 1,085 Km desde la Planta de Malvinas en Cusco, hasta las ciudades de Juliaca, Matarani e Ilo, y los puntos de derivación para los sistemas de distribución de gas natural por red de ductos a las ciudades de Quillabamba, Cusco, Arequipa, Moquegua y Tacna.

Este proyecto incrementará la confiabilidad del sistema nacional de suministro de gas natural por tratarse de un ducto independiente del existente. Sin embargo existen problemas relacionadas a las reservas probadas del lote 88, que puedan garantizar la viabilidad del proyecto donde se encuentra involucrada inversiones como la de la empresa estadounidense Conduit⁹⁶.

Así mismo en dicho proyecto se espera la participación de cinco regiones quienes están sumamente interesadas de participar en dicho proyecto.

⁹⁶ Dicho proyecto está liderado por la empresa Conduit, sin embargo se está viendo la posibilidad de compartir inversiones con la empresa Obedrecht y Petrobrás. La primera de ellas ya ha firmado una carta de intención con la empresa estadounidense para la adquisición del 51 % de acciones.

SECCIÓN III

EL CONTROL DE FUSIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO Y LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL.

En las secciones anteriores hemos desarrollado la estructura y evolución tanto del Mercado Eléctrico como el de Gas Natural, hemos establecido que es importante la existencia de competencia en el Sector Eléctrico, en tanto el mecanismo de precios activado por la pluralidad de competidores rivales en el mercado permitirá alcanzar un mayor nivel de bienestar social; así mismo hemos evaluado la importancia de la introducción de una nueva fuente de combustible para la mejora de la matriz energética del país. Así como hemos explicado los beneficios que genera el uso del gas en la economía de los usuarios y empresas.

De igual forma, hemos visto como la industria del gas natural y el mercado eléctrico se encuentra íntimamente vinculada. En efecto, el gas se ha convertido en una de los principales insumos para la generación eléctrica, el cual debido a sus bajos costos frente a otros combustibles, ha generado un desplazamiento en el uso de otros tipos de combustibles usado en la generación de electricidad, tales el diésel, carbón, recursos hídricos etc.

La Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico⁹⁷ estableció un mecanismo de control de fusiones basado en la participación de las empresas en el mercado de la electricidad. De acuerdo con esta Ley, se encuentran sujetas a evaluación previa todas las operaciones de concentración que involucren directa o indirectamente a empresas que desarrollan actividades de

⁹⁷ Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, N°26876, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 08 de octubre de 1998.

generación, transmisión y distribución de energía eléctrica estableciendo que *“la importancia del análisis reside en evaluar en qué medida un control de concentraciones, de fusiones, en este acto, permite que se generen eficiencias productivas y de asignación”*⁹⁸. En esta sección exploraremos los principios teóricos que respaldan la existencia de este mecanismo de control y analizaremos los resultados de su aplicación en el mercado eléctrico peruano, proponiendo que dicho mecanismo sea extendido al mercado de gas natural en sí, como entre posibles fusiones que pudiesen existir entre empresas del Mercado Eléctrico y Gas Natural.

Sin embargo, dicho control de fusiones no ha considerado la posible concentración de poder de mercado en ambas industrias, las cuales se encuentran estratégicamente vinculadas. En un contexto, en donde se presenta un racionamiento energético debido a la falta de capacidad del sistema de transporte de gas natural para abastecer la demanda y en donde se cuestiona la existencia de reservas de gas para atender el consumo interno, tenemos que resulta necesario establecer si existe riesgo efectivo en la fusión o control de empresas de ambas industrias.

3.1. Antecedentes.

En el Sector Eléctrico, la gran evolución de la industria, estuvo enfocada en la desintegración de las estructuras del mercado (generación, transmisión y distribución). Las reformas han consistido en el reemplazo del monopolio estatal verticalmente integrado en todas sus etapas en un esquema de operadores privados y mecanismos de competencia en los segmentos de la industria en los que la condición de monopolio natural, no existe en generación como en comercialización. La promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) limitó la posibilidad de la existencia que un

⁹⁸ LITUMA, Luis & VAN GINHOVEN, Sandra. El control de fusiones en un Contexto de Integración Regional. En: Boza, Beatriz, et. Al. The Role of the State in Competition and Intellectual Property Policy in Latin America: Towards Academic/Audits of Indecopi, Lima 2000. Pág. 207

mismo titular opere los cuatro segmentos del mercado incluyendo la comercialización.

En su origen la Ley de Concesiones Eléctricas, no preveía la existencia de concentraciones horizontales fusiones generador- generador o el hecho que un grupo económico adquiera por medio de terceros empresas que desarrollan actividades de generación, transmisión o distribución de forma simultánea. Sin embargo con el Decreto Supremo Nro. 27- 95- MITINCI, se pudo subsanar de alguna manera los vacíos dejados por la Ley de Concesiones Eléctricas considerando como infracción a la libre competencia las concentraciones generadas a partir de las fusiones de una empresa eléctrica cuya posición sea dominante en el mercado.

Con la promulgación de la Ley 26876, Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, se prohibió los actos de concentración vertical y horizontal que generen efectos de daño o restricción de la libre competencia y concurrencia de actores en la industria eléctrica. En 1998 se aprobó el reglamento de la Ley Antimonopolio, Decreto Supremo Nro. 017- 98- ITINCI pero no es hasta el año 2002 que se promulgó el nuevo reglamento contenido en el Decreto Supremo 087- 2002- EF donde se prohibió actos de concentración producto de procesos de promoción de la inversión privada en las empresas del Estado.

3.2. Integración Empresarial.

Se puede denominar integración o concentración de empresas a las uniones estables o de largo plazo entre empresas que implique la pérdida de independencia de éstas a favor de la unión⁹⁹. La fusión es la forma clásica y más completa de lograr la unión estable de dos empresas. Por medio de un

⁹⁹ QUIROGA, María y RODRÍGUEZ, Miguel. "La Concentración de Empresas y la Libre Competencia" Fundación Bustamente de la Puente 1997- Editorial Cuzco, Pág. 90.

contrato de fusión dos o más empresas se integran jurídicamente y devienen en una sola¹⁰⁰.

También constituyen supuestos de integración de empresas¹⁰¹ las adquisiciones, las transferencias de activos, los Joint Ventures y, en general, todas las relaciones de largo plazo entre empresas¹⁰².

En el caso de las adquisiciones de empresas, éstas se producen cuando una empresa adquiere la mayoría de las acciones de la otra, quedando esta última bajo el control de la primera; o cuando un mismo grupo económico adquiere la mayoría de acciones de dos empresas que originalmente no tenían ninguna vinculación¹⁰³.

La regulación está dirigida a la conducta de los agentes para afectarla utilizando reglas que la influirán en el futuro. Sin embargo sostiene DAMMERT¹⁰⁴, que la desregulación de mercados no siempre generará la aparición de competencia de manera instantánea. Ciertas posiciones monopólicas son resultado de prácticas regulatorias anteriores que promueven nuevas conductas anticompetitivas, como por ejemplo las fusiones, las cuales se admiten en un momento y se les imponen condiciones para su acción futura sin que con esto se defiendan verdaderamente la competencia.

Sostiene DAMMMERT, que en la industria del gas las prácticas anti competitivas se presentan por el lado de la oferta, debido a las posibilidades de integración que ocurren en las etapas de transporte y distribución. Ello debido a que en la etapa de transporte se limita el acceso de más

¹⁰⁰ QUIROGA, María y RODRÍGUEZ, Miguel. Ob. Cit. Pág. 90.

¹⁰¹ Por otro lado, la concentración de un conglomerado ocurre entre empresas que no comparten el mismo mercado, ni pertenecen a la misma cadena productiva, pero la unión de empresas distintas da como resultado la formación de un grupo económico.

¹⁰² LITUMA, Luis & VAN GINHOVEN, Sandra. Ob. Cit., pág. 203

¹⁰³ QUIROGA, María y RODRÍGUEZ, Miguel. Ob. Cit. Pág. 93.

¹⁰⁴ DAMMERT, Alfredo y MOLINELLI, Op. Cit. Página 20- 21.

competidores a través de prácticas como el deterioro en la calidad del servicio, la distorsión de tarifas, la alteración de los registros de capacidad disponibles o la obstaculización de los planes de expansión de redes¹⁰⁵.

3.2.1. Aumento o Creación de Poder de Mercado.

El cuestionamiento de las operaciones de fusión recae sobre la posibilidad que originen o aumenten el poder de mercado la nueva empresa fusionada, para lo cual debe conocerse¹⁰⁶:

- a. El mercado relevante, que según Tarziján, *“es la instancia donde confluyen un conjunto de productos que, como substitutos, se afectan significativamente”*.¹⁰⁷
- b. Las firmas que participan en el mercado relevante.
- c. La concentración y su cambio.
- d. Los factores dentro del mercado relevante que pueden afectar la probabilidad del aumento o creación de poder de mercado.

Al respecto, debemos tener en consideración que *“un menor grado de concentración con innumerables firmas en el mercado no es sinónimo de un mercado perfectamente competitivo, de un menor precio y que produzca asignaciones más eficientes, sino todo lo contrario puede indicar un mercado*

¹⁰⁵ Op. Cit. Página 21.

¹⁰⁶ D'AMORE, Marcelo. Estándares de Intervención en los Regímenes de Control de Fusiones. Asociación Argentina de Economía Política. Texto Disponible en: www.aaep.org.ar/espa/anales/pdf_98/damore.pdf. (visitado el 13.11.08)

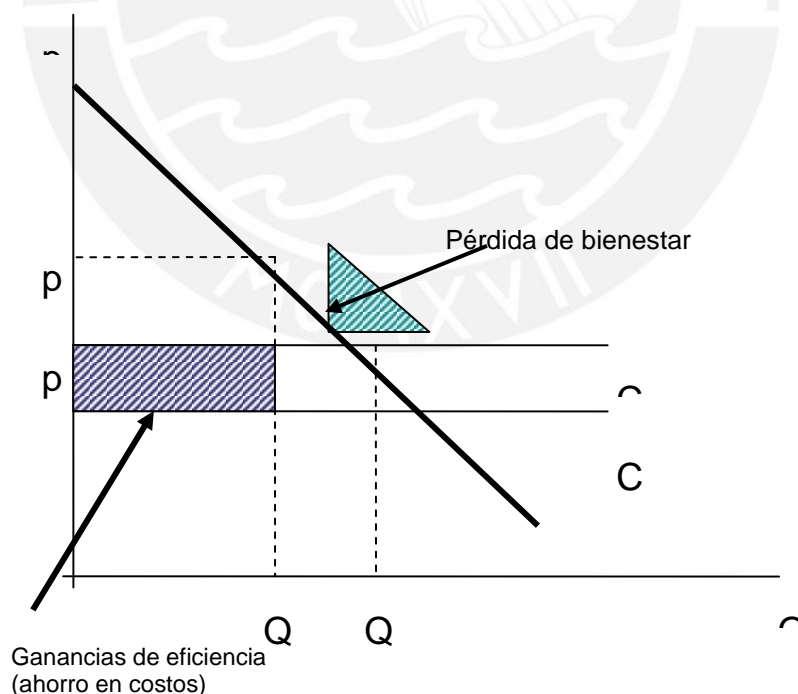
¹⁰⁷ Asimismo, el autor señala que *“Si ante una baja en el precio de un producto no incluido en el ámbito de la definición inicial de mercado, es relativamente fácil para los consumidores cambiarse a él, entonces la definición de mercado debe ampliarse para incluir ese producto. Según esta conceptualización, dos ubicaciones o áreas geográficas pertenecerán a un mismo mercado si un aumento en el precio de un producto en una de estas ubicaciones o áreas provoca un aumento “significativo” en la cantidad demandada del mismo producto en la otra ubicación. Finalmente, el mercado relevante para el producto de una empresa X estará definido por la intersección de las variedades de producto sustitutas del producto de la empresa X, y por las ubicaciones geográficas donde se ofrezcan esas variedades que sean sustitutas con las ubicaciones geográficas en que se ofrece el producto de la empresa X”*. TARZIJÁN, Jorge & PAREDES, Ricardo. Organización Industrial para la Estrategia Empresarial. Prentice Hall, Segunda Edición. Pág. 71

con distorsiones y precios altos”¹⁰⁸. Es decir, la mera confluencia de muchos actores no garantiza que un mercado sea competitivo y eficiente puesto que siempre existe la posibilidad de colusión.

En ese sentido, coincidimos en que “Las fusiones no son esencialmente anticompetitivas dado que cobra especial importancia la generación de economías referidas al desempeño económico. (...) Por esto es necesario contraponer estas eficiencias con los mayores niveles de concentración o poder de mercado generados”¹⁰⁹.

Como resultado de un proceso de concentración puede aumentar el poder de mercado de la empresa pero también lograrse eficiencias productivas como se grafica en el siguiente esquema.

Gráfico Nro. 17 Efecto de las Concentraciones



Fuente: Williamson (1968)

¹⁰⁸ TELLO, Mario. Ob. Cit. Pág. 36

¹⁰⁹ LITUMA, Luis & VAN GINHOVEN, Sandra. Ob. cit. Pág. 207

3.2.2 Indicadores de Concentración.

La concentración del mercado comprende el estudio de las firmas que actúan en él, así como el grado de participación que tiene cada una de ellas, para lo cual se utilizan distintos mecanismos.

De acuerdo con los *Horizontal Merge Guidelines*, las concentraciones que generan un IHH inferior a 1,000 deben ser aprobadas mientras que concentraciones con IHH entre 1,000 y 1,800 (concentración moderada) o superior a 1,800 (alta concentración) deben ser revisadas con mayor detenimiento si el incremento en el índice supera los 50 puntos¹¹⁰.

Así mismo señala GALLARDO y DÁVILA¹¹¹:

“Que el umbral alternativo de los Horizontal Mergers Guidelines y particularmente útil para el caso peruano, ha sido propuesto por Joskow (1995) quien sugiere que los mercados relevantes (del sector Eléctrico) sean considerados de “bajo riesgo” para el desarrollo de prácticas colusorias cuando el IHH post concentración calculados usando como variables la capacidad de generación y la energía disponible de las empresas sea mayor o igual a 2,500”

Además dichos autores señalan que

“La propuesta de Joskow es particularmente relevante porque, consistente en la implementación de competencia en el sector eléctrico, se pregunta a partir de que umbral la concentración puede afectar el cambio de un sistema de precios regulados a un esquema basado en precios determinados por el mercado”.

¹¹⁰ Anexo Nro. 2 resume los umbrales de concentración considerados en los Horizontal Mergers Guidelines. Tomado como referencia por GALLARDO, José y DAVILA, Santiago, en “Concentraciones horizontales en la actividad de generación Eléctricas: El caso Peruano. Documento de Trabajo Nro. 2 Osinergmin Página 29.

¹¹¹ GALLARDO, José y DAVILA, Santiago. Op. Cit. Página 30.

Sin embargo, según GARCIA¹¹², quien manifiesta que el HHI, ignora algunos factores que en el sector eléctrico son particularmente importantes como:

- **La elasticidad de la demanda.** Una demanda extremadamente inelástica en el corto plazo implicará que el margen entre los precios y los costos marginales crezca en una proporción importante.
- **El estilo de Competencia.** El HHI es consistente con un tipo de competencia a lo Cournot (cantidades). Sin embargo, en mercados eléctricos puede ser que la decisión de producir menos genere incentivos en los otros generadores a producir más. Adicionalmente, en las subastas muchas veces se tienen que ofrecer funciones de oferta ante diferentes niveles de demanda. Por último, en algunos casos puede haber competencia en precios (Bertrand).
- **Existencia de Mercados de Contratos.** Estos pueden reducir el efecto de la baja elasticidad y el poder de mercado en el mercado spot; reduce los incentivos a abusar del poder de mercado (Green; 1999), lo cual debe tenerse en cuenta en la elaboración del HHI.
- **La Extensión Geográfica del Mercado.** El tamaño del mercado en los sistemas eléctricos dependerá muchas veces de las restricciones de transmisión existentes.

¹¹² GARCIA, Raúl, en XII Curso de Extensión Universitaria sobre Políticas de Competencia y Propiedad Intelectual 2010 “Aspectos Económicos del Mercado Eléctrico y el Mecanismo de Control de Concentraciones y Fusiones”.

3.3. El Control de Fusiones.

Existe control de fusiones por cuanto, el Estado “*asume que una concentración de empresas, al implicar una disminución en el número de agentes económicos, puede llevar a reducir la competitividad del mercado a niveles poco saludables*”¹¹³. En consecuencia la nueva unidad empresarial puede obtener poder de mercado o fortalecer su posición de dominio, por lo que el objetivo del control de fusiones es la protección de la libre competencia y no de los competidores¹¹⁴.

En ese sentido, el análisis de concentración está orientado a evitar situaciones en las que dicha operación se traduzca principalmente en un incremento del poder de mercado de la empresa resultante sin traslado de eficiencias o beneficios en favor del consumidor.

Los regímenes de control de fusiones se han basado principalmente en dos estándares: Para el Régimen Norteamericano, la fusión puede constituir un acto que aumenta o crea un poder de mercado que puede ser ejercido unilateralmente por la firma fusionada o puede propiciar la colusión ante la mayor concentración; mientras que para el Régimen Europeo, el control de fusiones busca evitar que la fusión sea un acto que genere o fortalezca una posición dominante¹¹⁵. Así tenemos que:

¹¹³ SATTLER, Verónica. “Contra el Control de Fusiones”. Revista Economía y Derecho. Lima, 2005 Pág. 79.

¹¹⁴ Para Sattler: “(el) control de fusiones supone la intervención e interferencia del Estado en la libre transferencia de acciones y bienes de capital, dicha intervención encuentra sustento en la existencia de un interés público superior a la libertad contractual de las partes “intervinientes” en la operación. Este interés público se explicaría en la necesidad de mantener una estructura de mercado competitiva que permita que los consumidores reciban los beneficios que la libre competencia genera, así como prevenir el abuso de la posición de dominio de la entidad que resulte luego de la operación de concentración”. SATTLER, Verónica. Ob. Cit. Pág. 74.

¹¹⁵ D'AMORE, Marcelo. Estándares de Intervención en los Regímenes de Control de Fusiones. Asociación Argentina de Economía Política. Texto Disponible en: www.aaep.org.ar/espa/anales/pdf_98/damore.pdf.

“un control de fusiones puede ser considerado como un instrumento complementario a la regulación de conductas si se considera que las empresas que ven incrementada su participación en el mercado son proactivas a abusar de su posición de dominio o a realizar prácticas que limitan, impiden o falsean la competencia”¹¹⁶

Sin embargo, cabe la pregunta de si ¿es posible la existencia de fusiones en mercados regulados?; o si ello ¿Constituye una sobre regulación por el hecho de contralar fusiones en mercados regulados?, o ¿Es necesaria para que exista competencia en diferentes segmentos y en un futuro se pueda desregular? O ¿Es que el control de fusiones es percibido por los inversionistas como un riesgo a su inversión?.

Es importante señalar que el control de fusiones es factible en todo tipo de mercado, debido a que constituye una herramienta para la libre competencia, mas aun existen mercados regulados que son altamente competitivos (generación y distribución eléctrica) Sin embargo, el control de estructuras funciona ex ante como mecanismo que salvaguarda la competencia dentro de mercados regulados y no regulados, por ello tenemos que a mayor concentración existe mayor riesgo de colusión o practicas anticompetitivas.

Por otro lado consideramos, que no constituye una sobre regulación el hecho de plantear la existencia de un control de fusiones en un mercado regulado, debido a que los instrumentos regulatorios difieren en su naturaleza a las herramientas usadas por la competencia para defender el acceso a los mercados, mucho menos que cuando el control de fusiones es usado en todas partes del mundo desde Estados Unidos hasta la Unión Europea y valga la observación en ninguno de esos países existe menos inversión por que las actividades económicas se encuentran controladas cuando se quieren fusionar vertical u horizontalmente.

¹¹⁶ LITUMA, Luis & VAN GINHOVEN, Sandra. Ob. Cit. Pág. 207

Finalmente, como sostiene GALLARDO y DAVILA¹¹⁷, frente a las propuestas hechas por la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía respecto de si existe disyuntiva entre un control de conductas y un control de Estructuras, cabe señalar que:

“La propuesta de la SNMPE plantea que un país debe escoger entre estos dos tipos de control de fusiones lo cual implícitamente sugiere que ambos controles son sustitutos. (...) este argumento es erróneo y desvirtuado por la amplia experiencia en otras economías y por las propias características del sector eléctrico. Los controles de conducta y de estructura pueden ser más bien vistos como complementarios que como sustitutos. En ese sentido la evidencia internacional muestra, primero, que países desarrollados como Estados Unidos, Inglaterra, y España (...) utilizan algún tipo de control de concentraciones y segundo, que los controles de estructuras son mas estrictos en los países institucionalmente mas frágiles.”

3.3.1. Integración Vertical.

Según Fernández Baca, la integración vertical se refiere *“a aquellas empresas que participan directamente en dos o más de las etapas de producción de un determinado bien o servicio”*¹¹⁸ donde la decisión de integrarse verticalmente radica en *“las posibilidades de asegurarse un aprovisionamiento adecuado de los insumos, o una distribución satisfactoria del bien o servicio final, así como de los incentivos para invertir e innovar en activos físicos o humanos”*¹¹⁹.

En el mercado eléctrico la integración vertical es una forma de organización industrial. Bajo este esquema las empresas encuentran incentivos en la reducción de costos de transacción, como son la búsqueda de información

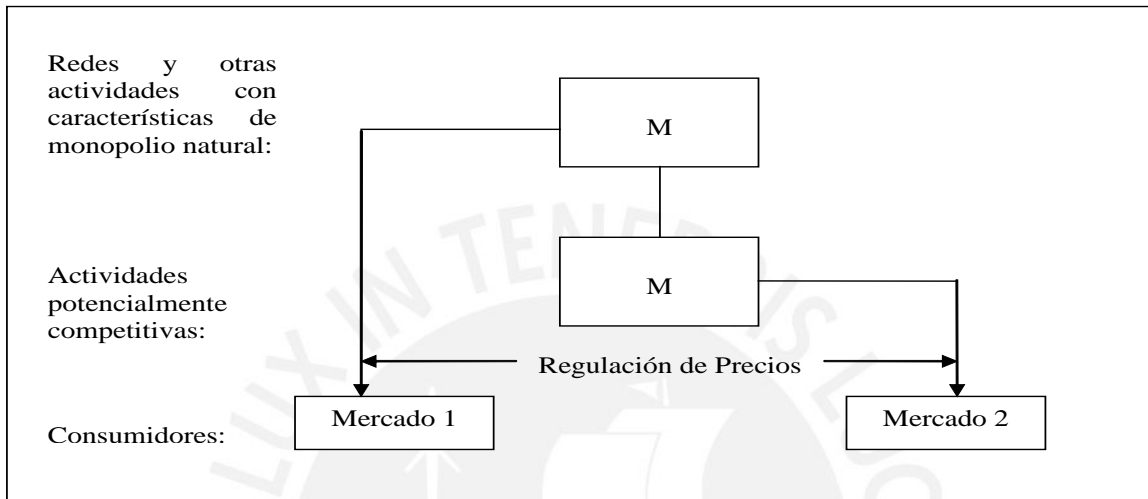
¹¹⁷ Gallardo Y Dávila Op. Cit. Página 19.

¹¹⁸ FERNÁNDEZ BACA, Jorge. Ob. Cit. Pág. 220.

¹¹⁹ Ibídem.

sobre precios y productos, el problema de agencia y la reducción de los costos de coordinación¹²⁰.

Gráfico Nro. 18 Monopolio Verticalmente Integrado.



Fuente: Armstrong (1994)

Távora y Diez Canseco, señalan que las fusiones verticales pueden justificarse por consideraciones de eficiencia de manera mucho más clara y en los hechos son los que menos problemas han generado a la competencia¹²¹.

De igual modo, Santivañez señala que ningún acto de concentración que involucre actividades de distribución y transmisión eléctrica dentro de un mismo o diferente sistema interconectado, pueden por sí mismos disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia, puesto que se trataría de mercados separados que no están vinculados geográficamente¹²².

El mismo autor señala que si la fusión se generará dentro de un mismo sistema interconectado tampoco se produciría un perjuicio debido a los siguientes fundamentos:

¹²⁰ TARZIÁN, Jorge & PAREDES, Ricardo. Ob. Cit. Pág. 30-34.

¹²¹ TÁVARA, José y DIEZ CANSECO, Luis. "Estabilizando el Péndulo Control de Fusiones y Concentraciones en el Perú" en THEMIS Nor. 47 Pág. 170.

¹²² SANTIVAÑEZ, Roberto. "Ob, cit., pág. 140.

- a) Respecto del suministro a usuarios de servicio público no existe competencia, por tanto la concentración deviene en irrelevante.
- b) Respecto de los servicios de transporte y transformación tanto a nivel de transmisión como de distribución existen obligaciones de permitir el libre acceso a los demás operadores.
- c) Respecto al suministro de clientes libres, en este caso la concentración podría permitir una reducción de costos de transporte y transformación de sistemas secundarios.

Sin embargo creemos, que ello no es del todo cierto, debido a que existen problemas serios en las redes de transmisión y en el acceso a ellas, ya que muchas veces “*per se*” no es permitido acceder a las redes monopólicas, sino que priman ciertas restricciones para quienes solicita dicho acceso. En tal sentido un control de fusiones *ex ante* nos puede ayudar a mejorar el control para el acceso a las redes, es decir no se busca que el control de estructuras supla a la regulación¹²³ en su función tuitiva del mercado, sino que el mismo instrumento sirva como herramienta de medición de la concentración a efectos de identificar y evitar futuras restricciones en el acceso a las redes tanto de transmisión o distribución sea de electricidad o gas natural.

Tenemos que en todo mercado lo que se conoce como paradigma de estructura – conducta y desempeño deviene en un esquema de condiciones básicas, estructuras de mercado y comportamientos de los diversos actores en un mercado determinado, que nos permite saber que a mayor concentración existe mayor riesgo de colusión. Sin embargo es importante responder la pregunta respecto de ¿Que es mejor aplicar un control de fusiones para defender el acceso a las redes o aplicar la regulación como instrumento de

¹²³ ZEGARRA, Diego “La regulación como técnica de intervención administrativa” Derecho & Sociedad Nro. 23- Página 52. *El mismo que sostiene: Regulación es el conjunto de técnicas de intervención pública en el mercado y que por la dinámica del sector económico, pone una intervención continua de los poderes públicos respecto de la actividad y el comportamiento de las empresas.*

acceso? Creemos que el control de estructuras es una herramienta de la competencia y es la competencia la llamada a defender el acceso en los mercados, debido a que la regulación, como bien señala QUINTANA¹²⁴, es la limitación que impone el Estado sobre la discrecionalidad que pueden ejercer las firmas o los individuos y que está soportada por la amenaza de una sanción. Así mismo el mismo autor señala que:

“La regulación económica actúa – y así se entenderá- cuando el mercado no puede lograr una asignación eficientes de recursos a través de la interacción de la oferta y la demanda de bienes, en otras palabras, cuando la competencia no es suficiente para lograrlo o cuando no puede abrirse paso dadas las características del mercado. Así lo común es que las actividades productivas sean supervisadas mediante la política de competencia y, excepcionalmente controladas vía la regulación económica”.

En tal sentido al ser el control de estructuras un instrumento de la competencia, sería ésta la herramienta mas indicada para usarla en defensa de la competencia y que a la vez permitir el acceso a redes al avizorarse una posible concentración del mercado (gas o de electricidad) en lugar de usar la regulación ya que ella en todo momento trata de simular los efectos que negar la competencia y en tal sentido constituye un segundo mejor frente a esta.

De otro lado OSINERGMIN, considera que el control de fusiones es necesario, primero por que el Sector Eléctrico está caracterizado por costos hundidos (generadoras hidráulicas, líneas de transmisión) y una alta incertidumbre (hidrológica, política). Segundo, por que el control de estructura (ex ante) es complementario del control de conductas (ex post), tal como se practica en numerosas economías , tercero por que el uso de estadísticas no es adecuado para ver la relevancia si es que no se tiene en cuenta la pérdida de bienestar. El control debe estar diseñado para prevenir sólo fusiones que pueden tener

¹²⁴ QUINTANA, Eduardo “Es la política de competencia supletoria a la de la regulación de telecomunicaciones” – Página Ius Et Veritas Nro. 27 Página 95- 96.

efectos dañinos sobre la competencia y cuarto porque la fragilidad institucional favorece las políticas de competencia¹²⁵.

3.3.2.- Integración Horizontal.

Las concentraciones horizontales consisten en uniones entre productores y proveedores de un mismo tipo de bien o servicio y que participan en un mismo mercado, dicho concepto participa de dichos matices, donde no se requiere necesariamente que los bienes sean idénticos; si no que basta que puedan ser sustitutos el uno del otro. Estas transacciones pueden tener implicancias positivas y negativas¹²⁶. Dentro de los beneficios de las concentraciones horizontales podemos mencionar las siguientes:

- Desarrollos de economías de escala y de ámbito.
- Especialización de plantas o fábricas de productos.
- Disminución de los costos de producción conducentes a una baja en los precios.
- Disminución en los costos de distribución y aumento de la calidad del producto.

Sin embargo no siempre las fusiones horizontales serán beneficiosas, ello explica la existencia en muchos países de normas restrictivas tendientes a evitar los potenciales efectos perniciosos de la transacción. Entre los posibles efectos adversos de una fusión horizontal encontramos:

- Excesiva concentración en el mercado lo que hace de el un ambiente menos competitivo y

¹²⁵ GARCIA, Raúl, en XII Curso de Extensión Universitaria sobre Políticas de Competencia y Propiedad Intelectual 2010 Op. Cit.

¹²⁶ LIZANA, Claudio y PAVIC, Lorena "Control preventivo de fusiones y adquisiciones frente a la legislación antimonopolios" *Revista Chilena de Derecho* Vol. 29 Nro. 3 Sección Estudios (2002) Página 509.

- Posible aumento de poder de mercado de la empresa resultante con posterioridad a la fusión. Este quizá sea el mayor peligro que puedan presentar las fusiones en el mercado, ya que como resultado de ella; la empresa resultante logra una alta participación en un mercado, ello puede traducirse en conductas monopólicas o en un incremento de precios en mercados monopólicos.

3.4. Concentraciones en el Sector Eléctrico.

Las concentraciones en la industria eléctrica se produjeron luego de la liberalización del sector, cuando las empresas privadas comienzan a tener éxito en sus gestiones y por lo tanto buscan expandir sus negocios en el mismo sector, a fin de consolidar su posición o adquirir una mayor participación en el mercado.

En el caso peruano, dos han sido los casos relevantes. El primero tuvo lugar cuando las empresas Enersis (Chile) y Endesa (Chile) fueron adquiridas por Endesa de España. Sin embargo dicha operación tuvo implicancias en el mercado peruano debido a que las dos empresas antes señaladas poseían activos en el mercado de generación y distribución producto de adquisiciones en los procesos de privatización. Endesa, controlaba la operación de las empresas de generación Etevensa y Eepesa, Enersis de Chile controlaba la distribuidora Edelnor y Endesa de Chile controlaba la generadora Edegel¹²⁷.

En el caso peruano la operación fue aprobada sujeta a condiciones por la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI, sobre la base que el escenario para el desarrollo de prácticas anticompetitivas era limitado y reducido por el marco regulatorio vigente¹²⁸.

¹²⁷ GALLARDO y DAVILA Op. Cit. Página 13.

¹²⁸ La Comisión de Libre Competencia, obligó a Edelnor a licitar sus compras de energía y potencia entre todas las empresas de generación del sistema eléctrico (vinculadas y no vinculadas) y restringiendo el poder de voto del grupo Endesa en el Comité de Operaciones

El otro caso, estuvo vinculado al proceso de privatización de la empresa generadora estatal Electroandres, como resultado de dicho proceso el estado otorgó la titularidad a la empresa norteamericana PSEG, la misma que a la fecha de desarrollarse el proceso, era accionista mayoritario de la distribuidora Luz del Sur¹²⁹.

Gráfico Nro. 19 Estructura de Propiedad Actual – Generadoras Participación por Grupo Económico en la Capacidad Efectiva del SEIN a Marzo de 2009.

Grupo Económico	Generador	Hidroeléctrica	Térmica	Total	Participación por Empresa	Participación por Grupo Económico
<i>Estado Peruano</i>	Electroperú	865.9	17.3	883.2	17.0%	29.0%
	Egasa	175.7	148.4	324.1	6.3%	
	Egesur	34.9	25.5	60.4	1.2%	
	Egamsa	87.8	0.0	87.8	1.7%	
	Electro Ucayali	0.0	24.5	24.5	0.5%	
	San Gabán	113.1	8.4	121.5	2.3%	
<i>Endesa</i>	Eepsa	0.0	133.7	133.7	2.6%	30.9%
	Edegel	746.9	722.1	1,469.0	28.4%	
<i>Duke Energy International</i>	Egenor	368.6	141.3	509.9	9.8%	13.3%
	Termoselva	0.0	176.6	176.6	3.4%	
<i>Tractebel</i>	Enersur	136.8	698.9	835.7	16.1%	16.1%
<i>PSEG</i>	Electroandres	172.1	0.0	172.1	3.3%	3.3%
<i>Statkraft y Norfund</i>	Cahua-Energía Pacasmayo	86.2	0.0	86.2	1.7%	1.7%
<i>Shougang</i>	Shougesa	0.0	64.3	64.3	1.2%	1.2%
<i>Sinersa</i>	Sinersa	27.9	0.0	27.9	0.5%	0.5%
<i>Israel Corp</i>	Kallpa	0.0	176.8	176.8	3.4%	3.4%
<i>Varios</i>	Otros	27.4	0.0	27.4	0.5%	0.5%
Total		2,843.3	2,337.8	5,181.1	100%	100.0%
					HHI	2,260.0

Económicas (COES) de tres votos a dos, buscando reestablecer con ello el estado inicial de poderes en el COES.

¹²⁹ GALLARO Y DAVILA Op cit. Página 14 En esta caso, La Comisión de Libre Competencia, 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 la generación y del mercado de clientes libres, la inexistencia de transacciones comerciales entre Luz del Sur y Electroandres, 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 Distribución⁹ y competitivas (la generación).

Grafico Nro. 20 Estructura de Propiedad Actual – Generadoras. Participación por Grupo Económico en las Ventas a las Distribuidoras para el Mercado Regulado 2008.

Grupo Económico	Generador	Total	Participación por Empresa	Participación por Grupo Económico
<i>Estado Peruano</i>	Electroperú	6,621,413	42.3%	49.0%
	Egasa	331,319	2.1%	
	Egesur	118,941	0.8%	
	Egamsa	271,848	1.7%	
	San Gabán	319,378	2.0%	
<i>Endesa</i>	Eepsa	341,501	2.2%	20.5%
	Edegel	2,865,110	18.3%	
<i>Duke Energy International</i>	Egenor	1,218,925	7.8%	7.8%
<i>Tractebel</i>	Enersur	1,839,555	11.8%	11.8%
<i>PSEG</i>	Electroandes	259,184	1.7%	1.7%
	Termoselva	310,253	2.0%	2.0%
<i>Statkraft y Norfund</i>	Cahua-Energía Pacasmayo	275,909	1.8%	1.8%
<i>Sinersa</i>	Sinersa	150,763	1.0%	1.0%
<i>Israel Corp</i>	Kallpa	453,252	2.9%	2.9%
<i>Varios</i>	Otros	265,429	1.7%	1.7%
Total		15,642,781	100%	100.0%
			HHI	3,040.9

Fuente: OSINERGMIN - Oficina de Estudios Económicos.

3.4. 1 El Control de Fusiones en el Sector Eléctrico Peruano.

Como hemos señalado “*las fusiones en general son procesos complejos que requieren tiempo para implementarse y cuyos efectos no se observan más que a medio o largo plazo*”¹³⁰. Esto por cuanto el “*resultado de la medición de la creación de valor en estos supuestos es extremadamente difícil y muchas veces se evalúa sólo parcialmente o de forma poco sistemática lo que dificulta la obtención de conclusiones sobre su generación neta de bienestar social*”¹³¹

En nuestro país, los porcentajes del nivel de las concentraciones están dados en la Ley, donde un porcentaje igual o mayor al 15% del mercado en los casos

¹³⁰ CAMPA, José. Fusiones y Adquisiciones en Europa: Una asignatura pendiente. *Universia Business Review*. Segundo Trimestre 2004 N° 002. Pág., 16.

¹³¹ CAMPA, José. Ob. Cit. pág., 16.

de concentración de tipo horizontal y 5% del mercado en los casos de concentración de tipo vertical.

Asimismo, los porcentajes de participación de mercado deben ser calculados por el OSINERGMIN sobre la base de los ingresos percibidos por las empresas del sector durante todo un año calendario anterior a la operación de concentración. Todo ello para saber si la operación debe o no ser notificada ante el INDECOPI.

Durante la vigencia de estas regulaciones en nuestro país, son varias las solicitudes que se han presentado ante el INDECOPI, con la finalidad de lograr una autorización de fusiones en el sector eléctrico, para ilustrar el panorama de los procedimientos, describiré como es que desde 1999 hasta el 2006 las empresas eléctricas han solicitado ante el la autoridad administrativa y como es que el órgano competente ha resuelto:

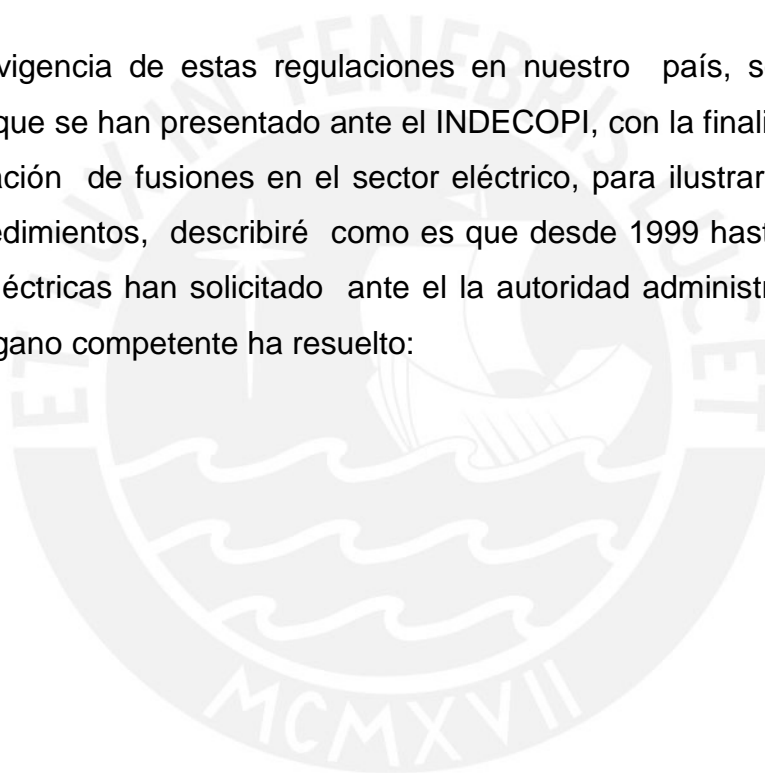


Gráfico 21: Autorizaciones para Operaciones de Fusión en el Mercado Eléctrico Peruano

FECHA	Operación	RESOLUCION
Diciembre de 1999	Adquisición de Enersis S.A por parte de Empresa Nacional de Electricidad S.A de España (Involucraba a las empresas eléctricas Cabo Blanco S.A Generandes Perú S.A. Generalima S.A e inversiones Distrilima S.A)	Autorizada con dos condiciones
22 de octubre del 2001	Adquisición de la Empresa ELECTROANDES SA por TRACTEBEL SA.	Autorizada sin condición
22 de octubre del 2001	Adquisición de la empresa de generación de electricidad ELECTROANDES SA por PSEG GLOBAL Inc.	Autorizada sin condición
04 de diciembre del 2002	Adquisición del proyecto YUNCAN por la empresa ELECTROANDES S.A.	Improcedente por que la empresa EGENEN no puso los activos respectivos
29 de Agosto del 2002	Adjudicación de la concesión de las empresas ETECEN y ETESUR por la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Autorizada sin condición
07 de noviembre del 2002	Adquisición de la empresa de generación eléctrica EMPRESA GENERADORA DE AREQUIPA, Egasa y Egesur por TRACTEBEL S.A.	Autorizada sin condición
10 de abril del 2006	Adquisición de empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla SA por la empresa EDEGEL S.A.A.	Autorizada sin condición
10 de Julio del 2006	Adquisición de acciones del Consorcio Transmantaro SA. por Interconexión Eléctrica SA ESP.	Inadmisible sin condición
16 de noviembre del 2006	Adquisición de la empresa consorcio transmantaro (CTM) por parte de la empresa colombiana ISA para la adquisición directa del control	Autorizada con condiciones
26 de noviembre del 2009	Solicitud de transferencia de central hidroeléctrica, presentada por la empresa Electro Sur este SAA	Improcedente por que lo solicitado no está previsto en la Ley antimonopolios
16 de julio del 2009	Solicitud de concentración efectuada por la empresa ENEL SPA, para adquirir ENDESA y sobre ella adquirir EDEGEL, Empresa Eléctrica de Piura y Edelnor SA	Autorización sin condiciones

En la mayoría de casos se ha autorizado el procedimiento de concentración o fusión en función que el control y las concentraciones empresariales en el Perú, no establece como obligación de la Comisión la necesidad de encontrar y evaluar los efectos económicos positivos en todas las operaciones de concentración empresarial en el sector eléctrico; esta obligación sólo existe en aquellos casos en los que estas concentraciones tengan efectos negativos para la competencia.

La agencia de competencia de conformidad con la Ley de control de concentraciones, ha usado varios criterios de evaluación de las operaciones de concentración las mismas que menciono a continuación:

- a) Delimitar el mercado relevante en donde actúan las empresas que se concentran. Esta delimitación del mercado relevante implica definir los bienes y servicios que son prestados por las empresas que se concentran así como los sustitutos de éstos, también implica la delimitación del ámbito geográfico en el que los bienes y/o servicios definidos son comercializados por las empresas que realizan la operación de concentración.
- b) Luego se evalúa la estructura competitiva, tomando en cuenta la partición de las empresas en el mercado.
- c) Para estimar el nivel de concentración del mercado se utiliza muchas veces el índice Herfindahl – Hirschman (IHH) el IHH, resulta de la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de mercado de las empresas.
- d) La entidad de competencia también toma en cuenta para medir el grado de concentración las siguientes variables: producción de energía, potencia efectiva, ventas de energía de empresa generadora a empresa distribuidora y venta de energía al mercado de clientes libres.

Como se puede apreciar, en los casos citados, la mayoría de las solicitudes han sido aprobadas por la Comisión de Libre Competencia, quienes en muchos

de ellos ha considerado que el mercado, el bienestar y la Competencia no se perjudica o se vulnera al fusionarse dos empresas del sub sector eléctrico.

Es importante destacar que el Reglamento de la Ley Nro. 26876 excluye como acto de concentración, y por tanto exonera la necesidad de notificación previa ante el INDECOPI, el crecimiento interno de una empresa por inversión propia o financiada con recursos de terceros que no participan en el sector eléctrico nacional. Es decir, cuando una empresa aumenta su participación de mercado a través de una nueva inversión o de terceros que no opera en el sector eléctrico, dicho crecimiento no es considerado como un acto de concentración sujeto a notificación.

En la normativa vigente, una vez notificada la solicitud de autorización la Comisión de Libre Competencia puede aprobar, desaprobado o condicionar los actos de concentración vertical u horizontal dependiendo del impacto que pudieran tener los mismos sobre la competencia en el sector eléctrico.

3.5 Composición Empresarial de la Industria de Gas Natural.

Como ya se ha señalado, en el capítulo segundo del presente trabajo, en diciembre del año 2000, se aprobaron los contratos de Licencia y de Concesión entre el Estado peruano y los ganadores de los concursos que originaron la adjudicación de los lotes de explotación del proyecto Camisea.

Dicha adjudicación de Camisea, dio como resultado inicial una integración de etapas (producción, transporte y distribución) habida cuenta que la mayoría de las empresas adjudicatarias participan de ambos consorcios. Así, PLUSPETROL, y HUNT OIL tenían el 36% en producción y el 19% en transporte y distribución respectivamente, TECHINT el 10% y el 30% en transporte y distribución y la empresa SK el 18 % y el 9,6 % respectivamente en cada negocio integrado.

Después de un tiempo el escenario empresarial cambió produciéndose una modificación en el accionariado de las empresas que conforman el consorcio Camisea y que integran la etapa de explotación, transporte, distribución, además del proyecto de exportación de Gas natural de la empresa Perú LNG.

Gráfico 22 Consorcio de Accionistas del Proyecto Camisea

Grupo Economico	Consorcio	Consorcio	Transportadora	Cálidda
	Camisea Lote 56	Camisea Lote 88	de Gas del Perú - TGP	
	Explotación	Explotación	Transporte	Distribución
Hunt	25.2%	25.2%	22.4%	-
Tecgas	10.0%	10.0%	23.6%	-
Pluspetrol			12.4%	-
Pluspetrol Peru Corp.	2.2%	2.2%		
Pluspetrol Peru S.A.		25.0%		
Pluspetrol Lote 56 S.A.	25.0%			
Sonatrach	10.0%	10.0%	21.2%	-
Tractebel	-	-	8.1%	-
SK	17.6%	17.6%	11.2%	-
Graña y Montero	-	-	1.2%	-
Repsol YPF	10.0%	10.0%	-	-
AEI Perú Holdings	-	-	-	60%
Promigas	-	-	-	40%
Operador	Pluspetrol	Pluspetrol	Techint	Copeser*

*Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.

Fuente: PLUSPETROL CAMISEA / TGP / Cálida

Con el cuadro que antecede se establece un panorama actual de cómo están organizadas las empresas en el negocio de explotación, transporte y distribución del Gas Natural. Ello permitirá tener un escenario actual y real de la estructura empresarial que operan en el mercado.

CAMPODONICO¹³², sostiene que no ha sido analizado a profundidad el hecho de que existan vinculaciones entre los propietarios del lote 88, 56 y el proyecto Perú LNG dice el mismo autor, que lo curioso aquí es que las ventas del lote 88 y 56 le proporcionan ingresos a Hunt, Repsol y SK, con los que pueden financiar el proyecto de exportación. Así en el 2008 y 2009 las ventas del lote 88 y 56 superaron los \$ 1,900.00 Millones de Dólares y los \$ 800.00 Millones de Dólares respectivamente. Así las cosas hacen que con las utilidades que se generaron en el lote 88 y 56 entre el 2005 al 2009, se ha logrado financiar el proyecto de exportación, en consecuencia se demuestra que existe vínculos empresariales entre ambos proyectos.

Por otro lado, tratando el desarrollo del mercado del gas natural, se tiene además que la desintegración vertical y la regulación hecha por el gobierno aportan dos alternativas para los consumidores: por un lado pueden contratar con la empresa distribuidora del suministro de gas a través de una cuota regulada; mientras que por otro lado, el usuario puede participar en el mercado spot contratando, por separado, con el productor para el suministro de gas o con el transportista para el transporte a través de la red de alta presión y, finalmente, en el último segmento con el distribuidor.

Esta segunda oportunidad aparece como mejor opción para los grandes consumidores debido a que les permite negociar con los productores y el operador, mejores condiciones operativas y comerciales. Así mismo el precio en este tipo de negociación respecto del bien (gas) se encuentra exento de toda negociación, ya que el mismo es establecido por el organismo regulador¹³³.

¹³² Campodonico Op Cit. La República.

¹³³ La adjudicación de los contratos fueron realizados a los postores que ofrecieran la menor tarifa interna de consumo.

3.6 ¿Puede el mercado eléctrico y de gas natural encontrarse verticalmente integrados?

SING estudió las fusiones producidas en la distribución de gas y electricidad en Kansas, donde la empresa *Kansas Power and Light Company* adquirieron la empresa *Gas Service Company* en 1983. Así mismo, observó la experiencia producida en Nuevo México, donde la empresa *Public Service Company of New Mexico* adquirió la empresa *Gas Company of New Mexico* en 1985. Al respecto el autor concluye que no cuenta con evidencia para señalar que las fusiones tuvieron un efecto negativo en el mercado, sin embargo señala que las razones para proceder con estas operaciones no sólo se basaron únicamente en un ahorro de costos¹³⁴.

En ese sentido KNITTEL¹³⁵, señala que las fusiones entre ambos mercados se producen al existir un *“incentive is tempered by potential cost differences in the two market structures-originating from the fact that natural gas is an input into the generation of electricity”*. El análisis de KNITTEL concluye que el equilibrio de los precios en los monopolios de un solo producto o multi producto en los mercados de gas y electricidad depende del nivel de lobby entre los grupos de interés, en donde el bienestar depende del grupo que gane el lobby. Específicamente, en un arreglo de multi producto, es decir, donde ambas industrias están integradas, el precio residencial y el de los consumidores industriales eléctricos son subsidiados por las adquisiciones industriales de gas natural¹³⁶.

¹³⁴ SING, Merrile. Are combination Gas and Electric Utilities Natural Monopolies?. *The Review of Economics and Statistics*. Vol. 69, N° 03, 1987, pp. 392 – 398.

¹³⁵ KNITTEL, Christopher, Market Structure and the Pricing of Electricity and Natural Gas, *The Journal of Industrial Economics*, Vol. 51, No. 2, 2003, pp. 167-191

¹³⁶ KNITTEL, Christopher, Ob. Cit. Pág. 190.

3.7 Experiencias extranjeras en concentración de mercados energéticos Gas – Electricidad.

3.7.1 Desintegración Vertical: El caso Australiano.

El caso ruso nos ilustra como el transporte de hidrocarburos por ductos nos da como resultado un monopolio natural, al ser ineficiente duplicar la infraestructura de la industria debido a la existencia de altos costos hundidos de inversión, así como a la existencia de altos costos de gastos asociados a su operación y mantenimiento.

Sin embargo, la consolidación del mercado con un solo operador tanto del *upstream* como en el *downstream* trae consigo otros problemas mayores tales como la baja y la casi inexistente transparencia en el manejo de la empresa, la politización de las tarifas, la dificultad de cubrir los costos de producción y la falta de fondos para las inversiones de largo plazo.

Existen otras experiencias como el caso Australiano, donde a partir de las reformas del 2004; el gobierno decidió separar las etapas del negocio de gas natural con el fin de ofrecer el acceso a los inversionistas; a un mercado transparente. De este modo, varias empresas han podido explotar el campo (que en la mayoría de los casos se encuentran cerca entre sí), y llevar su producción a la red principal de gaseoductos que operan varias empresas competitivas, permitiendo que las tarifas generen beneficios y haciendo mas atractivo el mercado, creando inversiones para el crecimiento de la infraestructura¹³⁷.

En virtud de la nueva Ley Australiana del Gas Natural y su reglamento, los propietarios de gasoductos están obligados a presentar los acuerdos de acceso para la aprobación del regulador y cumplir con otras disposiciones previstas en

¹³⁷ “Clearly it is in the national interest that pipes be built slightly larger than anticipated immediate needs, to allow fields developed later to join into older pipeline networks (which minimizes pipeline proliferation and should reduce costs overall)”. Dow, Stephen R. Energy Law in United Kingdom. In: Energy Law in Europe: National, EU and International Law and Institutions. Oxford University Press. P. 926

el Código del Gas, tales como aquellas referidas con la calidad y continuidad del servicio. Al respecto, ROARTY concluye que las reformas realizadas a través de dichas normas han permitido el rápido desarrollo de la industria y el consumo interno de gas natural en Australia, estableciendo requisitos de presión, condiciones de distribución y precios más competitivos; todo ello sin dejar de estar bajo el ámbito del Regulador Australiano de la Energía¹³⁸.

3.7.2 El caso FENOSA en España.

Es importante señalar otro caso de fusión dado en el mundo, se trata de la fusión de la Corporación FENOSA con la Empresa de Gas Natural Española, donde por primera vez se da la integración entre una empresa eléctrica y un de Gas Natural, dicha fusión dio origen a la primera compañía integrada de gas y electricidad en España y a una de las diez mayores compañías eléctricas de Europa, con presencia en 23 países. En este caso la empresa de gas natural adquirió a la empresa eléctrica FENOSA.

Unión FENOSA y Gas Natural cuentan con 20,2 millones de clientes, de los que 8,9 millones corresponden a España y 11,3 millones a otros países. La potencia del grupo resultante se sitúa en 17.0000 megavatios (MW), de los que 5.200 MW corresponden a ciclos combinados en España y 4.074 MW a ciclos combinados en el exterior¹³⁹.

La Operación de adquisición por Gas Natural, se dio en julio de 2008, la participación en Unión FENOSA que tiene su primer accionista, el grupo ACS, que recibe una oferta de compra por parte de la empresa Gas Natural, la misma que fue aceptada. En abril, la Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) formulada por Gas Natural sobre el capital social de Unión FENOSA fue aceptada por 317.655.538 acciones, representativas del 34,75% del capital

¹³⁸ ROARTY, Mike, "Australia's natural gas: issues and trend", En: Science, Technology, Environment and Resources Section, pág 16. Disponible en: <http://www.aph.gov.au/library/Pubs/rp/2007-08/08rp25.htm> (visitado el 28.02.2009)

social de la eléctrica y del 69,54% de los derechos de voto a los que la oferta se dirigía de forma efectiva.

Tras la liquidación de la OPA, cuyo período de aceptación concluyó el día 14 de abril, Gas Natural pasó a ser titular de un 84,77% del capital social de Unión FENOSA, y, una vez liquidados los instrumentos financieros suscritos con diversas entidades bancarias y un contrato de compraventa de acciones, la participación ascendió al 95,22% del capital social de la eléctrica.

A finales de abril, los consejos de administración de las dos compañías aprobaron el proyecto de fusión por absorción de Unión FENOSA y de Unión FENOSA Generación. La ecuación de canje propuesta fue de tres acciones de Gas Natural por cada cinco acciones de Unión FENOSA. El 4 de septiembre de 2009 Unión FENOSA dejó de cotizar en el Mercado Continuo, integrándose por completo a Gas Natural.¹⁴⁰

Con este emblemático caso, podemos, demostrar que existe la posibilidad de darse una integración vertical u horizontal entre empresas de energía donde una absorbe a la otra, modificando el escenario en el mercado de la energía, por ello y dado que en Perú existe incentivos fuertes para el uso del gas natural creo, que las condiciones están dadas para que exista integración ente empresas gasíferas o entre una gasífera y una empresa de generación eléctrica que usa gas natural como insumo de producción de electricidad.

3.7.3. El Caso Argentino.

Resulta interesante señalar la existencia de experiencia internacional respecto del control de fusiones producidos entre mercados energéticos, para la CNDC¹⁴¹, que analizó 86 operaciones con incidencia en distintos mercados energéticos, entre 1999 y 2005 y construyó una perspectiva y una forma de

¹³⁹ <http://www.lukor.com/not-neg/empresas/portada/09042310.htm>.

¹⁴⁰ http://es.wikipedia.org/wiki/Uni%C3%B3n_Fenosa

¹⁴¹ Comisión Nacional de Defensa de la Competencia de Argentina.

intervención singular a través de la metodología denominada “Enfoque integral de los mercados energéticos”¹⁴².

El mencionado trabajo realizado por el ente de la competencia, logró delinear los principales aspectos de un enfoque integral que permitió:

a) Un criterio exigente y ajustado al principio de realidad económica para determinar como se ejerce el control societario de los operadores y quienes son los responsables de la determinación de la estrategia competitiva de la empresa. b) un análisis sistemático de los mercados energéticos que considera las vinculaciones intra e intersectoriales que inciden sobre la competencia y c) Generar jurisdicción sobre todo el territorio con impacto en los sectores energéticos.

Estos tres elementos aparecieron, después de analizarse como el mercado de la energía se iba transformando de distinta forma. PETRECOLLA, señala existe una revaloración de la legislación argentina de defensa de la competencia, en el terreno de las concentraciones económicas que se han producido en los mercados energéticos. Señala el autor citado que los mercados energéticos comprenden tres principales sectores vinculadas a través de canas de valor y mecanismos de formación de precios: la industria del petróleo y sus derivados, la industria del gas natural y la industria de la electricidad.

La interacción entre las tres industrias constituyen una entidad con sentido en si misma “un sistema energético” que interactúa de modo complejo con el desarrollo económico – social e influencia sobre el ambiente y su sostenibilidad (Salgado y Altomonte 2001)¹⁴³.

¹⁴² COLOMA, Germán (Editor) “Progresos en Organización Industrial” PETRECOLLA, Diegos y BIDART, Marina “Defensa de la competencia en mercados energéticos. El enfoque integral de la autoridad argentina de la competencia”. Página 145

¹⁴³ COLOMA, Germán (Editor) DIEGO PETRECOLLA, Op Cit. Página 146.

PETRECOLLA, señala *“En las etapas de transporte y distribución de gas y electricidad que existen importantes subaditividades de costos (monopolios naturales) debido a su estructuración de redes físicas”*. Este argumento denota la relación que existe entre la organización industria de la industria del gas y la industria eléctrica, bajo este argumento la Comisión de Defensa de la Competencia prevista de las facultades legales para ello puso en marcha un sistema de control previo de operaciones de concentración económica.

Bajo el ejercicio de sus facultades de control, el ente de la competencia ejerció sus funciones al observar la existencia de operaciones económicas entre empresas de gas y entre empresas de gas y de electricidad. Denominadas concentraciones económicas intersectoriales e intrasectoriales respectivamente.

El caso argentino, refleja en su experiencia, que la mayor parte de las concentraciones se produjeron en el interior de cada sector energético – hidrocarburos, Downstream del gas natural y electricidad- y particularmente en e sector eléctrico. Un número de concentraciones involucró relaciones verticales entre el sector eléctrico y el upstream y Downstream del gas. Ilustra el argumento el siguiente cuadro.

Grafico Nro. 23 Mercado energético Número de Concentraciones Económica Intra e Intersectoriales.¹⁴⁴

Concentraciones Intersectoriales	
Electricidad + gas Nat. Downstream	7
Electricidad + Hidrocarburos	3
Hidrocarburos + Gas Nat. Downstream	2
Concentraciones Intra Sectoriales.	
Electricidad	19
Gas Nat. Downstream	2
Hidrocarburos	54
Fuente: Petrecolla (2006)	

¹⁴⁴COLOMA, Germán (Editor) DIEGO PETRECOLLA , Op Cit. Página 165.

Después de haber realizado el análisis de los casos señalados, la CNDP, generó una jurisprudencia aplicable en el caso de la fusión Electricité de France (EDF) – Edenor Endesa e YPF, jurisprudencialmente, establecido. a) la existencia del poder de mercado en el segmento regulado hacia el segmento desregulado. b) La evasión de la desregulación c) las conductas oportunistas típicas en una integración vertical d) mantener la competencia por comparación siendo este un instrumento esencial para el regulador a la hora de definir políticas que hacen a la regulación e) que la operación de concentración económica no le otorgue a las empresas involucradas un poder de compra de insumos tal que se puedan ejecutar prácticas restrictivas o discriminatorias aguas arriba en la cadena productiva ; f) que el poder de mercado alcanzado no desaliente el ingreso de nuevos competidores a medida que se desregula el mercado.

Estos factores descritos por la CNDP, ponen en evidencia la existencia de factores de riesgo que amenazan el mercado cuando existen concentraciones en mercados energéticos relacionados.

3.8 Aguaytía, Efectos de su Integración Vertical.

La generación de electricidad en la empresa Aguaytía surgió como parte de un proyecto integrado de producción de hidrocarburos y electricidad basados en el gas natural. Así mismo en la actualidad el control empresarial está en manos de Maple (gas) y Duke Energy (electricidad).

La realización del proyecto supuso una inversión total de US\$ 264 millones y se realizó bajo condiciones de financiamiento bastante favorables (el Banco Mundial le prestó US\$ 60 millones), incluso sin tener las garantías de contratos de suministro de electricidad, como sí ocurrió en el proyecto Camisea.

En la actualidad Aguaytía cuenta con el funcionamiento de tres empresas. Aguaytía Energy encargada del procesamiento de gas natural, la generadora

Termoselva (155 MW a gas natural) y la transmisora Eteselva a cargo de las instalaciones de transmisión.

KOC¹⁴⁵, quien ha realizado un informe de consultoría para Osinergmin. Los principales problemas que ha originado este esquema, está en los costos reconocidos para las centrales a gas natural tanto en el despacho dentro del COES como los usados en el cálculo de las tarifas en barra. Así mismo, en la actualidad Aguaytía ha logrado que se reconozca un costo de US\$ 0.9 por MMBTU en el despacho, gracias a una medida cautelar interpuesta ante el poder judicial y la vez a logrado que en las tarifas en barra se usen como valor de calculo US\$ 2.1 por MMBTU (precios asociados al gas de Camisea). A ello se suma, el reconocimiento de inversiones en el sistema principal de transmisión, en particular, Aguaytía argumenta que se le deben reconocer US\$ 31 millones como VNR en lugar de los US\$ 19.6 millones reconocidos por la GART en el año 2001.

Así mismo, la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin, ha manifestado que los problemas sobre el costo variable del gas natural, se derivan en parte del uso de costos auditados para el despacho de energía. Esta asimetría de información y oportunismo podrían ser superados en parte por un sistema de bolsa. Aun que con máximos y previa evaluación de la competencia potencial, una solución parcial es lo establecido por el MEM donde a partir de junio del año 2003 las generadoras a gas natural declararían un precio por un año. En el caso de las inversiones en transmisión, Aguaytía está sujeta a los actuales procedimientos de la LCE que incluyen la comparación con un Sistema Económicamente Adaptado (SEA) y no tiene regímenes de excepción como los contratos BOOT.

¹⁴⁵ KOC, José "Informe de consultoría para OSINERGMIN 2002. El tema está relacionado con los incentivos a declarar un costo cero en el COES y alterar las condiciones de competencia en el mercado mayorista de electricidad.

En el caso de Aguaytía, se enfrenta el problema de identificar el costo variable para centrales a gas natural y tratar adecuadamente el reconocimiento de inversiones en transmisión. Sin embargo, en el último caso esta era una característica del marco regulatorio bajo el cual la empresa realizó sus inversiones. El cuestionamiento del marco regulatorio actual puede verse más bien como el intento de obtener ingresos por transmisión principal aprovechando los problemas del marco regulatorio. Los problemas comerciales y financieros derivados de la estrategia y concepción del proyecto (no contar con contratos, construcción de un gasoducto a Pucallpa sin garantías, entre otros) explicarían en gran medida el énfasis de Aguaytía en el reconocimiento tarifario de estas inversiones.

3.9 Necesidad de extender el Procedimiento de Control de Fusiones del Sector Eléctrico al Mercado del Gas Natural.

A lo largo de esta sección hemos visto que los procedimientos de autorizaciones administrativas previas a las fusiones tienen como finalidad garantizar la existencia de competencia en el sector eléctrico, siendo además que *“el marco regulatorio es clave para establecer las condiciones que permitan la recreación de un marco eléctrico, con libre acceso de los agentes al mercado y rivalidad entre los operadores”*¹⁴⁶. Es decir, en sí la misma regulación, ejerce un control de la actividad empresarial en cuanto al cumplimiento de normas técnicas, precios e imposición de parámetros que en algunas ocasiones generan un gran desincentivo a la inversión.

En ese sentido, si bien la importancia del control de fusiones en el mercado eléctrico es generalmente aceptada, creemos importante que la misma sea extendida a la industria del gas natural; puesto que como hemos establecido ambas industrias son complementarias y pueden configurar una integración vertical u horizontal bajo el entendido que para la generación eléctrica, el gas

¹⁴⁶ ARIÑO, Gaspar. Ob. Cit. Pág. 48

natural es un insumo sumamente valioso cuya procura debe garantizarse y evitar que una sola empresa concentre el uso de un solo recurso escaso que es adquirido por varias empresas en el mercado, o que la concentración permita el uso de información que contengan costos de transacción que posteriormente distorsionen los precios en el mercado eléctrico y genere un daño a la competencia dentro del mercado de energía eléctrica.

Por otro lado tenemos que en la actualidad existe una realidad potencial de que se pueda producir una integración horizontal y vertical entre empresas del mercado de la energía. Bajo este esquema tal y cual se presenta el escenario una empresa del consorcio CAMISEA, puede adquirir acciones de las empresas que transportan gas y o distribuyen; así mismo una empresa que transporta gas, puede adquirir acciones de una empresa que transporta electricidad.

Estas operaciones que son factibles en la realidad, no cuentan con un control de fusiones que permita regular ex ante dicha operación de fusión, consideramos que es sumamente importante para regular este nuevo escenario la existencia de un control de fusiones o de estructuras sujeto a evaluación que establezca la necesidad de establecer un límite a partir del cual notificar. Así como determinar si se excluye la concentración por “crecimiento propio” o establecer procedimientos (plazos, audiencias, intervención del regulador, asociaciones de consumidores, etc.) para definir criterios de evaluación que permitan medir el impacto de las concentraciones.

DAMMERT¹⁴⁷, sostiene algo muy importante que aporta a la presente propuesta planteada, en el sentido que manifiesta que en la práctica la evasión de la regulación puede darse a través de las fusiones verticales de un transportista y un productor, de tal manera que el último elevara los precios a

¹⁴⁷ Op. Cit. Página 22

los que transferiría el gas incrementando artificialmente los costos del gaseoducto con el objetivo de evadir la regulación sobre la tasa de retorno.

En tal sentido las empresas pueden evadir la regulación, a través de una integración vertical, la misma que aparentemente blindaría el desarrollo eficiente del mercado energético. Sin embargo, como ya se ha mostrado anteriormente la integración vertical en la industria del gas existe. Lo que hace más propenso a que el mercado eléctrico, por motivos de mercado, eficiencia o por problemas de suministro de gas encuentre los incentivos necesarios para integrarse horizontalmente con una empresa de gas natural.

Si bien existen muchos mecanismos propios del derecho de la competencia que permitan regular las fusiones, ex post, podemos decir que los elementos como el pago de la garantía por red principal por los consumidores eléctricos, el incremento de la generación termoeléctrica de naturaleza gasífera, las fusiones entre empresas de distribución eléctrica y de gas natural en el extranjero, nos muestra como ambas industrias están íntimamente vinculadas y como bajo ciertas condiciones pueden integrarse verticalmente. Sin embargo lo importante de esta similitud en las organizaciones industriales, es saber el impacto que ello puede generar, siempre y cuando los mercados estén fusionados.

Adicionalmente, los riesgos de la provisión del combustible constituye un incentivo perverso para que las empresas de generación busquen posicionarse en el mercado de gas natural y obtener control sobre sus proveedores, y encontrándose en una posición que pudiera perjudicar la competencia en el segmento de generación eléctrica. En ese sentido, creemos que las facultades que tiene el INDECOPI para *“procurar la eliminación de las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la libre competencia en la producción y comercialización de bienes y en la prestación servicios”*¹⁴⁸, debería conllevar

¹⁴⁸ DURAND, Julio. Construyendo un sistema de control de fusiones para evitar distorsionar la competencia”, Derecho & Sociedad N° 28. Pág 153

a que también sean controladas este tipo de alianzas y concentraciones empresariales bajo los mismos parámetros con que actualmente funciona el control ex ante, en las concentraciones de mercados eléctricos.

Todos los argumentos expuestos apuntan a demostrar que las compañías gasistas crecen en forma orgánica en la generación y comercialización de energía eléctrica, mientras que las empresas eléctricas se expanden hacia el suministro de gas y utilizan este combustible para la mayoría de sus nuevas centrales. En tal sentido y sobre este escenario se producen podrían producir fusiones y alianzas que no dejan de ser atajos ante la deseada convergencia gas- electricidad. En ese sentido la frontera que venía separando a ambos sectores no es que haya dejado de existir. Pero ya no acota zonas exclusivas. Por lo expuesto, cabe la gran posibilidad de proponer un control de fusiones de estructuras empresariales entre empresas de gas, que busque integrase entre si de forma vertical u horizontal o en el caso de la existencia posible de una integración entre empresas de electricidad y de gas. Lo mas importante en este caso es ver la posibilidad real de crear un control de fusiones bajo el esquema del control previo con los umbrales respectivos que permitan analizar el efecto de la fusión a fin de salvaguardar el bienestar de los consumidores finales.

CONCLUSIONES

1. A inicios de la década 1990, en el Perú, se adoptó e implementó una serie de medidas legales y económicas que permitieron reformar la industria eléctrica a través de la liberalización y privatización de la industria, la creación de un régimen de libertad de precios para clientes libres y un régimen de tarifas para clientes regulados, donde previamente existía un monopolio controlado por la empresa holding estatal ELECTROPERU.
2. Como resultado del proceso de privatización se ha obtenido una mejora significativa en la potencia y capacidad instalada del sistema eléctrico, la extensión de redes y la mayor cobertura a usuarios; así como el desempeño de las empresas, siendo que a lo largo del tiempo los indicadores de desempeño, mejoraron luego de producido el proceso de privatización en electricidad.
3. Al igual que el modelo de mercado eléctrico adoptado en Chile (1982), el esquema peruano puede caracterizarse como un mercado mayorista competitivo, donde la competencia en generación sólo se presenta en la libre entrada a la actividad, más no en la formación de precios en base a ofertas, ello debido a la existencia de precios libres y precios regulados.
4. Un mercado eléctrico competitivo permite a los consumidores acceder a tarifas más bajas, a una mayor ampliación de la red existente y a un mayor bienestar social neto. La falta de competencia en el sector eléctrico iberoamericano se debe a las insuficientes o nula desintegración vertical de los negocios competitivos y no competitivos (entre otras razones por que así tendrían mejor venta a mejor precio);

insuficiente reestructuración horizontal, escasa participación de los consumidores en el mercado de electricidad, y una red de transporte insuficiente.

5. El reciente desarrollo de la industria del gas natural, a nivel nacional como internacional, se debe al desarrollo de tecnologías que permiten su desplazamiento desde zonas remotas a lugares de alta demanda y así satisfacer el requerimiento energético. Para ello se han desarrollado modelos de integración y desintegración vertical, en donde la promoción de la competencia ha demostrado ser más eficiente.
6. En el Perú la industria del gas natural empezó en agosto de 2004, con la Puesta en Operación Comercial del Proyecto Camisea. Hasta la fecha se han registrado una serie de beneficios del uso de esta nueva fuente de energía. Por otro lado el mecanismo de Garantía por Red Principal que pagan los usuarios del servicio eléctrico por los ahorros compartidos de las menores tarifas debido a la generación a gas natural, es una experiencia exitosa que se busca replicar para el desarrollo de infraestructura regional, así como en otros países.
7. Las integraciones o concentraciones de empresas son las uniones estables de largo plazo entre empresas que impliquen la pérdida de independencia de éstas a favor de la unión. La fusión es la forma clásica y más completa de lograr la unión estable de dos empresas; a través de un contrato de fusión de dos o más empresas que se integran jurídicamente y devienen en una sola.
8. Las fusiones de empresas se producen porque las empresas buscan maximizar sus utilidades, ya sea a través de elevar los precios por tener una posición dominante o por ventaja tecnológica al ser más eficientes en sus operaciones. El poder de mercado de la nueva empresa fusionada se conoce a través de un estudio del mercado relevante, las

firmas que participan en el mercado relevante, la concentración y su cambio; y los factores dentro del mercado relevante pueden afectar la probabilidad del aumento o creación de poder de mercado.

9. Los regímenes de control de fusiones se han basado principalmente en dos estándares: Para el Régimen Norteamericano, la fusión puede constituir un acto que aumenta o crea un poder de mercado que puede ser ejercido unilateralmente por la firma fusionada o puede propiciar la colusión ante la mayor concentración; mientras que para el Régimen Europeo, el control de fusiones busca evitar que la fusión sea un acto que genere o fortalezca una posición dominante.
10. En la mayoría de casos, en el Perú se ha autorizado el procedimiento de concentración o fusión en función que el control y las concentraciones empresariales, debido a que las normas no establecen como obligación de la Comisión la necesidad de encontrar y evaluar los efectos económicos positivos en todas las operaciones de concentración empresarial en el sector eléctrico; esta obligación sólo existe en aquellos casos en los que estas concentraciones tengan efectos negativos para la competencia.
11. El pago de la garantía por red principal efectuada por los consumidores de energía eléctrica, el incremento de la generación termoeléctrica de naturaleza gasífera, las fusiones entre empresas de distribución eléctrica y de gas natural; nos muestran como ambas industrias están íntimamente vinculadas y como bajo ciertas condiciones tienen incentivos económicos para integrarse verticalmente.
12. La estructura de ambas industrias y la coyuntura actual, en donde existen riesgos en la provisión del combustible, constituye un incentivo perverso para que las empresas de generación busquen posicionarse en el mercado de gas natural y obtener control sobre sus proveedores, y

encontrándose en una posición que pudiera perjudicar la competencia en el segmento de generación eléctrica. En ese sentido, creemos que el control de fusiones del sector eléctrico debería extenderse a las operaciones de fusiones y concentraciones que pretendan entablar las empresas eléctricas con alguna empresa que forma parte de la cadena de gas natural (producción, transporte y distribución).

13. El Ministerio de Energía y Minas ha sostenido a través del Plan referencial de Hidrocarburos del 2002 que en el mercado de los Hidrocarburos existe la tendencia a la integración vertical de los negocios, así se menciona que la española REPSOL, es la empresa que ha alcanzado mayor participación y cierto grado de integración en el sector de los hidrocarburos peruanos, así mismo, PLUSPETROL, tienen intereses empresariales en el Upstream y adicionalmente con participaciones importantes en el desarrollo de Camisea, tanto en la parte de producción como en el transporte y distribución de Gas Natural y LGN.
14. Que a la fecha se observa la existencia de problemas en el acceso a la capacidad de transporte, la aparición de nuevos negocios como la petroquímica y la aparente escasez de gas, ha generado que las empresas eléctricas adopten medidas que puedan llevar por ejemplo a adquirir acciones de las empresas gasíferas tal como ha ocurrido en Europa, si bien existe la posibilidad, tenemos que en nuestro país, dichas operaciones no están reguladas en la Ley, en tal sentido se propone un cambio normativo a efectos que nuestra legislación pueda preveer una integración vertical u horizontal entre empresas eléctricas y gasíferas. Que puedan controlar dichas operaciones que conlleven a agudizar los problemas en el acceso y en la capacidad en el transporte.
15. La pregunta de ¿Por qué controlar las fusiones de una empresa de Gas y no de otros insumos que sirven para la generación de electricidad? Se

formula una respuesta, en función a la gran similitud que existe en la organización industrial respecto de las empresas del Gas y las empresas eléctricas, así el diseño empresarial en definitiva es el mismo, ambas industrias tienen segmentos con carácter de monopolios naturales, usan una sola red de como mecanismo de transporte y/o transmisión, en algunas etapas del negocio existen tarifas impuestas por el regulador. Además resulta diferente generar electricidad con gas respecto del petróleo, debido a que el segundo es ofertado a precio del mercado internacional (comodities) lo cual hace que difiriera mucho respecto a los costos de generación. Todo ello hace que la propuesta tenga un sentido técnico, económico y estratégico para que exista incentivos para que existan fusiones o integración ente empresas de gas y eléctricas o entre las mismas empresas de hidrocarburos.

16. Creemos, que las fusiones son usadas en mercados energéticos, debido a la posible integración entre empresas tanto de gas – gas como eléctrico - gas que apunten a formar integración horizontal y/o vertical. Dicho acto empresarial, no está previsto en nuestra legislación, sin embargo que en aras de un desarrollo seguro de nuestro mercado se propone una extensión del control de fusiones que pueda supervisar ex ante los posibles impactos que puedan generar la concentración de mercados energéticos en un escenario como el nuestro y de esta forma poder mitigar las posibles concentraciones que limiten el acceso al ducto de gas restringiendo el acceso y perjudicando la competencia.
17. Para que dicha propuesta se materialice, la misma requerirá de un proyecto de Ley, que cumpla con la metodología respectiva y que contenga un análisis costo beneficio de la implementación de dicha propuesta. A ello deberá seguirle la dotación institucional que dicha medida debe de seguir a fin de lograr un óptimo desempeño institucional en salvaguarda del mercado de la energía. Así mismo creemos que los instrumentos regulatorios deben ser usados en ultima

instancia para intervenir en el mercado, siendo el mecanismo mas apropiado para defender la competencia y permitir el acceso en un mercado concentrado tanto de gas como de electricidad el control de estructuras, el mismo que cuando opera ex ante puede obtener un diagnostico real del mercado concentrado.

18. Como conclusión final, y en base a la preocupación expuesta por CAMPODONICO, el hecho que el negocio del lote 88, el del lote 56 y el proyecto Perú LNG estén manejados por empresas vinculadas, indica que los contratos han sido negociados con supuestos erróneos y por otro lado las vinculaciones existentes indican que estaríamos frente a un solo negocio lo que puede generar importantes repercusiones, no sólo en temas tributarios como señala el autor citado, sino para el acceso al ducto que provea de gas a la industria eléctrica y los incentivos a vender el gas en diferentes mercados.

BIBLIOGRAFÍA

1. ÁLVAREZ RODRICH, Augusto. Principios de Empresas Estatales y Privatización. Análisis Económico para la Empresa N° 10. Universidad del Pacífico.
2. ARIÑO, GASPAR. El Sector Eléctrico: ¿Dónde estamos? ¿A dónde vamos? En: El Sector Eléctrico en España. Torres, María; et. Al. Ed. Comares 2007
3. BALDWIN, Robert & CAVE, Martin. Understanding Regulation, Theory, Strategy and Practice. Oxford University Press, 1999.
4. BONIFAZ, José Luis. Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia, Editorial Consorcio de Investigación Económica y Social – Universidad del Pacífico. 2001. PP 164.
5. CABALLERO, Jorge. Evolución de la Industria Eléctrica en el Perú. Editorial Pailos.
6. CAMPA, José. Fusiones y Adquisiciones en Europa: Una asignatura pendiente. Universia Business Review. Segundo Trimestre 2004 N° 002.
7. CAMPODÓNICO, Humberto. “Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992- 2000” obtenido de internet el día 15/10/2008 en la siguiente dirección:
<http://www.rrojasdatabank.info/eclacsa/lcl1209.pdf>
8. CASIANO, Ivan “El Rol del Estado Peruano en el Sector Eléctrico” Derecho & Sociedad Nro. 23.
9. CLAUDIO LIZANA Y LORENA PAVIC “Control preventivo de fusiones y adquisiciones frente a la legislación antimonopolios”- Revista Chilena de Derecho Vol. 29 Nro. 3 páginas 507- 541- 2002 sección estudios
10. CORNEJO, René. Inversión Privada en Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos: Una mirada desde el sector público. Themis N° 52.
11. COLOMA, Germán (Editor) “Progresos en Organización Industrial” PETRECOLLA, Diegos y BIDART, Marina “Defensa de la competencia en mercados energéticos. El enfoque integral de la autoridad argentina de la competencia

12. D'AMORE, Marcelo. Estándares de Intervención en los Regímenes de Control de Fusiones. Asociación Argentina de Economía Política. Texto Disponible en: www.aaep.org.ar/espa/anales/pdf_98/damore.pdf.
13. DAMMERT, Alfredo; GARCIA Raúl y MOLINELLI, Fiorella. "Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico" Fondo Editorial PUCP. – 2008.
14. DAMMERT, Alfredo; y MOLINELLI, Fiorella ¿Qué significa el Proyecto Camisea? Documento de trabajo Nro. 23 – Osinergmin.
15. DURAND, Julio. "Construyendo un sistema de control de fusiones para evitar distorsionar la competencia", Derecho & Sociedad N° 28.
16. DUSSAN, Manuel. Reforma del sector eléctrico en Latinoamérica y el Caribe. Seminario Internacional Impactos de la Privatización Eléctrica a Nivel Mundial. Washington D.C. 1999. Texto disponible en: www.geocities.com/CapitolHill/Parliament/1461/Seminario/1m6.htm
17. FARLIE, Alan et al. "Inversiones extranjeras en la Comunidad Andina". Derecho Comunitario Andino. IDEI PUCP 2003
18. FERNANDEZ BACA, Jorge. La experiencia regulatoria en el Perú II: Los casos de la electricidad y el agua potable. En Apuntes N° 43. Segundo Semestre 1998.
19. FERNÁNDEZ BACA, Jorge. "La experiencia de la privatización en el Perú, 1991-2004", en: Fernández-Baca, Jorge, ed. Experiencias de Regulación en el Perú, Universidad del Pacífico, Lima 2004.
20. FERNÁNDEZ BACA, Jorge. "Organización Industrial. Universidad del Pacífico, Lima 2006. PP 567
21. GALLARDO, José. "Privatización de los Monopolios Naturales en el Perú: Economía Política, Análisis Institucional y desempeño". Documento de Trabajo No 188, Departamento de Economía. Pontificia Universidad Católica del Perú. 2000.
22. GALLARDO JOSÉ Y SANTIAGO DÁVILA, "Fusiones Horizontales en el Sector Eléctrico Documento de Trabajo Nro. 2 – Osinergmin.
23. GARCIA CARPIO Y ARTURO VASQUEZ CORDANO, "La Industria del Gas en el Perú- Documento de trabajo Nro. 1- Osinergmin OEE- 2004.
24. GARCIA CARPIO, Raúl "¿Por qué no firman contrato los generadores con las industrias de electricidad? Revista Peruana de Derecho de la empresa Nro. 62 Hidrocarburos y Electricidad.
25. GART, "Regulación del Gas Natural en el Perú - Osinergmin – Gart- 2008
26. HERNÁNDEZ, Juan Carlos. "Competencia y Regulación en el sector eléctrico" Garrigues Cátedra - Universidad de Navarra- 2005

27. HERZKA, Claudio. Elementos para una reforma del sector público peruano en el contexto de una economía de mercado. Lima, GRADE, 1996.
28. HUNT, Sally. "Making Competition work in Electricity" John Wiley & Sons, New York, 2002
29. KNITTEL, Christopher, Market Structure and the Pricing of Electricity and Natural Gas, The Journal of Industrial Economics, Vol. 51, No. 2, 2003, pp. 167-191
30. LAFFONT, Jean Jacques. Regulation and Development. Cambridge University Press, 2005. Pág.
31. LARSEN, E.R. y BUNN, D.W. Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk. Journal of the Operational Research Society, 1999
32. TAMAYO GONZALO, et. al. "Análisis de Competencia Sector Electricidad" Lima Junio de 1999, Documento de Trabajo elaborado para INDECOPI.
33. LITUMA, Luis & VAN GINHOVEN, Sandra. El control de fusiones en un Contexto de Integración Regional. En: Boza, Beatriz, et. Al. The Role of the State in Competition and Intellectual Property Policy in Latin America: Towards Academic/Audits of Indecopi, Lima 2000.
34. NEBREDÁ, Joaquín. Aspectos Jurídicos de la Comercialización de Energía Eléctrica. Pretendida puesta al día. En: Torres, María; et. Al. El Sector Eléctrico en España: Competencia y Servicio Público. Granada, 2007. Foster, Christopher. *Privatization, Public Ownership and the Regulation of Natural Monopoly*, Blackwell, Oxford 1992
35. PÉREZ, José y RIVIER, Michel. Los sistemas de energía eléctrica. En: Gómez, Antonio. Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica. McGraw Hill. 2002.
36. PETRECOLLA, Diego y ROMERO, Carlos. "Concentración Horizontal en un ambiente regulado. El Caso de la Distribución de Electricidad en el Gran Buenos Aires" en "Revista de la Competencia y La Propiedad Intelectual" INDECOPI.
37. QUINTANA, Eduardo "Es la política de competencia supletoria a la de la regulación de telecomunicaciones" – Página Ius Et Veritas Nro. 27
38. QUINTANILLA, Edwin. "Tarifas de electricidad: Diseño institucional y tarifas de generación" Lima Abril del 2004.
39. QUIÑONES, María. "Mercado Eléctrico en el Perú: ¿una Utopía? Themis Nro. 50
40. QUIÑONES, María, "La Competencia en sectores regulados" Revista Derecho & Sociedad Nro. 28. año 2007.

41. QUIROGA, María y RODRÍGUEZ, Miguel. “La Concentración de Empresas y la Libre Competencia” Fundación Bustamante de la Puente 1997- Editorial Cuzco,
42. SALVATIERRA, Rolando. “Mecanismos Legales para fomentar la competencia en los Servicios Públicos en el Perú” En Revista Derecho y Sociedad – PUCP N° 28.
43. SANTIVÁÑEZ, Roberto. “Mercado Eléctrico Peruano: Principios y Mecanismos de Operación y sistemas de precios”. THEMIS Nro. 37
44. SANTIVÁÑEZ, Roberto. “Concentración en el sector Eléctrico” en IUS ET VERITAS N° 18.
45. SATTLER, Verónica. “Contra el Control de Fusiones”. Revista Economía y Derecho. 2005.
46. Secretaría Técnica de la Comisión de Libre Competencia- INDECOPI, Estructura y funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Peruano. - Año 2000.
47. SING, Merrile. Are combination Gas and Electric Utilities Natural Monopolies?. The Review of Economics and Statistics. Vol. 69, N° 03, 1987, pp. 392 – 398.
48. STIGLER, George. The Theory of Economic Regulation, The Bell Journal of Economics and Management Science Vol. 2 N° 1, 1971 PP. 3 – 21.
49. SOBRE LA FUSIÓN DE LA CORPORACIÓN FENOSA <http://www.lukor.com/not-neg/empresas/portada/09042310.htm>
50. TAMAYO, Gonzalo et. al. “Determinantes de los Arreglos Contractuales en la Participación Privada en Infraestructura: El Caso Peruano”. Banco Interamericano de Desarrollo. Research Network Working paper N° R-390. 2000
51. TARZIJÁN, Jorge & PAREDES, Ricardo. Organización Industrial para la Estrategia Empresarial. Prentice Hall, Segunda Edición.
52. TÁVARA, José y DIEZ CANSECO, Luis. “Estabilizando el Péndulo Control de Fusiones y Concentraciones en el Perú” en THEMIS Nro. 47
53. TELLO, Mario. El funcionamiento de los mercados y sus distorsiones principales: Un enfoque de equilibrio parcial. Lima, 2008.
54. TORERO, Máximo. Impacto de la privatización sobre el desempeño en las empresas en el Perú. Grade. Documento de Trabajo N° 41
55. TOVAR, Teresa. “A propósito del control de fusiones” en IUS ET VERITAS Nro. 30
56. UNIVERSIDAD ESAN, “Consultoría para determinar la complejidad y prospectiva del Gas Natural – 2006.

57.ZEGARRA, Diego “La regulación como técnica de intervención administrativa” Derecho & Sociedad Nro. 23



ANEXO 01

Organización Institucional del Mercado Eléctrico Peruano.

El diseño plasmado en las normas del Sector Eléctrico, prevé la participación de actores públicos y privados para la regulación de la industria con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de la misma. Es así que se puede observar que entidades públicas como el Ministerio de Energía y Minas (Gobierno Central), el OSINERGMIN (Regulador del Mercado), y el INDECOPI (Agencia de Competencia), actúan con el fin de mitigar los distintos efectos económicos y legales que se suscitan dentro del mercado eléctrico, producto de las transacciones entre las empresas públicas, privadas, clientes regulados y clientes libres.

Así mismo, el COES, que se encuentra formado por representantes del sector privado interactúa como entidad encargada de administrar, operar y gestionar las operaciones económicas del mercado de la electricidad. A continuación profundizaremos en el tema de la gestión institucional que caracteriza al Sector.

A.1. El Concedente.

El Ministerio de Energía y Minas, es la entidad del Poder Ejecutivo, que tiene por objeto otorgar concesiones y autorizaciones, planificar y dotar de normas al Sub Sector Eléctrico, etc. La administración central se ejerce a través de su Dirección General de Electricidad (DGE), la cual tiene funciones normativas, propone y evalúa la política energética nacional de mediano y largo plazo, elabora el plan referencial para el sector electricidad¹⁴⁹. Asimismo, corresponde

¹⁴⁹ El Plan Referencial es el documento que muestra la situación del sector eléctrico, las proyecciones de demanda, oferta y transmisión de energía eléctrica para un horizonte de

a la Dirección General de Electricidad ejercer el rol concedente a nombre del Estado, para el desarrollo de las actividades eléctricas.

Conforme al artículo 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas Ley N° 25844, el Ministerio de Energía y Minas otorga las concesiones o permisos administrativos (autorizaciones), antes del inicio de una inversión en el Sub Sector Eléctrico. En ese sentido la Ley, establece tres formas de cómo las empresas interesadas pueden solicitar ante la autoridad central el otorgamiento de concesiones o autorizaciones así tenemos:

- a) Otorgamiento de Concesiones
 1. Actividades de **Generación** que usen recursos hidráulicos y geotérmicos cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;
 2. Actividad de **Transmisión** cuando las instalaciones afecten bienes del Estado o requieran la imposición de servidumbre.
 3. La actividad de **Distribución** con carácter de Servicio Público, de electricidad.

- b) Otorgamiento de Autorizaciones para el caso de la actividad de generación cuando la misma sea termoeléctrica, geotérmica o hidroeléctrica, no requerirá concesión cuando su capacidad instalada sea superior a 500 KW.

En el caso que no se requiera Concesión ni Autorización, la gestión de licencias o autorizaciones sólo deben de cumplir las normas técnicas, ambientales, de seguridad y del patrimonio cultural¹⁵⁰. Sin embargo, las

planeamiento de un periodo de tiempo de diez años. El Plan Referencial de Electricidad 2001 – 2010 se encuentra disponible en: www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub_ogp_plan2001-2010.asp (visitado el 12.03.2009).

¹⁵⁰ Al respecto pueden consultarse las siguientes principales normas: Código Nacional de Electricidad aprobado mediante Resoluciones Ministeriales N° 366-2001-EM/VME y N° 037-2006-MEM/DM; Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 029-94-EM; Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas aprobado mediante Resolución Ministerial N° 161-2007-

empresas solicitantes, deben informar a la autoridad central, las características técnicas de las obras y el inicio de sus operaciones.

Finalmente, la Ley de Concesiones Eléctricas, exige a las empresas eléctricas que cumplan con otras obligaciones cuando se opere bajo la modalidad de la concesión; como por ejemplo realizar estudios, conservar y mantener en buen estado las obras y equipos, aplicar precios regulados, presentar informes técnicos, facilitar las inspecciones entre otros.

A.2. La Agencia Reguladora.

Mediante la Ley N° 26734 modificada por la Ley N° 28964, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería¹⁵¹.

Inicialmente las facultades de supervisión del OSINERGMIN estaban circunscritas a los aspectos de calidad, seguridad y ambientales de las actividades eléctricas, puesto que la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 y la Ley N° 27116 encargaban la función de regulación tarifaria en la Comisión de Tarifas de Energía¹⁵².

En el año 2000, a través de la Tercera Disposición Complementaria, Transitoria y Final de la Ley N° 27332, se dispuso la fusión entre la Comisión de Tarifas de Energía y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), siendo que la primera paso a constituir la Gerencia de Adjunta de Regulación Tarifaria – GART del OSINERG. Finalmente con la dación de la Ley 28964, se transfieren competencias de supervisión y fiscalización de las actividades

MEM/DM y Reglamento de Evaluación Arqueológicas aprobado mediante Resolución Suprema N° 004-2000-ED.

¹⁵¹ Ley del organismo Supervisor de Inversión en Energía- OSINERG N° 26734, publicada en el Diario Oficial El Peruano, 31 de diciembre de 1996.

¹⁵² Ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía N° 27116, publicada en el Diario Oficial El Peruano, 17 de mayo de 1999.

mineras¹⁵³, a la entidad reguladora, la misma que cambia de denominación a OSINERGMIN.

El OSINERGMIN tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. La misión del OSINERGMIN es regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades¹⁵⁴.

Internamente, para lo que concierne al Sector Eléctrico, el OSINERGMIN está conformado por el Consejo Directivo¹⁵⁵, la Gerencia General, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios, y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

¹⁵³ Ley Ley que transfiere competencias de supervisión y fiscalización de las actividades mineras N° 28964, publicada en el Diario Oficial El Peruano, el 24 de enero de 2007

¹⁵⁴ Artículo 2° de la - Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG) N° 26734 publicada en el Diario Oficial El Peruano, el 31 de diciembre de 1996, modificada por la Ley N° 26817 publicada en el Diario Oficial El Peruano, el 24 de junio de 1997, Ley N° 28151 publicada en el Diario Oficial El Peruano el 10 de diciembre de 2003 y, Ley N° 28964 publicada en el Diario Oficial El Peruano, el 24 de enero de 2007.

¹⁵⁵ Le corresponden las funciones de planeamiento, dirección y supervisión de las actividades descritas en el artículo cinco de la Ley N° 26734, proponer al Ministerio de Energía y Minas, normas legales vinculadas al desarrollo de actividades reguladas por Ley de la materia, así como dictar directivas a fin de solucionar y resolver reclamos de los usuarios y otros que señale la Ley y el reglamento. Asimismo, según el Decreto Supremo N° 042-2005-PCM, modificado por la Ley N° 28337, el Consejo Directivo del OSINERGMIN está conformado dos miembros de la Presidencia de Consejo de Ministros, uno de los cuales será el representante de la sociedad civil. Uno de estos miembros será el Presidente del Consejo Directivo y tiene voto dirimente; un miembro propuesto por el Ministerio de Energía y Minas, un miembro propuesto por el Ministerio de Economía y Finanzas y un miembro propuesto por el Instituto de Defensa de la Competencia – INDECOPI.

A.2.1. Sobre las funciones del OSINERGMIN.

Casiano sostiene que la promoción de la eficiencia económica tiene una relación muy estricta con la promoción de la competencia en el sector regulado, puesto que a través de la correcta asignación de recursos en un proceso transparente de fijación de precios, se evitará la politización, de la utilización de recursos, corrupción, entre otros¹⁵⁶.

En consecuencia, el OSINERGMIN como regulador debe evitar la existencia de altos cargos para la entrada de nuevos actores en el sector eléctrico (barreras a la entrada), pero también debe evitar que el cargo sea inferior al real costo de acceso puesto que de lo contrario existiría un incentivo para la aparición de empresas ineficientes.

Para lograr dichos objetivos, el OSINERGMIN cuenta con las siguientes facultades:

- Promover que exista eficiencia económica en el sector eléctrico y otros de su competencia.
- Buscar un adecuado balance entre los operadores y los usuarios respecto de la prestación del servicio
- Velar por el cumplimiento de la normatividad que regula la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario.
- Fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesiones eléctricas y otras establecidas por la ley.
- Fiscalizar que las actividades del subsector electricidad se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.

¹⁵⁶ CASIANO, Ivan "El Rol del Estado Peruano en el Sector Eléctrico". En: Derecho & Sociedad N° 23. Lima, 2004, pág. 02.

- Fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y conservación del ambiente en las actividades desarrolladas en el subsector electricidad.

A.2.2. Independencia del Regulador.

Según la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos – Ley N° 27332, el regulador goza de autonomía e independencia profesional, institucional, financiera – económica y autonormativa¹⁵⁷. En tal sentido la independencia del regulador debe de estar blindada respecto de la influencia que ejercen de forma directa o indirecta las entidades públicas y privadas vinculadas a la entidad como empresas, gobierno central, usuarios, gremios y asociaciones.

Asimismo señala Hernández que *“La doctrina aunque con algunas matizaciones suele coincidir en destacar como característica principal de estas administraciones la independencia, después éstas les permite desempeñar con imparcialidad o neutralidad la función que les haya sido encomendada, aunque el alcance de dicho concepto podemos considerarlo aun objeto de debate”*¹⁵⁸.

En el mismo sentido, Quintanilla¹⁵⁹ afirma que para que el OSINERGMIN, o cualquier regulador, cumpla su rol; es necesario que estos tengan autonomía, la cual necesariamente debe de tener las siguientes condiciones:

1. Mandato independiente. Claro e independiente del poder político.
2. Criterios de designación. Idoneidad profesional y moral.

¹⁵⁷ Artículos 14, 16 y 17 de la Ley N° 26734 y artículo 72° y 73° de su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 054 – 2001 PCM.

¹⁵⁸ HERNÁNDEZ, Juan Carlos. *Competencia y Regulación en el sector eléctrico*, Garrigues Cátedra, Navarra, 2005, pág. 139.

¹⁵⁹ QUINTANILLA, Edwin. *Tarifas de electricidad: Diseño institucional y tarifas de generación*. Lima Abril del 2004.

3. Autoridad de Nombramiento. Preferentemente que emane del poder legislativo.
4. Ejercicios fijos: No reemisión ni elección inmediata.
5. Escalonamiento de plazos: No coincidan con ciclos electorales.
6. Personal calificado y adecuado.
7. Presupuesto autónomo que permita cumplir con sus funciones.
8. *Accountability* (Responsabilidad) rendición de dar cuentas de las acciones.
9. Transparencia: Acceso de la información que permita evitar la captura del organismo regulador.
10. Procedimientos de apelación que permita reconsiderar y apelar las decisiones del regulador.

A.3. La Agencia de Competencia.

Mediante la Ley N° 25868¹⁶⁰, se creó el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual. – INDECOPI, con la finalidad de garantizar el adecuado funcionamiento del mercado, a través de la supervisión ex post que le permiten detectar y sancionar la vulneración de las reglas de libre competencia que rigen el mercado de bienes y servicios.

Recientemente se ha promulgado el Decreto Legislativo N° 1033¹⁶¹, el cual modifica sustancialmente las funciones del INDECOPI, las mismas que en la actualidad son:

- a) Vigilar la libre iniciativa privada y la libertad de empresa mediante el control posterior y eliminación de las barreras burocráticas ilegales e irracionales que afectan a los ciudadanos y empresas, así como velar por el cumplimiento de las normas y principios de simplificación administrativa;*
- b) Defender la libre y leal competencia, sancionando las conductas anticompetitivas y desleales y procurando que en los mercados exista una competencia efectiva;*

¹⁶⁰ Ley de Organización y Funciones del INDECOPI, Decreto Legislativo 1033, publicada en el Diario Oficial El Peruano, 25 de junio del 2008.

¹⁶¹ Decreto Legislativo que aprueba la Ley de organización y funciones del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la propiedad intelectual – INDECOPI, N° 1033, publicado en el Diario Oficial El Peruano, 25 de junio de 2008.

- c) *Corregir las distorsiones en el mercado provocadas por el daño derivado de prácticas de dumping y subsidios;*
- d) *Proteger los derechos de los consumidores, vigilando que la información en los mercados sea correcta, asegurando la idoneidad de los bienes y servicios en función de la información brindada y evitando la discriminación en las relaciones de consumo;*
- e) *Vigilar el proceso de facilitación del comercio exterior mediante la eliminación de barreras comerciales no arancelarias conforme a la legislación de la materia;*
- f) *Proteger el crédito mediante la conducción de un sistema concursal que reduzca costos de transacción y promueva la asignación eficiente de los recursos;*
- g) *Establecer las políticas de normalización, acreditación y metrología;*
- h) *Administrar el sistema de otorgamiento y protección de los derechos de propiedad intelectual en todas sus manifestaciones, en sede administrativa, conforme a lo previsto en la presente Ley; y,*
- i) *Garantizar otros derechos y principios rectores cuya vigilancia se le asigne, de conformidad con la legislación vigente*¹⁶².

Estas atribuciones funcionales denotan la existencia de una entidad que está dotada de independencia institucional, económica, técnica y descentralizada. Sin embargo podemos observar que la Presidencia de la Agencia de Competencia, es ocupada por una persona, designada por el Presidente de la República¹⁶³, lo cual implica que la elección del más alto cargo dentro de la institución está sujeta a una decisión política, lo cual constituye un esquema muy distinto al establecido para elegir al presidente del Regulador.

A.4. El Operador de Mercado y del Sistema.

Con la entrada en vigencia el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se estableció un Operador de Mercado y del Sistema, cuya función principal es coordinar las operaciones de las centrales generadoras y los sistemas de transmisión que se encuentran interconectadas, para garantizar la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, prever la existencia de capacidad suficiente, generar mejores condiciones para el aprovechamiento de los

¹⁶² Artículo 2 del Decreto Legislativo N° 1033 Publicado el 24.06.2008.

¹⁶³ Artículo Séptimo del Decreto Legislativo N° 1033: "7.1 El Presidente del Consejo Directivo del INDECOPI será designado por el Presidente de la República, entre uno de los propuestos por la Presidencia del Consejo de Ministros. En ausencia o impedimento temporal será reemplazado por otro Director del Consejo Directivo, conforme lo establezca el Reglamento de la presente Ley".

recursos energéticos¹⁶⁴ y procurar el abastecimiento de energía al mínimo costo.

Este Operador fue denominado “Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional” – COES. En sus inicios el COES estaba conformado por los representantes de las Empresas de Generación Eléctrica y las Empresas de Transmisión, en los llamados Sistemas Interconectados del Centro Norte – COES SICN (1993) y en el Sistema Interconectado del Sur (1995). Ambos se funcionaron en el 2001 para formar el COES – SINAC, o Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional¹⁶⁵.

En el año 2006 a través de la publicación de la Ley N° 28832, “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica”, se introdujeron cambios importantes en la organización del COES, incorporándose en la Asamblea a las empresas distribuidoras de electricidad y a los usuarios libres conectados al SEIN. Asimismo se dispuso una nueva conformación de del Directorio, y la creación de la Dirección Ejecutiva como principal órgano de gerencia y administración.

La Asamblea está conformada por los integrantes registrados, agrupados en 4 subcomités: de Generadores, de Distribuidores, de Transmisores y de Usuarios Libres; mientras que el Directorio está integrado por 5 miembros, de los cuales 4 son elegidos por cada subcomité y el Presidente lo elige la Asamblea. En la actualidad conforman el COES, 16 Generadores, 7 Transmisores, 10 Distribuidores y 36 Usuarios Libres¹⁶⁶.

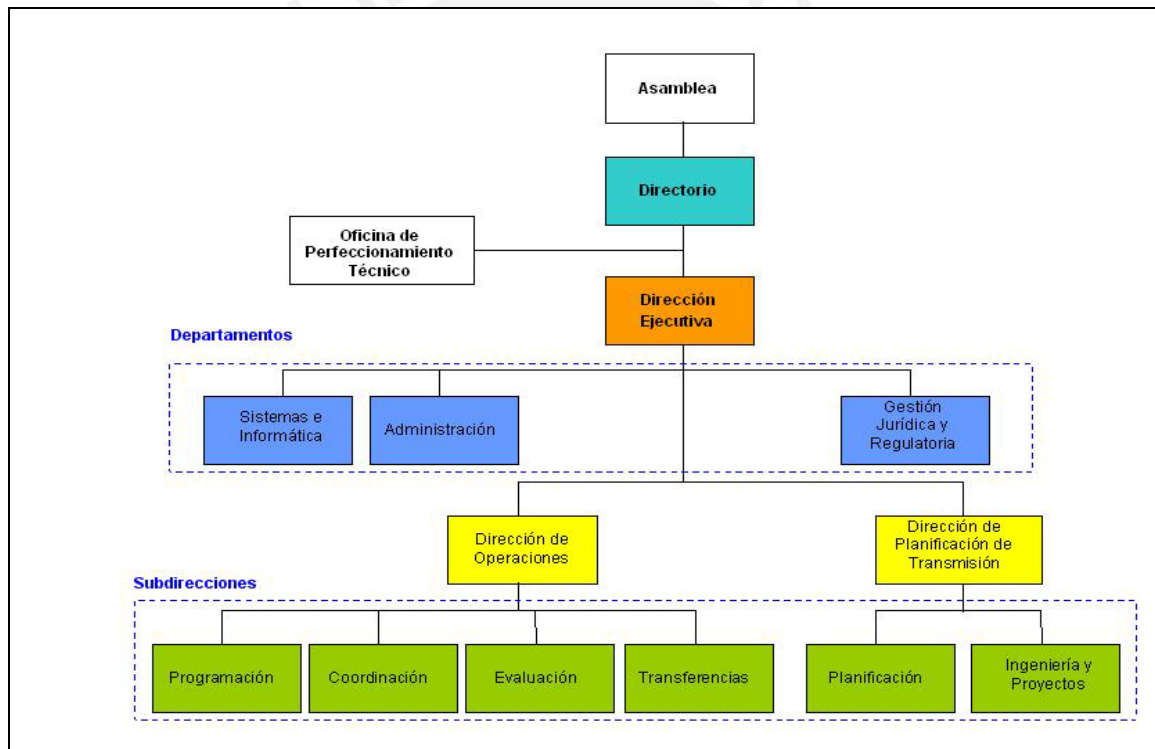
¹⁶⁴ Perú: Análisis del Sector Eléctrico. CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO, 2003, Pág. 18, disponible en <http://www.caf.com/attach/17/default/PerúElectrico.pdf> (visitado el 08.12.2008)

¹⁶⁵. Reseña Histórica. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL En: www.coes.org.pe/coes/Directiva/Resena.asp; consultado el 12.03.2009.

¹⁶⁶ Información disponible en el Portal Institucional del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional: www.coes.org.pe

El modelo adoptado por la normatividad nacional está enfocado hacia el diseño de un operador del mercado bajo el esquema de Directorio con representación de diferentes Agentes del Mercado. En este modelo se incorpora dentro del Directorio u órgano de similar jerarquía del Centro del Despacho a varios tipos de agentes privados y públicos que participan en el mercado. Los agentes en este caso pueden ser los generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores, usuarios y otras instituciones públicas relacionadas al sector¹⁶⁷.

Gráfico 24 – Organigrama del COES



Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

¹⁶⁷ SECRETARÍA TÉCNICA DE LA COMISIÓN DE LIBRE COMPETENCIA- INDECOPI, Estructura y funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Peruano, Lima, 2000, Pág. 12.

Así mismo con fecha 03 de mayo del 2008, se publicó el Decreto Supremo Nro. 027- 2008 EM, donde se aprueba el Reglamento del Comité de Operaciones Especiales – COES, en dicho cuerpo legal se tiene por objeto establecer las normas relativas a la organización y funciones del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) según lo establecido por la Ley. Así como establecer un registro de miembros e integrante que conforman la entidad. Así el COES en la actualidad está compuesto por Integrantes Obligatorios e Integrantes Voluntarios. Los Integrantes Registrados son los Integrantes Obligatorios así como los Integrantes Voluntarios que hayan optado por registrarse.

Dicho reglamento señala que los integrantes obligatorios del COES son todos los Agentes del SEIN que cumplen las siguientes condiciones, según corresponda: a) Los Generadores cuya potencia instalada sea mayor o igual a 50 MW; b) Los Transmisores que operen sistemas de transmisión que pertenezcan al Sistema Garantizado de Transmisión o al Sistema Principal de Transmisión, con un nivel de tensión no menor de 138 kV y cuya longitud total de líneas de transmisión no sea menor de 50 kilómetros, de acuerdo con los derechos otorgados; c) Los Distribuidores cuya máxima demanda coincidente anual de sus sistemas de distribución interconectados al SEIN, sea mayor o igual a 50 MW; y, d) Los Usuarios Libres cuya máxima demanda contratada en el SEIN sea mayor o igual a 10 MW.

Por otro lado tenemos que los Integrantes Voluntarios son los Agentes que no cumplan con los requisitos establecidos en el numeral 3.1, quienes para ejercer su derecho de participar en el COES deberán inscribirse, a su libre elección, en el Registro de Integrantes para adquirir la calidad de Integrante Registrado, debiendo permanecer en esta calidad durante un periodo mínimo de tres (03) años.

Los Integrantes Voluntarios que deseen dejar de ser Integrantes Registrados, deberán comunicarlo por escrito con una anticipación no menor de tres (03)

meses, siempre que cumpla con el periodo mínimo de permanencia de tres (03) años. Tratándose de Usuarios Libres que pasen a ser Usuarios Regulados, la anticipación será con respecto a la fecha en que pasen a ser Usuarios Regulados.

ANEXO 02. El Mercado del Gas Natural en el Mundo.

Como ocurría tradicionalmente en el mercado de la electricidad, la industria del gas natural es, en la mayoría de los casos, verticalmente integrada. La producción y el transporte, así como la distribución, están controlados por una sola gran empresa (pública o privada) que extrae el gas de los campos, lleva el gas a los gasoductos y distribuye el mismo gas a los consumidores finales.

Las modificaciones para la apertura del mercado en la industria del gas, a través del hecho de garantizar el libre acceso a los clientes que deseen contratar directamente el suministro de gas con el productor y respecto de la capacidad del transporte con el transportista son hechos recientes, que se vienen desarrollando explosivamente en los últimos años en relación al desarrollo tecnológico que ahora permite su comercialización “overseas” y permite nuevas aplicaciones.

Gráfico Nº 25: Comercio Mundial de Gas Natural, 2005 Mm³

Exportadores	Mm ³	Importadores	Mm ³
Rusia	203.727	EEUU	121.348
Canadá	106.353	Alemania	90.700
Noruega	82.801	Japón	80.915
Argelia	68.638	Italia	73.460
Países Bajos	52.355	Ucrania	62.132
Turkmenistán	49.423	Francia	46.975
Indonesia	36.146	España	33.118
Malasia	32.614	Corea del Sur	29.494
Qatar	27.992	Turquía	26.572
EEUU	22.288	Países Bajos	23.025
Resto del mundo	165.646	Resto del mundo	250.140
Total mundial	847.983	Total mundial	837.879

Fuente: MENA, Xavier. “Atlas mundial del petróleo y de la energía fósil primaria”, Informe Económico ESADE, 2006, pág. 73

En el 2006 las reservas probadas a nivel mundial se encontraron en el orden de 181.46 trillones de metros cúbicos (tcm)¹⁶⁸ siendo el Medio Oriente la Región que tiene las mayores reservas (73.47 tcm) representando el 40.5% del total de reservas a nivel mundial, le sigue Europa y Eucrasia con 64.13 tmc, representando el 35.3 % del total a nivel mundial en tercera posición se encuentra Asia con 14.82 tcm lo que representa el 8.2 % a nivel mundial.

A nivel de país Rusia es el que posee las mayores reservas representando el 26.3% de las reservas probadas a nivel mundial, le sigue Iran con 15.5% y Qatar con 14.0%. Así mismo, si se analiza el ratio del nivel de reservas versus la producción las actuales reservas de gas natural a nivel mundial tendrán un horizonte de aproximadamente 63 años.¹⁶⁹

¹⁶⁸ Según un informe preparado por ESAN, denominado Consultoría para determinar la complejidad y prospectiva del gas natural estudio de escenarios, donde toma como referencia información del BP Statistical Review of World Energy 2007 las proyecciones al 2030 de Internacional Energy Outlook 2007

¹⁶⁹ Si se analiza este ratio a nivel de región para Norteamérica la relación de reservas vs. La producción sería de diez (10) años aproximadamente para América del Sur sería de 50 y para Europa para 60 años Medio Oriente, tendría reservas para unos 220 años (Ibidem)