





**UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA**  
**DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS ECONÓMICO APLICADO**



**TESIS DOCTORAL**

**ENSAYOS SOBRE LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO: TECNOLOGÍA Y COMPETENCIA**

**CIRO EDUARDO BAZÁN NAVARRO**

Las Palmas de Gran Canaria, 2011



**D. OFELIA BETANCOR CRUZ SECRETARIA DEL DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS  
ECONÓMICO APLICADO DE LA UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA,**

**CERTIFICA,**

Que el Consejo de Doctores del Departamento en su sesión de fecha 17 de Junio de 2011 tomó el acuerdo de dar el consentimiento para su tramitación, a la tesis doctoral titulada “Ensayos sobre la reforma del sector eléctrico: tecnología y competencia”, presentada por el doctorando D. Ciro Eduardo Bazán Navarro y dirigida por el Doctor D. Francisco Javier Campos Méndez.

Y para que así conste, y a efectos de lo previsto en el artículo 73.2 del Reglamento de Estudios de Doctorado de esta Universidad, firmo el presente en Las Palmas de Gran Canaria, a 24 de Junio de dos mil once.



**UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA**  
**DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS ECONÓMICO APLICADO**  
**DOCTORADO EN ECONOMÍA**



**TESIS DOCTORAL**

**ENSAYOS SOBRE LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO: TECNOLOGÍA Y COMPETENCIA**

Tesis Doctoral presentada por D. **Ciro Eduardo Bazán Navarro**.

Dirigida por el Dr. D. **Francisco Javier Campos Méndez**

El Director

El Doctorando

Las Palmas de Gran Canaria, 2011



# **Ensayos sobre la reforma del sector eléctrico: tecnología y competencia**

**TESIS DOCTORAL**

**CIRO EDUARDO BAZÁN NAVARRO**

**Departamento de Análisis Económico Aplicado (DAEA)**

**Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC)**



A mis padres, Ciro Pascual Bazán Paz y Gladys Socorro Navarro Guzmán, por darme la vida y por enseñarme a trabajar con ahínco y a valorar las cosas que uno consigue gracias a su propio esfuerzo. Y a mi querida hermana Fabiola del Socorro, por mostrarme siempre como se consiguen los grandes objetivos en la vida: con mucho esfuerzo, con mucha dedicación, pero sobretodo con mucha pasión por lo que se hace.

A mis amados Emma Ana, Laura Cristina y Eduardo Luis, por hacer de mi mundo el más hermoso de todos.



## Reconocimientos

Aunque parezca mentira, después de mucho esfuerzo y de innumerables sacrificios, finalmente he culminado la *dichosa* tesis doctoral. Luego de estos ocho años, incluidos los casi cuatro años en que por diversos motivos debí prácticamente interrumpir esta tesis, son muchas las personas y las instituciones que han contribuido directa e indirectamente a la consecución de la presente tesis, y a las cuales deseo dar mi más profundo agradecimiento.

Sin pretender otorgar valor al orden en que los menciono, en primer lugar empezaré dando las gracias a Dios, por la vida, por la maravillosa esposa que me ha dado, por los hermosos hijos con los que ha bendecido nuestro hogar, y por haber estado siempre conmigo, en todo momento y en todo lugar. Por haberme acompañado en los buenos momentos, en los periodos de paz y tranquilidad, pero sobretodo en los momentos difíciles.

En segundo lugar, agradecer a mis amados progenitores, por haberme inculcado con el ejemplo sólidos principios, pero sobretodo por haberme enseñado que siempre se debe culminar cualquier empresa que uno haya empezado, aún cuando ella requiera un largo y arduo trabajo.

En tercer lugar, agradecer a mis tesoros, mí amada esposa *Ana* y mis pequeños hijos Laura y Eduardo, por todo el amor y la fortaleza que siempre me han brindado, y por todo el tiempo que les he privado de mi presencia. Gracias *Ana* por haberlo dejado todo (el trabajo, tu familia, tus amigos, el terruño, tus amados alumnos) para seguirme como mi *esposa* en esta larga y dura travesía que han sido los estudios y la tesis doctorales; por

haber sido mi *columna* en mis momentos *bajos*; y por haberme dado dos hermosos hijos. Gracias *Edú*, porque a pesar de tu corta edad has soportado con extraordinarias madurez y valentía la separación de la figura paterna debido a que ésta ha tenido que cruzar el *charco* para irse al otro lado del mundo a terminar aquella *cosa* que tantas veces has oído nombrar, que no comprendes, y a la que le denominan *tesis*. Gracias *Laurita* por hacer más dichosa nuestra existencia con tu llegada, después de tanto tiempo, y cuando pensábamos que Dios sólo bendeciría nuestro hogar con un único hijo.

En cuarto lugar, deseo agradecer a D. Gustavo Nombela (Fundación IDEAS) por haberme brindado su amistad; por inicialmente haberme guiado en el apasionante mundo de la investigación académica, tal como lo hace un padre cuando lleva de la mano a su pequeño hijo que recién empieza a dar sus primeros pasos; y por haberme enseñado con el propio ejemplo que la nobleza de los grandes hombres de ciencia no radica en su sabiduría sino en su sencillez y en su generosidad.

En quinto lugar, de manera muy especial, deseo expresar mi más profunda gratitud a mi director de tesis D. Javier Campos (ULPGC), por su invaluable ayuda; por haber soportado mis inagotables y muchas veces ingenuas preguntas; por brindarme toda su sapiencia y su sincera amistad sin restricción alguna; y por guiarme en la culminación de esta tesis, tal como lo hace un padre cuando debe animar a su pequeño hijo a caminar por sus propios medios, pero siempre vigilante y presto a darle la mano si éste tambalea o cae al suelo.

En sexto lugar, quiero expresar mi más profunda gratitud a mis profesores del programa de doctorado en Economía de la Universidad de las Palmas de Gran Canaria (ULPGC) por sus lecciones magistrales: Dña. Beatriz González, D. Gustavo Nombela, D.

Fernando Fernández, D. Javier Campos, D. Casiano Manrique, D. Carmelo León, D. Manuel Romero, Dña. Dolores Santos Peñate, D. Juan Hernández, y D. Santiago Mira. Asimismo, agradecer a Sonia Rodríguez, Israel Villar, y Héctor Rodríguez por su inestimable ayuda.

En séptimo lugar, deseo agradecer de manera personal a Celina Pestano, a Juan Luis Jiménez y a su amada Carmen por darle sentido a la palabra *amistad*, por abrirnos las puertas de sus cálidos hogares, y por permitirnos formar parte de sus hermosas familias.

En octavo lugar, agradecer infinitamente a mis amigos Canarios: Dña. Olga Espino, Dña. Concepción Espino, Dña. Susana Ojeda, D. José Montesdeoca, D. Juan Jiménez, y D. Jorge Diez por hacernos sentir, a mi familia y a mí, siempre como en casa y por brindarnos su valiosa amistad.

En noveno lugar, agradecer a Willian Reyes (UDEP) por haber impedido que en cierta mañana de un fin de semana, allá por el año 2007, lanzara al tacho de basura una versión preliminar del que hoy constituye el tercer capítulo de esta tesis, al darse cuenta que en mis cálculos había omitido el uso de uno de los supuestos del modelo. Asimismo, agradecer a Ara Ausejo por la gentileza de haber contestado siempre con presteza y acertada precisión a muchas de mis interrogantes sobre el sector eléctrico peruano.

Por último, es de justicia agradecer a la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Piura (UDEP) por haberme otorgado una *beca* que me permitió realizar los estudios de máster y doctorado en Economía en los Departamentos de Análisis Económico Aplicado (DAEA) y de Métodos Cuantitativos en Economía y Gestión (MCEG) de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC) entre noviembre de 2001 y julio de 2004. Asimismo, agradecer al Programa de Becas Robert S. McNamara del Banco Mundial (BM) por haberme financiado una estancia de

investigación en el DAEA de la ULPGC entre diciembre de 2008 y Junio de 2009, estancia que me ha permitido culminar la presente tesis. Finalmente, agradecer a la Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo (USAT) por haberme otorgado una licencia con goce de haberes durante mi estancia de investigación en el DAEA de la ULPGC.

A todos, gracias mil por su apoyo incondicional.

# Índice

<b>Resumen</b>	<b>1</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>3</b>
<b>2 Efectos de la reforma del sector eléctrico: modelización teórica y experiencia internacional</b>	<b>11</b>
2.1 Introducción.....	11
2.2 Características técnico-económicas de un sistema eléctrico.....	13
2.2.1 Definición y estructura de un sistema eléctrico.....	14
2.2.1.1 Generación.....	16
2.2.1.2 Transporte.....	16
2.2.1.3 Comercialización.....	20
2.2.2 Operación del sistema eléctrico: el papel central de la red de transmisión.....	22
2.3 Efectos de la reforma de un mercado eléctrico: modelización teórica.....	25
2.3.1 Descripción del modelo.....	27
2.3.2 Modelo tradicional sistema eléctrico centralizado (operación y planificación centralizadas).....	29
2.3.3 Modelos de sistema eléctrico reformado.....	34
2.3.3.1 El modelo del comprador único.....	37
2.3.3.2 El modelo de competencia en el mercado mayorista.....	40
2.3.3.3 El modelo de competencia en los mercados mayorista y minorista.....	43
2.3.3.4 Estructura de los mercados eléctricos mayoristas.....	45
2.3.3.4.1 El modelo del <i>pool</i> .....	47
2.3.3.4.2 El modelo de bolsa de energía (Power Exchange) y Operador Independiente del Sistema (OIS).....	48
2.3.3.4.3 Mercados mayoristas híbridos.....	49
2.3.3.5 Análisis de modelos de sistema eléctrico reformado.....	50
2.3.3.5.1 Modelo con un productor como monopolista.....	50
2.3.3.5.2 Modelo con productores precio aceptantes.....	52
2.3.3.5.3 Modelo de <i>Cournot</i> .....	54
2.3.3.5.4 Análisis de un caso particular.....	57
2.4 La experiencia internacional.....	64
2.5 Conclusiones.....	74
<b>3 La ampliación de capacidad en la generación eléctrica: tecnología convencional Vs. energías renovables</b>	<b>77</b>
3.1 Introducción.....	77
3.2 Revisión de la literatura.....	80
3.3 Modelo teórico.....	89
3.3.1 Horizonte temporal de corto plazo.....	89

3.3.2	El equilibrio desde el punto de vista privado.....	95
3.3.3	El equilibrio desde el punto de vista social.....	102
3.4	La decisión de ampliar capacidad.....	104
3.4.1	El equilibrio privado.....	106
3.4.1.1	Proceso de inducción hacia atrás: Etapa II.....	106
3.4.1.2	Proceso de inducción hacia atrás: Etapa I.....	115
3.4.2	El equilibrio social.....	117
3.5	Análisis de sensibilidad.....	120
3.6	Conclusiones.....	122
3.7	Anexos: demostraciones de proposiciones.....	125
<b>4</b>	<b>Comportamiento estratégico y poder de mercado en el mercado eléctrico peruano</b>	<b>147</b>
4.1	Introducción.....	147
4.2	El mercado eléctrico peruano.....	154
4.2.1	El proceso de reforma y el marco legal.....	155
4.2.2	La situación durante el periodo de análisis.....	160
4.2.3	Características de la industria eléctrica peruana.....	168
4.2.3.1	Agentes y actividades del sector eléctrico peruano.....	168
4.2.3.2	Segmentación de la industria.....	171
4.2.3.3	La operación técnica y económica en el sistema eléctrico.....	173
4.2.3.4	Las tarifas eléctricas.....	176
4.2.3.5	Problemática del sector eléctrico peruano.....	187
4.3	Modelo de simulación.....	195
4.3.1	Formulación del modelo.....	198
4.3.2	Implementación del modelo.....	199
4.3.2.1	Demanda del mercado.....	199
4.3.2.2	Oferta del mercado.....	203
4.4	Simulación.....	208
4.4.1	Algoritmo del modelo de <i>Nash-Cournot</i> .....	208
4.4.2	Maximización de los beneficios de las empresas.....	209
4.4.2.1	Escenario de competencia a la <i>Nash-Cournot</i> .....	209
4.4.2.2	Escenario competitivo ( <i>Benchmark</i> ).....	213
4.5	Resultados de la simulación.....	216
4.6	Conclusiones.....	226
4.7	Anexo: Códigos del programa de simulación.....	229
<b>5</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>257</b>
<b>6</b>	<b>Referencias</b>	<b>263</b>

## Índice de tablas

<b>Tabla 2.1:</b> Características de los moledos analizados.....	63
<b>Tabla 3.1:</b> Resultados que se obtendrían si la empresa 2 maximizara sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual sin tener restricciones de capacidad.....	93
<b>Tabla 3.2:</b> Resultados que se obtendrían si la empresa 2 maximizara sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual teniendo restricciones de capacidad.....	99
<b>Tabla 3.3:</b> Costes de inversión y producción de fuentes de energía renovables.....	104
<b>Tabla 3.4:</b> Resultados obtenidos en el caso en el que $q_{2M}^a > k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M}^b$ , tanto para la realización de una demanda residual futura alta como para la realización de una demanda residual futura baja.....	110
<b>Tabla 3.5:</b> Resultados obtenidos en el caso en el que $q_{2M}^a > q_{2M}^b > k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M}$ , tanto para la realización de una demanda residual futura alta como para la realización de una demanda residual futura baja.....	113
<b>Tabla 4.1:</b> Marco legal del sector eléctrico peruano.....	159
<b>Tabla 4.2:</b> Empresas eléctricas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	161
<b>Tabla 4.3:</b> Producción de energía eléctrica por empresa generadora en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	164
<b>Tabla 4.4:</b> Evolución de los principales indicadores del sector eléctrico peruano.....	167



## Índice de figuras

<b>Figura 2.1:</b> Estructura de un sistema eléctrico.....	15
<b>Figura 2.2:</b> Esquema del sistema eléctrico modelado.....	26
<b>Figura 2.3:</b> Modelo del comprador único.....	39
<b>Figura 2.4:</b> Modelo de competencia en el mercado mayorista.....	42
<b>Figura 2.5:</b> Modelo de competencia en los mercados mayorista y minorista.....	44
<b>Figura 3.1:</b> Equilibrio que se obtendría si la empresa 2 maximizara sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual y sin restricciones de capacidad.....	92
<b>Figura 3.2:</b> Curva de demanda del mercado minorista, demanda inversa que atienden ambos generadores; demanda residual que encara la empresa 2, y. costes marginales de ambas empresas.....	95
<b>Figura 3.3:</b> Equilibrio obtenido cuando la empresa 2 maximiza sus beneficios como monopolista sobre su demanda residual y con restricciones de capacidad.....	98
<b>Figura 3.4:</b> La empresa 2 incrementará su capacidad en un $\Delta k_2$ siempre que $\lambda^* \geq c_k$ .....	101
<b>Figura 3.5:</b> La capacidad instalada futura de la empresa 2 se encuentra por debajo de la cantidad de monopolio correspondiente a la demanda residual futura alta y por encima de la cantidad de monopolio correspondiente a la demanda residual futura baja.....	110
<b>Figura 3.6:</b> La capacidad instalada futura se encuentra por debajo de la cantidad de monopolio correspondiente a las demandas residuales futuras (alta y baja), y por encima de la cantidad de monopolio correspondiente a la demanda residual de corto plazo.....	114
<b>Figura 4.1:</b> Líneas de transmisión del sector eléctrico peruano (2010).....	163
<b>Figura 4.2:</b> Potencia efectiva por tipo de fuente energética en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) (2008).....	166
<b>Figura 4.3:</b> Energía eléctrica producida por tipo de fuente energética en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) (2008).....	166
<b>Figura 4.4:</b> Estructura del Sector Eléctrico Peruano.....	175

<b>Figura 4.5:</b> Coste marginal (Precio <i>spot</i> ) vs. precio regulado en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	186
<b>Figura 4.6:</b> Variación porcentual del PBI real y de la máxima demanda de electricidad en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) (2001-2008).....	186
<b>Figura 4.7:</b> Tasas de crecimiento de la demanda máxima de energía y de las potencias efectiva, firme, e instalada en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	188
<b>Figura 4.8:</b> Potencia efectiva vs. demanda máxima en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	190
<b>Figura 4.9:</b> Curvas de duración por horas (Abril de 2007).....	200
<b>Figura 4.10:</b> Curvas de demanda para $\varepsilon = -0,3$ (Abril de 2007).....	203
<b>Figura 4.11:</b> Oferta agregada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y costes variables de las empresas estratégicas y de la franja competitiva (Abril de 2007).....	207
<b>Figura 4.12:</b> Beneficios de empresas estratégicas compitiendo à la Cournot.....	212
<b>Figura 4.13:</b> Caso de equilibrios múltiples (caso Cournot).....	212
<b>Figura 4.14:</b> Caso de equilibrios múltiples (caso competitivo).....	215
<b>Figura 4.15:</b> Caso en el que no hay cruce entre oferta y demanda agregadas.....	215
<b>Figura 4.16:</b> Precios simulados y observados en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	218
<b>Figura 4.17:</b> Distorsión potencial del precio por parte de empresas estratégicas.....	219
<b>Figura 4.18:</b> Retención potencial de energía por parte de empresas estratégicas.....	220
<b>Figura 4.19:</b> Índices de poder de mercado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	221
<b>Figura 4.20:</b> Precios de <i>Nash-Cournot</i> en función de la elasticidad precio de la demanda.....	223

**Figura 4.21:** Distorsión del precio en función de la elasticidad precio de la demanda..... 224

**Figura 4.22:** Índices de poder de mercado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en función de la elasticidad precio de la demanda..... 225



## Índice de abreviaturas

**ATR:** Acceso de Terceros a la Red

**BCRP:** Banco Central de Reserva del Perú

**COES-SINAC:** Comité de Operación Económica del Sistema Nacional

**COPRI:** Comisión de Promoción Privada

**CT:** Costes totales de la Transmisión

**CTE:** Comisión de Tarifas Eléctricas

**DEA:** Análisis de Envolvente de Datos

**DGE:** Dirección General de Electricidad

**DL:** Decreto Legislativo

**DM<sub>m</sub>:** Demanda del Mercado Minorista

**DS:** Decreto Supremo

**DU:** Decreto de Urgencia

**EFO:** Equilibrio en Funciones de Oferta

**EFOC:** Equilibrio de Funciones de Oferta conjeturales

**ENC:** Equilibrio de *Nash –Cournot*

**ERNR:** Energías Renovables no Convencionales

**EVC:** Equilibrio de Variaciones Conjeturales

**FC:** Factor de Carga

**FOSE:** Fondo de Compensación Social Eléctrica

**FPP:** Factor de Ponderación de Punta

**GART:** Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

**GLP:** Gas Licuado del Petróleo

**GRP:** Garantía de Red Principal

**INDECOPI:** Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual

**IT:** Ingreso Tarifario

**LCE:** Ley de Concesiones Eléctricas

**MWh:** MegaWatt-hora

**OECD:** Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

**OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía

**PBE\*:** Precio Básico por Energía

**PBEHFP\* :** Precio Básico por Energía para Horas Fuera de Punta

**PBEHP\* :** Precio Básico por Energía para Horas Punta

**PBI:** Producto Bruto Interno

**PBPP\* :** Precio Básico por Potencia de Punta

**PC:** Peaje de Conexión

**PCU:** Peaje por Conexión Unitario

**PE\*:** Precio de Energía asociado a la barra de referencia

**PEB:** Precio de Energía en Barra

**PGR:** Precio a nivel Generación de los usuarios Regulados

**PPPB:** Precio de Potencia de Punta en Barra

**PT:** Peaje de Transmisión

**PUT:** Peajes Unitarios de los sistemas de Transmisión principal o secundaria

**SEA:** Sistema Económicamente Adaptado

**SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

**SICN:** Sistema Interconectado Centro Norte

**SISUR:** Sistema Interconectado del Sur

**SPT:** Sistema Principal de Transmisión

**SSAA:** Sistemas Aislados

**SST:** Sistema Secundario de Transmisión

**TB:** Tarifa en Barra

**VAD:** Valor Agregado de Distribución

**VNR:** Valor Nuevo de Reemplazo



## Resumen

En esta tesis se realiza, a través de tres ensayos, el análisis económico de algunos aspectos relevantes de los mercados eléctricos reformados. En particular, en el primer capítulo se analiza, a través de la modelización teórica de un sistema eléctrico simplificado, la influencia que las reformas organizativas del sector eléctrico tienen sobre la eficiencia productiva y se muestran los efectos que dichas reformas tienen sobre las tarifas soportadas por los usuarios finales en un contexto de corto plazo y a la luz de la experiencia internacional. La principal conclusión que se extrae del análisis teórico realizado en este capítulo es que si se reforma el sector eléctrico sin cuidar el correcto diseño de las reglas de acceso a las redes eléctricas y sin adoptar medidas para reducir la elevada concentración heredada del modelo tradicional, no se mejorarán los resultados del mercado. Si tras la reforma no existen ganancias de eficiencia productiva, los consumidores tendrán que pagar precios más altos que los del modelo centralizado tradicional. No obstante, si la ganancia de eficiencia productiva es lo suficientemente grande, es posible que los precios disminuyan tras la reforma. El segundo capítulo se enmarca en el actual debate energético sobre la sustitución de energías contaminantes por alternativas más limpias. En este capítulo se analiza el problema de una empresa generadora de electricidad que utiliza actualmente combustibles fósiles y debe tomar decisiones sobre ampliación futura de su capacidad teniendo en cuenta la posible competencia de una empresa rival que produce energía más “limpia” y sabiendo que, de acuerdo con el marco normativo que promueve el uso de energías renovables no contaminantes, el operador de la red de transmisión está obligado a dar prioridad a la producción de electricidad obtenida mediante el uso de fuentes de energía que tengan

bajas emisiones contaminantes. De este análisis, se concluye que el incremento de capacidad realizado por la empresa que no produce energía “limpia” siempre será inferior al incremento de capacidad que realizaría un planificador central benevolente que maximiza el bienestar social en términos esperados teniendo en cuenta las restricciones de capacidad de ambas empresas. Finalmente, en el tercer capítulo, como caso práctico, se realiza un análisis de corto plazo del posible comportamiento estratégico de las empresas generadoras que operan en un mercado eléctrico reformado, como es el caso del mercado eléctrico peruano. En este capítulo se simula el mercado eléctrico peruano como un mercado oligopolístico (duopolio y triopolio) à la *Nash-Cournot* con una franja competitiva. Los resultados muestran que para los escenarios analizados las empresas estratégicas tendrían fuertes incentivos para ejercer poder de mercado a través de las estrategias de retiro de producción y de distorsión de los precios de la electricidad, en un escenario contrafactual en el que los precios de la electricidad del mercado eléctrico peruano no fuesen calculados de forma administrativa.

# Capítulo 1

## Introducción

La energía eléctrica constituye un elemento indispensable para la vida moderna, ya que no sólo representa un *input* esencial en la producción de casi todos los bienes y servicios, sino que su uso se ha generalizado a todos los ámbitos de la sociedad, convirtiéndose a lo largo de los últimos doscientos años en uno de los bienes de primera necesidad sin los cuales no podría explicarse nuestro desarrollo económico y social. Las razones que justifican este éxito de la energía eléctrica resultan fáciles de adivinar: se puede producir a partir de fuentes energéticas primarias muy diversas, las máquinas que la producen (generadores) y las que la transforman en energía mecánica (motores) tienen altos niveles de eficiencia técnica, posee gran diversidad de aplicaciones: refrigeración, iluminación, transporte, control, calefacción, transmisión de sonidos e imágenes, etc., se puede transportar en forma instantánea a grandes distancias y en las cantidades que demanden los usuarios, es fácil de regular y de controlar, etc. Quizás el mayor inconveniente que presenta la energía eléctrica es que aunque es posible acumularla en pequeñas cantidades, no lo es en grandes cantidades debido a su alto coste. No obstante, gracias a la gran variedad de significativos beneficios que proporciona a los usuarios, la

mayoría de gobiernos a nivel internacional tradicionalmente ha considerado a la industria eléctrica como un sector clave para las economías de sus países.

Dada la importancia del sector eléctrico en la economía de un país, la manera en que se organiza y regula este sector afecta a las empresas que participan en la producción y en el suministro eléctrico; a las empresas que operan en otros sectores, ya que cualquier alteración en los precios de la electricidad afecta a su estructura de costes; y a los clientes domésticos que destinan una parte de sus ingresos para la adquisición de este producto y/o de sus servicios asociados.

Gracias a que tradicionalmente el suministro de energía eléctrica era considerado como un servicio público, a que las empresas eléctricas desarrollaban sus actividades en torno a una red, y a que por lo general no resultaba rentable instalar más de una, es que se facilitó la aparición de monopolios u oligopolios supuestamente naturales que debían ser regulados de cerca. Esto, en conjunción con el carácter estratégico del sector, explica el elevado intervencionismo público en esta industria. Sin embargo, en las últimas décadas, con el propósito de fomentar la competencia, incentivar el comportamiento eficiente de las empresas, y disminuir el coste del suministro eléctrico a los clientes sin disminuir su calidad, un creciente número de países reformó la organización de sus industrias eléctricas. Para lograr estas metas, los diversos gobiernos privatizaron las empresas públicas, eliminaron las restricciones que dificultaban la competencia, y principalmente reestructuraron sus sectores eléctricos y sus marcos reguladores.

Las reformas realizadas a nivel internacional, en gran medida, tienen en común ciertos principios básicos: la desintegración vertical (generalmente separación funcional)

de las fases<sup>1</sup> del sector, la introducción de la competencia en las fases de generación y de comercialización de electricidad, la creación de mercados organizados de generación, la regulación de las tarifas y de las condiciones de acceso a las redes de transmisión y en menor grado a las redes de distribución; y a nivel institucional, la separación formal entre las funciones reguladoras y la provisión del servicio<sup>2</sup>.

La reforma del sector eléctrico en el contexto internacional ha sido posible gracias al desarrollo y al incremento de la capacidad de las redes eléctricas que han permitido disminuir los efectos de las economías de escala de las centrales eléctricas gracias al aumento del tamaño de los mercados potenciales; al uso de tecnologías de generación más eficientes (por ejemplo, centrales de ciclo combinado de gas) que facilitan la entrada de nuevos y/o potenciales competidores en los mercados de generación; a los importantes avances en el procesamiento de la información y en los sistemas de cálculo utilizados para medir y despachar electricidad que han permitido la introducción de la competencia en la fase de comercialización y que además han permitido disminuir la congestión en las redes eléctricas y reducir los costes gracias a que se consigue una gestión más eficiente de las restricciones y en tiempo real; y a las deficiencias de la regulación tradicional: operadores eléctricos con costes elevados, inadecuada expansión del acceso a los servicios de electricidad, suministro no fiable y de baja calidad,

---

<sup>1</sup> Tradicionalmente, el sector eléctrico estaba constituido por tres fases: generación, transmisión y distribución. Estas fases muestran diferencias claras en sus funciones, en su tecnología, y en sus características de costes. Sin embargo, la reforma del sector de la electricidad ha impulsado la aparición de la comercialización, o venta al por menor, de la electricidad a los consumidores finales, como una función separada y distinta a la distribución.

<sup>2</sup> Para más información sobre los diversos procesos de reforma en el ámbito internacional ver por ejemplo: **Bacon y Besant-Jones (2001), Jamasb y Pollit (2005), Jamasb (2006), Besant-Jones (2006), Sioshansi y Pfaffenberg (2006), Erdogdu (2010a), y Belyaev (2011).**

incapacidad por parte del sector público para hacer frente a los costes de inversión y mantenimiento de la industria eléctrica, etc.

Desde finales de la década de los 70s, muchos son los países (Argentina, Alemania, Australia, Canadá, Chile, Colombia, EEUU, España, Holanda, Noruega, Nueva Zelanda, Perú, Suecia, Reino Unido, entre otros) que han realizado reformas en sus sectores eléctricos buscando mejorar su eficiencia asignativa y productiva y buscando reducir los precios que pagan los usuarios finales por la electricidad que consumen. En general, las experiencias de aquellos países que han reformado sus sectores eléctricos han funcionado adecuadamente en muchos aspectos, pero no en todos.

Entre las principales cuestiones que han cobrado especial interés en los mercados eléctricos internacionales tras la reforma de la industria eléctrica podemos mencionar la preocupación por parte de los distintos gobiernos sobre si la reforma de sus industrias eléctricas conseguirá incentivar a las empresas del sector a operar de manera eficiente y cuidando el medio ambiente; si la reforma tendrá un efecto positivo sobre las tarifas de los usuarios finales; si tras la descentralización de las decisiones de inversión en ampliación de capacidad en la generación las empresas generadoras serán capaces de invertir en niveles de capacidad que repliquen el óptimo social; y si la introducción de competencia en la actividad de generación incrementará los incentivos de las empresas que dominan el mercado mayorista de generación eléctrica para ejercer poder de mercado en el mismo.

El objetivo de esta tesis doctoral es realizar un análisis económico de algunos aspectos relevantes de los mercados eléctricos reformados. En particular, se pretende estudiar tres aspectos fundamentales que han originado dificultades en las experiencias

de algunos países: las consecuencias de algunos de los cambios en la organización del sector eléctrico (desintegración vertical, introducción de competencia en la generación, acceso a las redes eléctricas) sobre las tarifas de los usuarios finales en un horizonte de corto plazo, la toma de decisiones sobre la capacidad de generación por parte de las empresas generadoras que operan en un mercado eléctrico descentralizado en el que se favorece la producción de electricidad a través de energías renovables no convencionales “limpias”, y el análisis del comportamiento estratégico y los incentivos a ejercer poder de mercado<sup>3</sup> por parte de las empresas generadoras que operan en un mercado eléctrico reformado específico en el que los precios de la generación eléctrica no se determinan por la interacción repetitiva entre la oferta y la demanda, como es el caso peruano.

La principal contribución de esta tesis viene dada por los resultados cualitativos que se derivan del análisis realizado en cada capítulo de la misma, antes que por la estimación de resultados cuantitativos concretos que, generalmente, dependen de los supuestos adoptados. Para ello, tras esta introducción, en el segundo capítulo se realiza la modelización teórica de un sistema eléctrico para analizar la influencia que las reformas organizativas de la industria eléctrica tienen sobre la eficiencia productiva, y para mostrar los efectos que las reformas tienen sobre las tarifas de los usuarios finales, en un contexto estático de corto plazo y a la luz de la experiencia internacional. En particular, se pretende mostrar mediante el análisis de diversos escenarios, que de hecho se presentan en las industrias eléctricas de diversos países, qué efectos tienen la introducción de

---

<sup>3</sup> El poder de mercado ocasiona pérdidas de eficiencia productiva y asignativa, tanto en términos estáticos como dinámicos. Las pérdidas de eficiencia asignativa se deben a los excesivos márgenes precio-coste marginal que perciben las empresas generadoras, mientras que las pérdidas de eficiencia productiva se deben, en términos estáticos, a que el despacho de las unidades generadoras no se realiza a mínimo coste; y en términos dinámicos, a las distorsiones que produce sobre la entrada de nuevos competidores, y sobre las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación de las empresas generadoras ya instaladas (Fabra, 2001).

competencia en la generación, la desintegración vertical (separación de los servicios de generación competitivos de los servicios de transmisión y distribución monopolísticos) y las condiciones de acceso a las redes eléctricas sobre las tarifas de los usuarios finales dentro de un contexto estático y para un horizonte de corto plazo. Una vez hallada la solución óptima para cada escenario, en términos de política de precios (tarificación óptima), se realiza una especificación común para todas las alternativas (demanda lineal y costes cuadráticos). A partir de esta especificación, se analizan las ganancias de eficiencia productivas asociadas a la elección organizativa. La principal conclusión que se extrae es que si se reforma el sector sin cuidar el correcto diseño de las reglas de acceso a las redes eléctricas y sin adoptar medidas para reducir la elevada concentración heredada del modelo tradicional, no se mejorarán los resultados del mercado. Si tras la reforma no existen ganancias de eficiencia productiva, los consumidores tendrán que pagar precios más altos que los del modelo centralizado. No obstante, si la ganancia de eficiencia productiva es lo suficientemente grande, es posible que los precios disminuyan tras la reforma.

En el tercer capítulo, se realiza un análisis sobre cómo un generador que no produce energía “limpia” (empresa 2), escoge su ampliación de capacidad para satisfacer su demanda residual futura en una industria eléctrica reformada. Se supone que el operador de la red de transmisión está obligado por el marco normativo del sector eléctrico, que intenta promover el uso de tecnologías de energías renovables no convencionales (ERNC) “limpias”, a dar prioridad a la producción “rival” (empresa 1) que genera electricidad mediante el uso de ERNC que tienen bajas emisiones contaminantes. Bajo este contexto, en el corto plazo, la empresa 1 que se considera en “régimen especial”, siempre produce a plena capacidad y su producción es pagada al precio del

*pool*, mientras la empresa que no produce energía “limpia” atenderá la demanda residual y determinará el precio del *pool*. Luego, los resultados se comparan con aquellos obtenidos por un planificador social benevolente. En el largo plazo, las dos empresas entablan un juego no cooperativo de dos etapas. En la primera etapa, se asume que la empresa que produce energía limpia no incrementa su capacidad debido a que la tecnología requerida para producir electricidad “limpia” presenta costes de inversión demasiado elevados, mientras la otra empresa decide la ampliación óptima de su capacidad que maximiza su beneficio esperado. En la segunda etapa, la empresa 1 produce a plena capacidad y la empresa 2 decide la producción óptima que maximiza sus beneficios. Los resultados obtenidos, son comparados con los obtenidos por un planificador social benevolente. De este análisis, se concluye que el incremento de capacidad realizado por la empresa que no produce energía limpia siempre será inferior al incremento de capacidad que realizaría un planificador central benevolente que maximiza el bienestar social en términos esperados teniendo en cuenta las restricciones de capacidad de ambas empresas. Es importante resaltar que este modelo sólo se centra en el estudio de la fase de generación, de manera que no contempla la posibilidad de integración vertical (total o parcial) entre la generación y la comercialización.

En el cuarto capítulo se realiza un análisis para estudiar cuáles serían los resultados que se obtendrían si en el mercado eléctrico peruano existiese competencia oligopolística en cantidades (competencia *à la Nash-Cournot*) entre las empresas de mayor cuota de mercado, mientras las de menor tamaño, al no poder influir sobre el precio de equilibrio a través de la modificación estratégica de su producción, se comportan como precio aceptantes (*franja competitiva*). Los resultados nos muestran que, tanto para el caso de duopolio como para el caso de triopolio simulados, las

empresas estratégicas tendrían fuertes incentivos para ejercer poder de mercado a través de las estrategias de retiro de producción y de distorsión de los precios de la electricidad, en un escenario contrafactual en el que los precios de la electricidad del mercado eléctrico peruano no fuesen calculados de forma administrativa. Finalmente, se esbozan algunas conclusiones en el capítulo 5.

# Capítulo 2

## Efectos de la reforma del sector eléctrico: modelización teórica y experiencia internacional

### 2.1 Introducción

Hasta hace pocos años, el sector eléctrico era considerado un monopolio natural verticalmente integrado. No obstante, en las últimas décadas, muchos países han ido introduciendo reformas en la organización de sus industrias eléctricas. Estas reformas han sido posibles, por un lado, gracias a cambios tecnológicos, que han permitido reducir la escala de las centrales de generación y una mayor competencia; y por otro lado, gracias a una revisión de la función reguladora que desempeñan los gobiernos. El nuevo marco se caracteriza por la desintegración vertical entre las actividades potencialmente competitivas (generación y comercialización) y las actividades reguladas (transmisión y distribución) del sector, introducción de la competencia en la generación y en la comercialización, la creación de mercados mayoristas de electricidad organizados (*pools* o *Power Exchange*), la descentralización de las decisiones de inversión en expansión de la red de transmisión y en capacidad de generación, la regulación de las tarifas y de las condiciones de acceso de terceros a las redes eléctricas (que aún se consideran monopolios naturales), y una redefinición de la regulación (desarrollo de un nuevo marco

regulador). Adicionalmente, algunos países han realizado privatizaciones en la generación y en la comercialización con el propósito de que inversionistas privados introduzcan recursos financieros en estas fases y con la esperanza de que las empresas busquen reducir sus costes.

En general, todos estos cambios buscan mejorar la eficiencia económica del sector, incrementar la seguridad del suministro eléctrico (confiabilidad del sistema y suficiente inversión en nueva capacidad de generación y transmisión), proteger el medio ambiente, estimular la innovación tecnológica, y reducir las tarifas para los usuarios finales. Sin embargo, esto no se garantiza automáticamente, como muestran algunas experiencias [por ejemplo: Chile, Brasil, Argentina, EE.UU. (California)].

En este nuevo ambiente, resultan interesantes algunas cuestiones tales como: ¿La reforma del sector eléctrico puede incentivar a que las empresas del sector operen eficientemente?, y ¿cuál es el efecto de la reforma en las tarifas de los usuarios finales?

En este capítulo se ha realizado la modelización teórica de un sistema eléctrico sencillo para analizar la influencia que las reformas organizativas del sector eléctrico tienen sobre la eficiencia productiva y para mostrar los efectos de la reforma del sector eléctrico en un periodo de corto plazo a la luz de la experiencia internacional. En particular, se pretende mostrar mediante el análisis de diversos escenarios, que de hecho se presentan en las industrias eléctricas de diversos países, qué efectos tienen la introducción de competencia en la generación, la desintegración vertical (separación de los servicios de generación competitivos de los servicios de transmisión y distribución monopolísticos) y las condiciones de acceso a las redes eléctricas sobre las tarifas de los usuarios finales dentro de un contexto estático y para un horizonte de corto plazo. Una

vez hallada la solución óptima para cada escenario, en términos de política de precios (tarificación óptima), se realiza una especificación común para todas las alternativas (demanda lineal y costes cuadráticos). A partir de esta especificación, se analizan las ganancias de eficiencia productivas asociadas a la elección organizativa.

Este capítulo está compuesto por cinco secciones. En la sección 2.2 se detallan las características técnico-económicas de un sistema eléctrico. En la sección 2.3 se realiza una modelización teórica de las operaciones de corto plazo de un sistema eléctrico simplificado teniendo en cuenta la organización tradicional del sector eléctrico y la organización reformada. En la sección 2.4 se hace una revisión de la literatura sobre los resultados de la reforma eléctrica a nivel internacional. Finalmente, en la sección 2.5, se presentan las conclusiones y posibles líneas de extensión.

## **2.2 Características técnico-económicas de un sistema eléctrico**

La energía eléctrica es un elemento indispensable para el desarrollo de múltiples actividades económicas y es un factor de producción de casi todos los bienes y servicios. Entre las principales características de la electricidad podemos destacar que se puede producir a partir de fuentes energéticas primarias muy diversas y que posee gran diversidad de aplicaciones. Se puede transportar en forma instantánea a grandes distancias y es relativamente fácil de controlar. No obstante, el mayor inconveniente que presenta la electricidad es que aunque es posible acumularla en pequeñas cantidades, no lo es en grandes cantidades debido a su alto coste.

A todo el conjunto de activos requeridos para hacer llegar la energía eléctrica a los consumidores se le denomina *Sistema Eléctrico*. Las fases o etapas que conforman un sistema eléctrico son: generación, transmisión, distribución y comercialización.

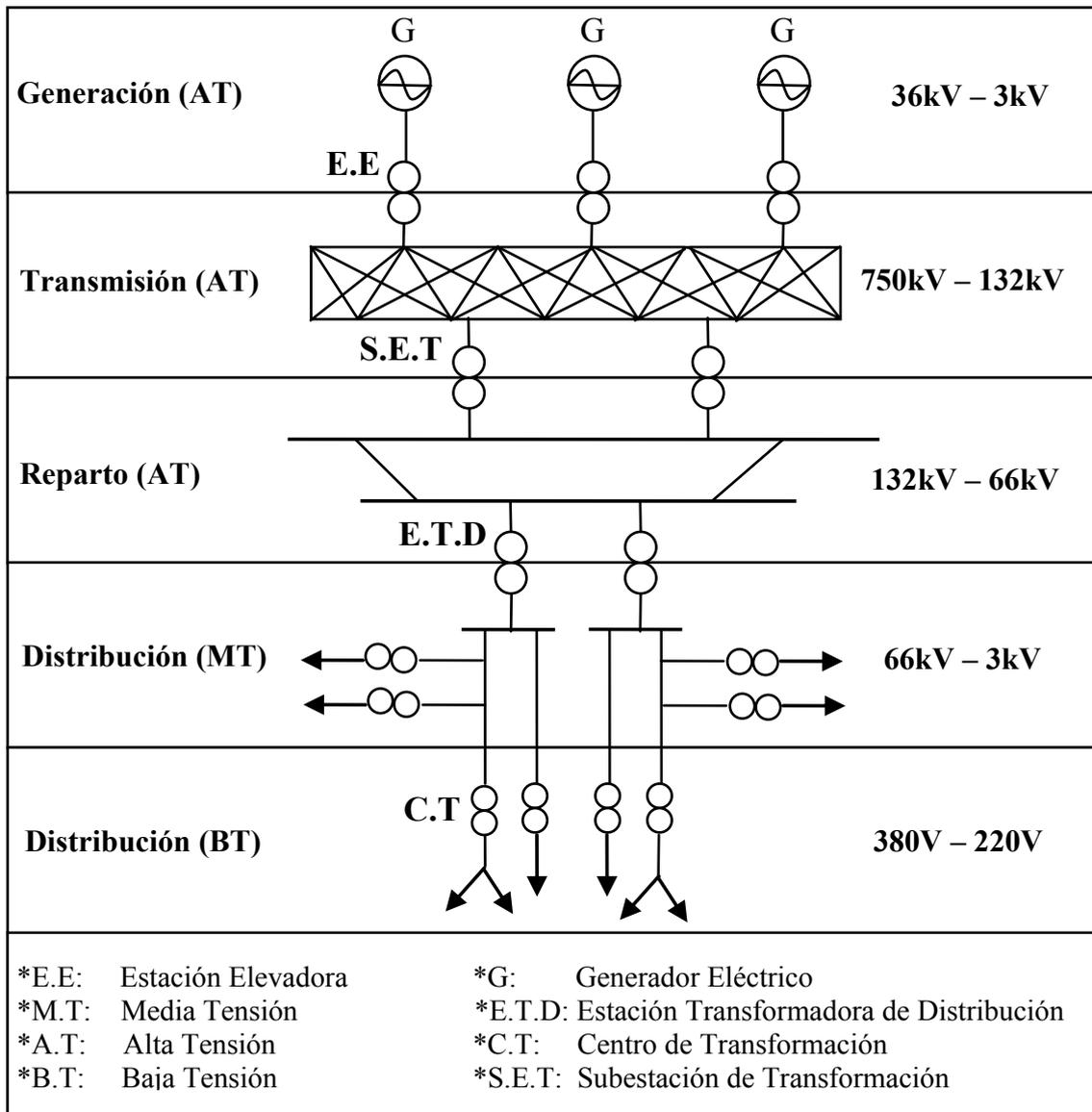
Para aclarar los términos que van a utilizarse a lo largo de este capítulo, definiremos la demanda eléctrica como la energía eléctrica, medida en megavatios-hora (MWh), que es requerida por los usuarios y que es producida por las empresas generadoras en un periodo dado. Con el propósito de estudiar las características de los costes de las distintas fases de un sistema eléctrico se hace en esta sección una revisión de su operación, destacando el papel central que desempeña la red de transmisión.

## 2.2.1 Definición y estructura de un sistema eléctrico

Un sistema eléctrico es el conjunto de *elementos* (centros de generación; redes eléctricas; estaciones de transformación; equipos de medida, protección y control; elementos consumidores, etc.) que permiten suministrar electricidad a los usuarios en cualquier punto en el que sea necesario su uso, en condiciones apropiadas de voltaje, frecuencia y disponibilidad.

La estructura del sector eléctrico tradicionalmente se dividía en tres fases: generación, transmisión y distribución. Estas fases muestran diferencias claras en sus funciones, en su tecnología, y en sus características de costes. Sin embargo, la reforma del sector eléctrico ha impulsado la aparición de la comercialización, o venta al por menor de la electricidad a los consumidores finales, como una función separada y distinta a la de distribución. En la **figura 2.1** se muestra la estructura de un sistema eléctrico, aunque en este esquema no se han separado funcionalmente la distribución y la comercialización.

Figura 2.1. Estructura de un sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

### **2.2.1.1 Generación**

En esta etapa se genera energía eléctrica por medio de unidades o grupos de generación<sup>6</sup> de diversas tecnologías a través de la transformación de alguna otra forma de energía en energía eléctrica a partir de una fuente primaria (recursos hídricos, carbón, gas natural, petróleo, combustible nuclear, recursos renovables, etc.). En esta fase, también se realiza la planificación de la capacidad instalada y de las inversiones a largo plazo.

Es importante señalar que gracias al surgimiento de nuevas tecnologías de generación como las turbinas de gas de ciclo combinado, que han reducido notablemente las economías de escala respecto al tamaño del mercado eléctrico, los costes fijos, los periodos de construcción, las emisiones medioambientales y los costes de interrupción, se ha favorecido la introducción de competencia en esta fase. Por tanto, en principio no parece existir ningún argumento económico que justifique el hecho de que una sola empresa realice esta actividad. Sin embargo, que la competencia sea posible no implica que sea fácil de reformar el sector de modo que un número adecuado de empresas garantice un suministro eficiente de electricidad [López (1999)].

### **2.2.1.2 Transporte**

La electricidad es transportada a través de redes de transmisión en alta tensión y por redes de distribución en media y baja tensión.

---

<sup>6</sup> La entidad relevante de generación de electricidad es la planta la cual está constituida por unidades de diferentes escalas y que operan en distintas épocas.

**a) Transmisión:** Los sistemas de transmisión son el conjunto de redes eléctricas<sup>7</sup> que transportan energía desde las estaciones elevadoras a la región en que están los centros de consumo. Una vez generada la electricidad en las centrales, para minimizar las pérdidas, se eleva la tensión desde el valor de la generación hasta el de transmisión a grandes distancias que normalmente suele estar entre los 132 kV y los 750 kV. Luego de elevarse la tensión, la energía es transportada a través de una red de interconexión<sup>8</sup> y a través de una red de transmisión hasta una subestación de transformación<sup>9</sup> que reduce la tensión a niveles que van desde los 66 kV hasta los 132 kV. A partir de las subestaciones de transformación a través de la red de reparto<sup>10</sup> se envía la energía eléctrica, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución<sup>11</sup>.

La *red de transmisión* provee la energía a países con potencias de miles de MW y a grandes distancias. Para ello utilizan tensiones iguales a las redes de interconexión. Por su importancia económica deben poseer una estructura que asegure continuidad de servicio.

Aparte de la función de transporte de electricidad en alta tensión, la fase de transmisión incluye la operación, la coordinación y el despacho económico de la

---

<sup>7</sup> Podemos considerar como *red eléctrica* al conjunto de nodos (puntos de la red en el que concurren más de dos líneas de conducción) unidos mediante tramos o líneas (conjunto de elementos de la red comprendido entre dos nodos consecutivos) de conducción.

<sup>8</sup> Las *redes de interconexión* son uniones entre sistemas de transmisión poderosos y sirven para apoyo recíproco de éstos, transmitiendo energía eléctrica en una u otra dirección según sean las circunstancias.

<sup>9</sup> Las *subestaciones de transformación*, que constituyen nodos de la red eléctrica, tienen por función reducir el voltaje del transporte e interconexión a voltajes de reparto y se encuentran ubicadas en los grandes centros de consumo.

<sup>10</sup> Las *redes de reparto o subtransmisión* suministran la electricidad requerida por la distribución de todo un pueblo o por algunos consumos industriales de gran envergadura. Transporta potencias de algunas decenas de megavatios.

<sup>11</sup> La función de una *estación transformadora de distribución* es reducir el voltaje desde el nivel de la red de reparto hasta el de la red de distribución en media tensión. Estas estaciones contienen los equipos que permiten conectar o desconectar elementos del sistema, así como los equipos de control, protección y medición. Éstas se encuentran normalmente intercaladas en los anillos formados en la red de reparto.

capacidad de generación existente así como la planificación de la red de transmisión a través de un centro de control de electricidad. El tamaño y las condiciones de la red de transmisión dependen de consideraciones de oferta y demanda, de los costes de construcción y mantenimiento y de los costes por pérdidas de energía eléctrica en forma de calor.

En cuanto al aspecto económico de la transmisión podemos decir que presenta economías de escala que se alcanzan gracias al uso de una sola red. Por otro lado, en esta fase también se pueden conseguir importantes economías de alcance y algunas economías de densidad **[Weyman-Jones (1995)]<sup>12</sup>**. Debido a que la energía eléctrica es difícilmente almacenable, la electricidad que circula por las líneas de transmisión en cada instante puede considerarse como un multiproducto. Por tanto, en la transmisión se puede hablar de economías de alcance en el sentido que el coste de proveer un conjunto de productos es inferior a la suma de los costes de brindar cada uno de ellos por separado. Las economías de densidad se originan gracias a la interconexión de los diversos centros de consumo (nodos de demanda), en los que los intercambios de electricidad pueden experimentar oscilaciones inciertas e imprevistas. Gracias a la interconexión, el riesgo de no poder abastecer a la demanda en un sistema de nodos interconectados es menor que la suma de los riesgos de no poder atender los requerimientos de cada nodo aislado **[López (1999)]**.

Sólo con las economías de escala y de alcance, así como también con las economías de densidad presentes en esta fase, bastaría para considerar a las instalaciones de la red de transmisión como un monopolio natural, aunque como

---

<sup>12</sup> En este contexto, las *economías de densidad* implican que el coste medio de abastecer a los clientes en un área geográfica determinada decrece cuando el número de consumidores atendidos se incrementa.

veremos más adelante, las principales razones que caracterizan a la actividad de la red de transmisión como monopolio natural se desprenden del importante papel que ésta desempeña en la *operación y coordinación* del sistema de energía eléctrica como un todo, y de las externalidades que determinadas decisiones de los generadores ocasionarían sobre otros agentes conectados al sistema.

**b) Distribución:** Esta fase está compuesta por las redes de distribución de media y baja tensión.

#### ***Red de distribución en media tensión***

Son redes malladas<sup>13</sup> que cubren la superficie de un gran centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación. La misión de estos centros es reducir la tensión de la red de distribución de media tensión al nivel de la red de distribución de baja tensión. Se encuentran ubicados en los centros de gravedad de todas las áreas de consumo. Las tensiones a las que suelen funcionar estas redes van desde los 3 kV hasta los 66 kV.

#### ***Red de distribución de baja tensión***

Son redes que, partiendo de los centros de transformación ya mencionados, alimentan directamente los distintos usuarios, constituyendo el último escalón en la

---

<sup>13</sup> Una *malla* es el conjunto de líneas que forman un camino cerrado a través de por lo menos dos nodos consecutivos, por lo que se puede decir que una *red mallada* es aquella que conecta sus diversos nodos a través de líneas que permiten acceder de uno a otro por distintos caminos alternativos [Lasheras (1999)].

distribución de la energía eléctrica. Es la última fase de transformación donde la media tensión se reduce a tensiones menores a 1 kV, normalmente a 380 voltios y 220 voltios. Este proceso se realiza a través de transformadores que se instalan sobre postes o en cámaras subterráneas.

Al igual que la transmisión, la distribución se caracteriza por un uso intensivo del factor capital, una elevada relación entre costes fijos y variables y altos costes hundidos. Además, las redes de distribución presentan importantes economías de densidad, lo que justificaría desde el punto de la eficiencia técnica darle a los distribuidores derechos exclusivos sobre algún área de mercado, procurando que las áreas asignadas no se solapen y así reducir los costes de distribución totales. Debido a que parece que diseñar redes de gran tamaño significaría que las economías de escala que las caracterizan tenderían a desaparecer en un periodo de tiempo muy corto, se justificaría, para minimizar los costes totales de distribución, un modelo de numerosos monopolios locales con un área de mercado que estuviese inversamente relacionada con la densidad de los consumidores **[Kühn y Regibeau (1998)]**.

### **2.2.1.3 Comercialización**

La comercialización es una nueva actividad económica de la industria eléctrica que consiste en facilitar la utilización de la electricidad a los usuarios finales. La comercialización asimismo supone el *marketing*, la compra de electricidad al por mayor, la contratación, la medición, facturación y cobro, y puede abarcar servicios de atención al cliente, pero sin ocuparse de la distribución o mantenimiento de la red de transporte de baja tensión. Es decir, la comercialización consiste en prestar un servicio al por menor a

partir de un bien producido por otros (los generadores) a través de las redes eléctricas pertenecientes a terceros. En consecuencia, el valor añadido por las empresas comercializadoras es relativamente pequeño, y sus diversos costes que proceden de la generación, transmisión y distribución tienen una enorme influencia sobre el precio de venta **[López (1999)]**.

La competencia en la actividad de comercialización se da en el precio de venta de la electricidad o en el servicio de atención al cliente. Los comercializadores negocian la compra de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con los generadores, y su venta al por menor con los consumidores finales, accediendo a las redes de distribución de baja tensión mediante el pago de peajes a los propietarios de las redes.

Habitualmente, la comercialización era brindada al usuario final de forma agregada con la distribución. Sin embargo, no hay alguna razón económica que justifique que la comercialización no se pueda realizar de forma separada de la distribución. La comercialización no requiere elevadas inversiones, lo que permite que los costes hundidos sean bajos facilitando así la entrada de nuevos competidores y creando un ambiente apropiado para que se desarrolle la competencia.

## 2.2.2 Operación del sistema eléctrico: el papel central de la red de transmisión<sup>14</sup>

En un sistema eléctrico existe un alto grado de interdependencia entre las fases de generación, transmisión y distribución, de forma que cualquier modificación en algún punto del sistema afecta a todo el resto. Por tanto si se desea que el sistema funcione de manera eficiente se deberá tener en cuenta dicha interdependencia. Ésta se debe principalmente a la interacción de tres importantes características del sistema.

En primer lugar, todo sistema eléctrico debe satisfacer en cualquier instante del tiempo la siguiente restricción de equilibrio:

$$\text{Energía Generada} = \text{Pérdidas de Energía} + \text{Energía Demandada} \quad [2.1]$$

La **ecuación [2.1]** nos dice que la energía generada siempre debe ser mayor a la energía demandada en las pérdidas de energía producidas en la transmisión<sup>15</sup> y en todos los puntos de consumo. La energía por unidad de tiempo que se pierde en el transporte de electricidad en una línea de la red de transmisión es directamente proporcional al cuadrado de la intensidad de corriente eléctrica<sup>16</sup> que circula por dicha línea y a su resistencia eléctrica.<sup>17</sup>

La resistencia depende entre otras cosas de la distancia del conductor y, ésta a su vez depende de la energía que se inyecta y se retira de la red de transmisión en cada

---

<sup>14</sup>La elaboración de este subapartado recoge algunas ideas de: **Lasheras (1999)**, **Kühn y Regibeau (1998)** y la tesis doctoral desarrollada por **Ramos (2000)**.

<sup>15</sup> Las *pérdidas debidas a la transmisión* son la parte de la energía eléctrica que al viajar a lo largo de la red de transmisión, entre los diversos nodos que la conforman, se pierde en forma de calor.

<sup>16</sup> La *intensidad de corriente eléctrica* representa la cantidad de carga eléctrica (electrones) que circulan por unidad de tiempo a través de un conductor y su unidad de medida es el Amperio (A).

<sup>17</sup> La dificultad que ofrece un conductor al paso de la corriente eléctrica se llama *resistencia eléctrica* y su unidad de medida es el Ohmio (Voltio/Amperio).

instante. Por ello, las pérdidas cambian cada vez que varía la cantidad que se está generando y demandando, es decir, las pérdidas son distintas prácticamente en cada momento del tiempo. Debido a esta característica técnica, se requiere un *alto grado de coordinación* para mantener el equilibrio del sistema eléctrico debido a que cualquier desequilibrio en el sistema provocaría daños extensos de manera casi instantánea en diversas partes de la red.

En segundo lugar, la energía eléctrica no es un flujo direccional. Esto implica que un usuario conectado a la red de transmisión no sabe de qué central de generación está recibiendo la energía eléctrica que consume y, por lo tanto, sólo en el caso en el que exista una línea directa exclusiva entre el usuario y el generador, se podrán hacer contratos de entrega física de energía desde una central de generación específica. En la actualidad existen muy pocos elementos de control direccional del flujo de energía en manos del operador de una red de transmisión o de los agentes del sector eléctrico.

En tercer lugar, la demanda presenta una evolución compleja y fluctuante con altas variaciones temporales: diarias, semanales, mensuales y estacionales. La demanda de energía eléctrica en el muy corto plazo suele ser muy incierta, porque la cantidad demandada de electricidad depende de las elecciones de un gran número de usuarios y de las cantidades que decidan utilizar. Los factores que suelen afectar la demanda y hacerla incierta en el mediano y largo plazo son las desviaciones de los patrones climáticos usuales en las diversas estaciones del año, las modificaciones en las condiciones económicas de los usuarios, y el tipo de equipos que son conectados a la red para el consumo de electricidad.

Debido a estas tres características, para garantizar la estabilidad, la seguridad y el equilibrio (**ecuación [2.1]**) de la red de transmisión *en el corto plazo* es indispensable resolver en tiempo real y de forma casi instantánea los desvíos que se producen en las condiciones de operación de la red, ya sea porque las condiciones técnicas o de seguridad de ésta sufran algún contratiempo, o porque la generación o la demanda no coincidan con sus valores esperados. Además, la seguridad del suministro en el corto plazo obliga al mantenimiento de una capacidad de reserva que exceda en un margen a la demanda de modo que se puedan prever los fallos y las fluctuaciones en la demanda, por lo que ciertas plantas deben estar en condiciones de entrar en funcionamiento para proporcionar energía a la red ante cambios imprevistos.

A la serie de decisiones, gran parte tomadas en tiempo real, que coordinan el despacho de generación y la demanda en las diversas localizaciones de la red, de modo que se pueda efectuar el suministro eléctrico respetando los requerimientos de seguridad, se denomina *gestión técnico-económica de la red de transmisión o gestión del sistema*. Esta gestión impone unos costes que son difíciles de identificar y de asignar en las transacciones entabladas entre generadores y consumidores debido a que tanto las restricciones técnicas como las condiciones de seguridad de la red varían en cada momento. Este problema hace que no sea completamente controlable la entrega física de energía eléctrica estipulada en un contrato de compraventa pactado entre las partes y a que se ocasionen costes en el resto de las negociaciones que únicamente son percibidos cuando se da la explotación conjunta de dicha red [**Lasheras (1999)**].

La actividad realizada por la red de transmisión tradicionalmente se ha considerado como un monopolio natural por tres razones fundamentales: primero, por la

gestión técnico-económica de la red de transmisión (operación y coordinación del sistema como un todo); segundo, por las externalidades negativas que ciertas decisiones de los productores producen en otras partes del sistema; y tercero, por las economías de escala, de alcance y de densidad presentes en la red.

Por otro lado, para poder atender los incrementos en la demanda de energía, en el *largo plazo*, los sistemas eléctricos deben expandirse y para ello se deberá estimar la demanda futura, pero esto no es sencillo ya que la demanda es incierta. De acuerdo al tamaño de la planta generadora que se quiera construir, la expansión de la capacidad de generación de electricidad podría demorar largos periodos de tiempo. Además la expansión del sistema requiere de una cierta coordinación de las inversiones en generación, transmisión y distribución.

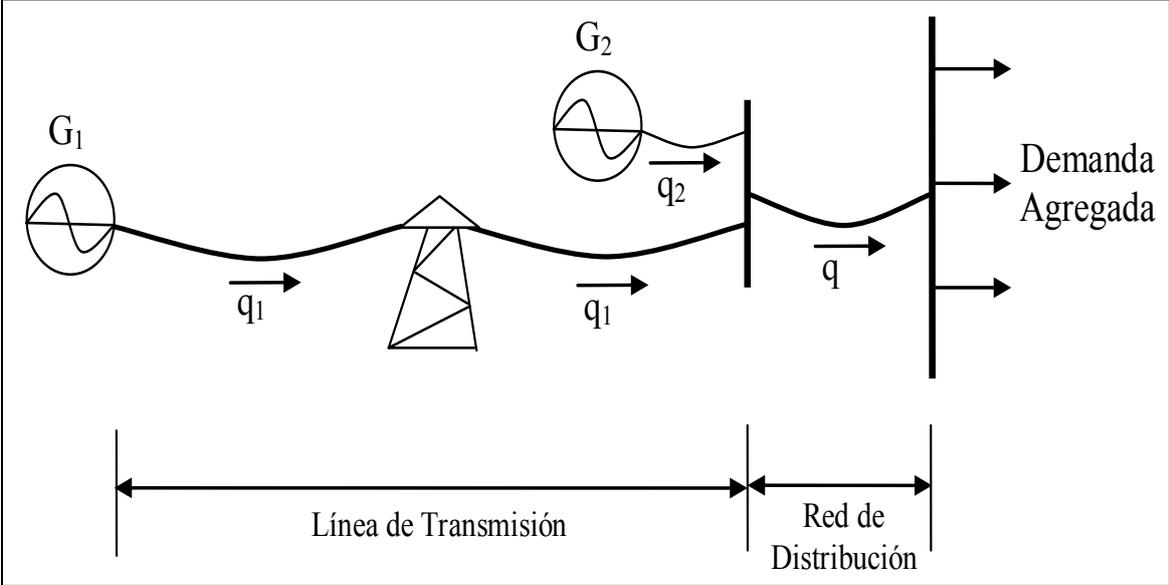
Estas cuestiones relativas a las inversiones en ampliación de la capacidad de generación y de la interrelación con la red de transmisión son especialmente interesantes en sistemas eléctricos que han sido objeto de una desintegración vertical, como es el caso de España, Noruega, Inglaterra, California, etc., donde la coordinación entre los diferentes agentes que conforman un sistema ya no es “perfecta” como en el caso de un modelo eléctrico integrado. No obstante, esto no es nuestro objeto central de análisis.

## **2.3 Efectos de la reforma de un mercado eléctrico: modelización teórica**

En esta sección se muestran los efectos de la reforma de un sistema eléctrico sencillo sobre los resultados (precios y cantidades) de las operaciones y sobre la eficiencia productiva de las empresas generadoras en el corto plazo. La **figura 2.2** muestra un

sistema eléctrico, donde existen dos generadores (con distintas tecnologías) situados en áreas geográficas distantes, los cuales están unidos por una línea de transmisión. Todo el consumo se encuentra concentrado en una región próxima al generador 2, y se encuentra unido a éste último a través de una red de distribución.

**Figura 2.2. Esquema del sistema eléctrico modelado**



Fuente: Elaboración propia.

## 2.3.1 Descripción del modelo

### ***Consumidores de energía eléctrica: demanda***

Asumimos que los consumidores derivan utilidad del consumo de  $q$  MWh de energía eléctrica a partir de la función  $B(q) = \int_0^q p(q) dq$ . Donde  $p(q)$  representa la función inversa de demanda de energía por parte de los consumidores, en unidades monetarias por MWh, cuya derivada de primer orden es  $p'(q) < 0$ . Además, se supone que  $B'(q) > 0$  y  $B''(q) < 0$ . Finalmente, se asume que la demanda no presenta fluctuaciones aleatorias.

### ***Generadores: Oferta***

Los costes del generador 1 vienen dados por:  $C_1(q_1) = G_1 + C(q_1)$ , donde  $q_1$  representa su producción en MWh. Asumiremos que la función de coste variable  $C(q_1)$  es estrictamente creciente y estrictamente convexa, es decir, que sus derivadas de primer y segundo orden son  $C'(q_1) > 0$  y  $C''(q_1) > 0$  respectivamente. Por otro lado, el coste fijo  $G_1 > 0$  limitará la capacidad de producción del generador 1, esto es:  $q_1 \leq \bar{q}_1$ .

El generador 2 tiene la misma estructura de costes que el generador 1, pero con un coste variable mayor, el cual viene medido por un parámetro  $\lambda \geq 1$ :  $C_2(q_2) = G_2 + \lambda C(q_2)$ . Donde  $q_2$  representa su producción en MWh. La función de

costes variables base,  $c(\cdot)$ , es la misma que la del generador 1. Igual que antes, el coste fijo  $G_2 > 0$  limitará la producción del generador 2, esto es:  $q_2 \leq \bar{q}_2$ .

### ***Línea de transmisión***

Los costes de la línea de transmisión vienen dados por:  $C_T(q_1) = T + q_1 c_T$ . Donde  $T > 0$  representa el coste fijo de la línea de transmisión, y su coste variable viene determinado por  $q_1 c_T$ , siendo  $c_T > 0$  el coste marginal de cada MWh transmitido. La capacidad máxima de la línea de transmisión viene dada por:  $q_L = \bar{q}_L > 0$ , la cual supone una restricción para  $q_1$ :  $q_1 \leq \bar{q}_L$ . Al igual que para la generación, el coste fijo limita la capacidad de la línea de transmisión.

### ***Red de distribución***

Los costes de la red de distribución están dados por:  $C_D(q) = D + c_d q$ . Donde  $D > 0$  representa el coste fijo de la red de distribución, y el coste variable viene representado por  $c_d q$ , siendo  $c_d > 0$  el coste marginal de cada MWh distribuido. Asimismo, se asumirá que la red de distribución no tiene problemas de capacidad.

### ***Pérdidas de energía en el transporte de la electricidad***

Se supone que las pérdidas en la transmisión y en la distribución son despreciables. Por lo que:  $q_1 + q_2 = q$  (balance de energía).

### ***Horizonte temporal***

El análisis de las operaciones del sistema es en el corto plazo. Se asume que las capacidades de generación y de transmisión ya están dadas y que los costes fijos de dichas fases no son modificables en el corto plazo.

Se consideran dos casos que serán descritos a continuación: sistema eléctrico centralizado (modelo tradicional) y modelos de mercado reformado (sistema eléctrico reformado).

### **2.3.2 Modelo tradicional: sistema eléctrico centralizado (operación y planificación centralizadas)**

La industria eléctrica está bajo reforma en muchos países. El nuevo marco está caracterizado por la introducción de la competencia en la generación de electricidad y en el suministro al usuario final (comercialización), por la garantía del acceso de forma generalizada a las redes de electricidad (pagando una tarifa), y por una redefinición de la función reguladora de los gobiernos.

El sector eléctrico tradicionalmente era considerado como un monopolio natural bajo el argumento que la forma más económica de abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales era empleando un único suministrador. Las particularidades de la industria de la electricidad (elevados costes de almacenar electricidad, demanda variable en el tiempo, inversiones intensivas en capital, las economías de integración vertical, externalidades y economías de escala, alcance, y densidad de la red de transmisión, etc.)

condujeron a ello de una manera espontánea, lo que trajo como consecuencia que en cada país aparecieran empresas verticalmente integradas (públicas o privadas) las cuales se encargaron de desarrollar el sector.

Ante esta situación, muchos países decretaron leyes que explícitamente prohibieron la nueva entrada en el sector de la electricidad, o que lo eximió de las leyes generales de la competencia. En aquellos países donde la provisión del servicio era realizada por empresas de propiedad privada, habitualmente estaban sometidas a una fuerte regulación. Esta era la situación en EEUU a principios del siglo XX donde el monopolio (privado) era regulado por una comisión reguladora independiente.<sup>18</sup>

Por otra parte, el suministro de energía eléctrica era tradicionalmente considerado como un servicio público, y las empresas públicas o los reguladores a menudo se responsabilizaban no sólo de la operación del sistema a corto plazo, sino también de la planificación de las inversiones. Las empresas eléctricas, debido a cómo estaba organizado el sector, usualmente se encargaban de ejecutar las normas de los gobiernos. En contrapartida, los reguladores determinaban las tarifas finales a pagar por los usuarios, y se aportaban las subvenciones necesarias de manera tal que todos los costes de las empresas del sector fueran cubiertos, es decir, el regulador remuneraba a las empresas eléctricas en función del coste del servicio.

Debido a su condición de monopolio natural y a su complejidad técnica, parecía lógico que la mejor manera de operar y planificar la actividad del suministro eléctrico fuese de forma centralizada ya que el organismo coordinador (por lo general el Ministerio

---

<sup>18</sup> Sin embargo, desde la era de la construcción y electrificación de los programas hidráulicos públicos, una gran cantidad de compañías eléctricas federales o municipales permanecieron - y aún permanecen - en la industria eléctrica en los EEUU.

de Industria, Energía u órgano equivalente) teóricamente poseía la información necesaria para realizar la operación y la planificación de manera eficiente.

Teniendo en cuenta lo antes descrito, como referencia, vamos a obtener la solución óptima en el caso de un modelo de un sistema eléctrico centralizado (modelo tradicional)<sup>19</sup>.

En este modelo se supondrá que  $G_1$  y  $G_2$  son plantas generadoras de una empresa pública, que también realiza las operaciones de transmisión y de distribución. El sistema eléctrico se considera un monopolio natural verticalmente integrado. Se analizará el caso en el que la línea de transmisión no se encuentra congestionada<sup>20</sup>.

Asimismo, se asumirá que un ente regulador debe realizar la planificación y la tarificación de las operaciones de corto plazo en el sistema. Es decir, el regulador deberá determinar la cantidad óptima de consumo  $q$  y el reparto de la producción de los generadores  $G_1$  y  $G_2$  tal que se maximice el bienestar social, así como también deberá establecer la tarificación óptima.

El problema a resolver por el regulador es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_1, q_2} W(q_1, q_2) &= EC(q) + \pi(q_1, q_2) = B(q) - G_1 - C(q_1) - T - q_1 c_T - G_2 - \lambda C(q_2) - D - c_d q \\ \text{s.a : } q_1 &\leq \bar{q}_1 ; q_2 \leq \bar{q}_2 ; q_1 \leq \bar{q}_L \end{aligned}$$

[2.2]

La función Lagrangiana viene dada por la siguiente expresión:

$$\ell(q_1, q_2) = W(q_1, q_2) + \mu_1(\bar{q}_1 - q_1) + \mu_2(\bar{q}_2 - q_2) + \mu_3(\bar{q}_L - q_1) \quad [2.3]$$

<sup>19</sup> Es importante señalar que este modelo no describe exactamente el caso “pre-reforma” ya que en dicha situación, debido a las ineficiencias del sector público, no se resolvía un problema de optimización en la práctica.

<sup>20</sup> Se hace notar que aún cuando se han utilizado las condiciones de Kuhn-Tucker para el análisis de todos los casos que surgen en los problemas de optimización con restricciones de desigualdad, sólo estamos mostrando aquellos cuyos resultados nos han permitido extraer conclusiones interesantes (soluciones interiores).

Donde  $\mu_i$  es el precio sombra de la capacidad de generación del productor  $G_i$ , ( $i = 1,2$ ), y  $\mu_3$  es el precio sombra de la capacidad de la línea de transmisión.

Las condiciones necesarias de primer orden vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$B'(q) - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad [2.4]$$

$$B'(q) - \lambda C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad [2.5]$$

En el equilibrio, el coste marginal de los generadores, corregidos por los precios sombra, se iguala.

$$C'(q_1) + c_T + \mu_1 + \mu_3 = \lambda C'(q_2) + \mu_2 \quad [2.6]$$

La **condición [2.6]** toma una forma diferente si consideramos que las restricciones de capacidad afectan o no a las operaciones del sistema. Consideraremos como aplicación el caso en que la línea de transmisión no está congestionada, es decir que está operando por debajo de su capacidad. Asimismo, supondremos que en dichos casos los generadores no tienen problemas de capacidad.

***Línea de transmisión no congestionada y generadores sin problemas de capacidad***

$$\text{Suponemos que: } \begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$$

De las condiciones necesarias de primer orden se obtiene:

$$C'(q_1) + c_T = \lambda C'(q_2) \quad [2.7]$$

La **ecuación [2.7]** lo que nos dice es que en el equilibrio el coste marginal para ambos generadores es el mismo. Además si  $c_T$  es muy pequeño, para que la igualdad se satisfaga se tendría que verificar que  $q_1 > q_2$ .

### **Tarificación**

Se ha definido  $B(q) = \int_0^q p(q) dq$  como la utilidad que obtienen los consumidores por el

consumo de  $q$  MWh. A partir de esta expresión podemos obtener la regla de tarificación

óptima. Si derivamos  $B(q)$  respecto de  $q$ , se obtiene:  $\frac{dB(q)}{dq} = p(q) = B'(q)$ . Por lo que

de las condiciones necesarias de primer orden tenemos que:

$$B'(q) = p(q) = C'(q_1) + c_T + c_d + \mu_1 + \mu_3 = \lambda C'(q_2) + c_d + \mu_2 \quad [2.8]$$

Por tanto, la solución óptima con planificación centralizada consistiría en fijar conjuntamente el precio  $p(q)$  que se les cobraría a los usuarios finales por cada MWh consumido, y las cantidades  $q_1$  y  $q_2$  que deberían producir ambos generadores. La **ecuación [2.8]** nos indica que el valor óptimo de  $p(q)$  es aquel en donde la utilidad marginal es igual al coste marginal de producción del generador 1, más los costes marginales de transmisión y de distribución, corregidos por los precios sombra de la capacidad del generador 1 y de capacidad de la línea de transmisión respectivamente. De forma equivalente, la **ecuación [2.8]** nos indica que el valor óptimo de  $p(q)$  es aquel en donde la utilidad marginal es igual al coste marginal de producción del generador 2, más los costes marginales de distribución, corregidos por el precio sombra de la capacidad del generador 2. Dependiendo de la situación en que nos encontremos (trabajando por debajo o en el límite de las capacidades de generación y/o transmisión) algunos de los

multiplicadores podrían anularse. Los valores de  $q_1$  y  $q_2$  se podrían obtener de las ecuaciones [2.4] y [2.5] y de la condición de balance de energía.

Para el caso analizado (sin problemas de congestión en la línea de transmisión y sin problemas de capacidad de generación por parte de  $G_1$  y  $G_2$ ) la tarifa óptima vendría dada por la ecuación [2.9].

$$B'(q) = p(q) = C'(q_1) + c_T + c_d = \lambda C'(q_2) + c_d \quad [2.9]$$

### 2.3.3 Modelos de sistema eléctrico reformado

Pese a las economías de escala en la transmisión y a las economías de integración vertical del modelo tradicional, muchos países se han apartado de este modelo y han reformado sus sectores eléctricos buscando: mejorar la eficiencia económica; la seguridad, la calidad y la continuidad de un servicio universal (accesible a todos los consumidores); inversiones eficientes en ampliación de capacidad de generación; minimizar el impacto medioambiental; y la reducción de los costes a través de mecanismos de mercado (competencia y privatización) [Belyaev et al. (2008)]. Estos países han introducido la competencia en aquellas fases donde esta opción es viable (generación y comercialización). A pesar de ello, la experiencia en algunos países [Woo et al. (2003), Coppens et al. (2004), Rudnick et al. (2005), Sioshansi (2006)], muestra que los objetivos perseguidos con la reforma de sus industrias eléctricas no se han alcanzado y por ello se han tenido que efectuar nuevas reformas. El proceso de reforma del sector eléctrico que se ha seguido, en general y con algunos matices, en países en vías de desarrollo, y en particular en países desarrollados, es el siguiente:

- *Regulación:* Con el objeto de reformar el sector eléctrico, el cual había permanecido bajo el régimen monopolístico durante mucho tiempo, los Estados desarrollaron un nuevo *marco regulador (establecimiento de un ente regulador independiente, facilitar el libre acceso de terceros a las redes de transporte a través del pago de un peaje, regulación de las redes de transmisión y de distribución por incentivos)*, y como señala **[Fernández (2000)]** impusieron leyes y actuaciones para perseguir las conductas de los agentes económicos del sector contrarias a la competencia, en especial, en aquellos segmentos que seguían estando dominados por uno o un número muy pequeño de operadores (transmisión y distribución) para prevenir el abuso del monopolio.
- *Competencia:* Los Estados con el objeto de mejorar la eficiencia del sistema productivo, la innovación, la receptividad del cliente y para que se produzca la posibilidad real de competencia han eliminado las prohibiciones u obstáculos (barreras a la entrada para nuevos productores, distribuidores y comercializadores, etc.), que ellos mismos introdujeron en la antigua legislación del sector, y que impedía a los productores vender libremente y a los consumidores elegir y contratar suministrador de electricidad **[Fernández (2000)]**. Asimismo, se ha introducido competencia en los nuevos mercados mayoristas organizados (generación) y en los nuevos mercados minoristas (comercialización). Además, se han diseñado las instituciones encargadas de gestionar de manera eficiente las redes de transporte (operador del sistema) y el mercado organizado (operador del mercado).
- *Reestructuración de la Industria:* Se ha separado verticalmente las fases competitivas (generación y comercialización) de las fases reguladas (transmisión, distribución y operación del sistema) estructural o funcionalmente. Se cree que estos cambios son

necesarios para evitar el subsidio cruzado entre actividades reguladas y no reguladas y para evitar políticas discriminatorias que afecten el acceso a las redes de transmisión y de distribución de las que dependen todos los suministradores competitivos **[Shioshansi y Pfaffenberg (2006)]**. Asimismo, la reforma de la industria eléctrica ha incluido la separación horizontal de empresas generadoras incumbentes y/o de empresas comercializadoras fusionadas para mitigar el potencial poder de mercado (evitando altos niveles de concentración en el mercado) y para crear suficientes niveles de competencia efectiva en la generación y en la comercialización.

- *Privatización:* Se han privatizado las empresas generadoras y las comercializadoras que previamente fueron desintegradas verticalmente. Se espera que las entidades privadas faciliten la competencia y que los inversores privados introduzcan recursos financieros y experiencia directiva en la producción y en la comercialización, dominadas previamente por monopolios públicos **[Fernández (2000)]**.

Mientras que los programas de la reforma del sector eléctrico en la mayoría de países se han realizado teniendo en cuenta los elementos arriba mencionados, las características de dicha reforma en cada país son distintas. Por ejemplo, en los sectores eléctricos de muchos países en vías de desarrollo coexisten empresas de propiedad privada y de propiedad pública. Además, el grado de competencia permitido puede variar dependiendo de qué modelo de competencia haya sido adoptado en la industria de suministro eléctrico, por ejemplo: el modelo del comprador único, el modelo de competencia en el mercado mayorista, el modelo de competencia en los mercados mayorista y monorista **[Kirschen y Strbac, (2004), Belyaev y Khudyakov (2008), Belyaev**

(2011)]. Asimismo, la regulación puede tomar muchas formas [Gilbert y Khan (1996), Stern y Holder (1999), de la Cruz y Monnet (2006)].

Para entender las diferencias entre las formas de organización actual del sector eléctrico en los distintos países, vamos a describir los tres modelos principales que persiguen desarrollar una efectiva competencia en la industria eléctrica: el *modelo del comprador único*, el *modelo de competencia en el mercado mayorista* y el *modelo de competencia en los mercados mayorista y minorista*.

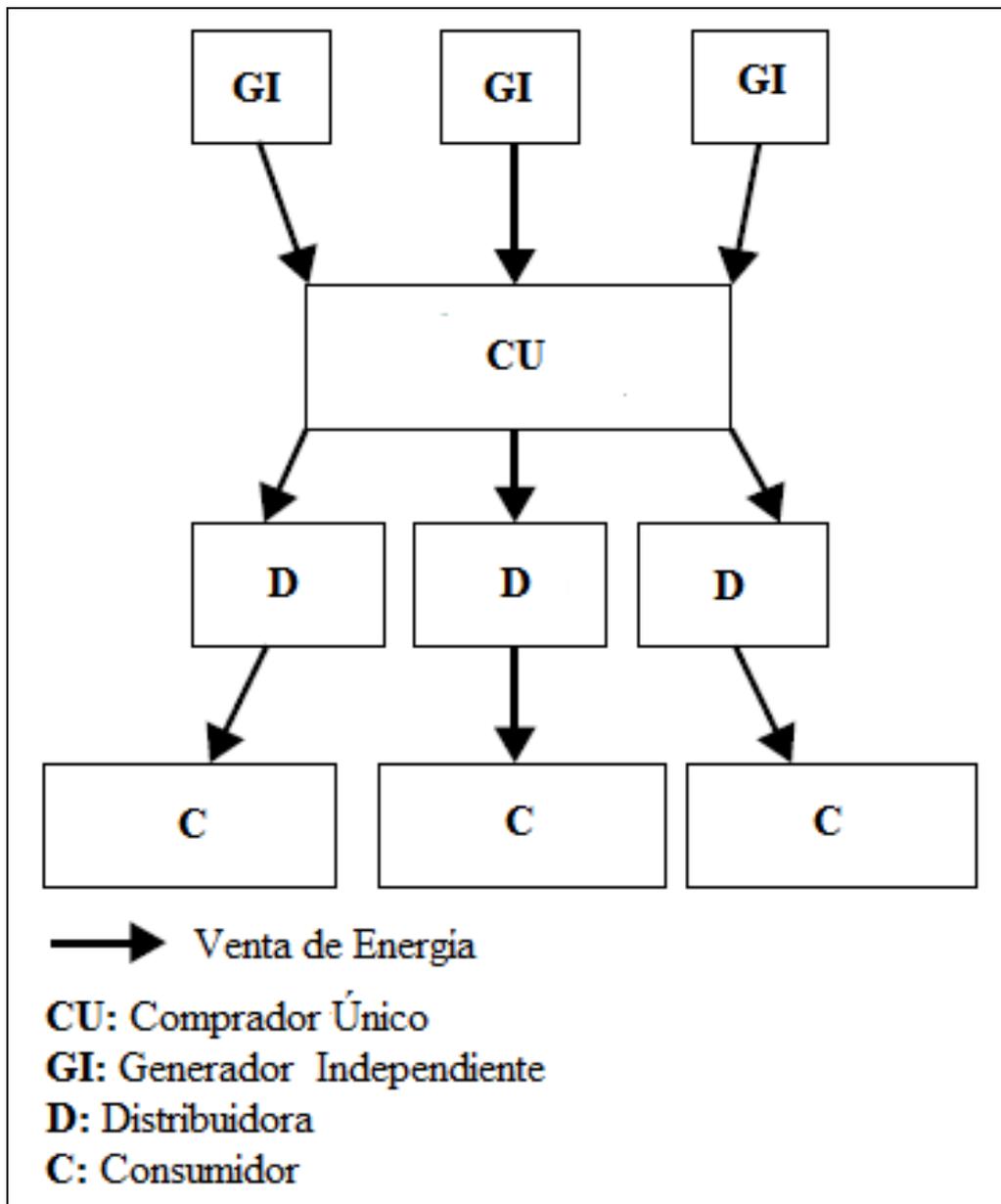
### **2.3.3.1 El modelo del comprador único**

A diferencia del modelo verticalmente integrado (modelo tradicional), el modelo del comprador único permite que un grupo de generadores económicamente independientes compitan entre sí por el suministro de electricidad al comprador único, a quien por cuestiones de imparcialidad no se le está permitido poseer activos en la generación. El comprador único vende electricidad a las empresas distribuidoras, quienes a su vez venden electricidad a los usuarios finales en sus respectivas áreas de concesión a una tarifa que es la media ponderada de las compras de electricidad realizadas por el comprador único a los generadores independientes. No obstante, las tarifas que establezca el comprador único deberán ser reguladas ya que éste actúa como un monopolista sobre las empresas distribuidoras y tiene poder monopsónico sobre los generadores independientes. Aún cuando en este modelo no se obtiene un precio que refleja los costes de producción de la electricidad tal como se obtendría en un mercado mayorista organizado en el que los precios de la electricidad se obtuviesen por la libre interacción entre la oferta y la demanda; sin embargo, este modelo introduce

competencia en la generación sin tener que reestructurar toda la industria incorporando mercados mayoristas competitivos (*pools*, bolsa energética y Operador Independiente del Sistema (OIS), y mercados mayoristas híbridos) como los que veremos más adelante. Asimismo, con la adecuada regulación estatal, y dado que existe competencia en la generación, las tarifas cobradas a los usuarios finales serán menores a las tarifas del modelo tradicional. Otra de las ventajas que posee este modelo es que permite a través de un mecanismo competitivo de licitaciones recoger las ofertas más baratas para la construcción de nueva capacidad. También, a través de las licitaciones, que serían asignadas a aquellos oferentes que ofrezcan el menor precio, el comprador único transa contratos de largo plazo con los generadores y con los distribuidores. No obstante, una posible desventaja de este modelo radica en que los generadores independientes no tendrían incentivos para mejorar su eficiencia productiva si entablan con el Estado relaciones contractuales de largo plazo indexadas a sus costes marginales, ya que de esta forma podrían transferir el riesgo de ser desplazados por una nueva tecnología más eficiente a los clientes cautivos a través del comprador único.

Este tipo de modelo ha sido adoptado en algunos países como Méjico, China, Korea, Tailandia, Malasia, Portugal e Italia. En la **figura 2.3** se muestra el modelo del comprador único descrito líneas arriba.

Figura 2.3: Modelo del comprador único



Fuente: Elaboración propia. Basado en Kirschen y Strbac, (2004).

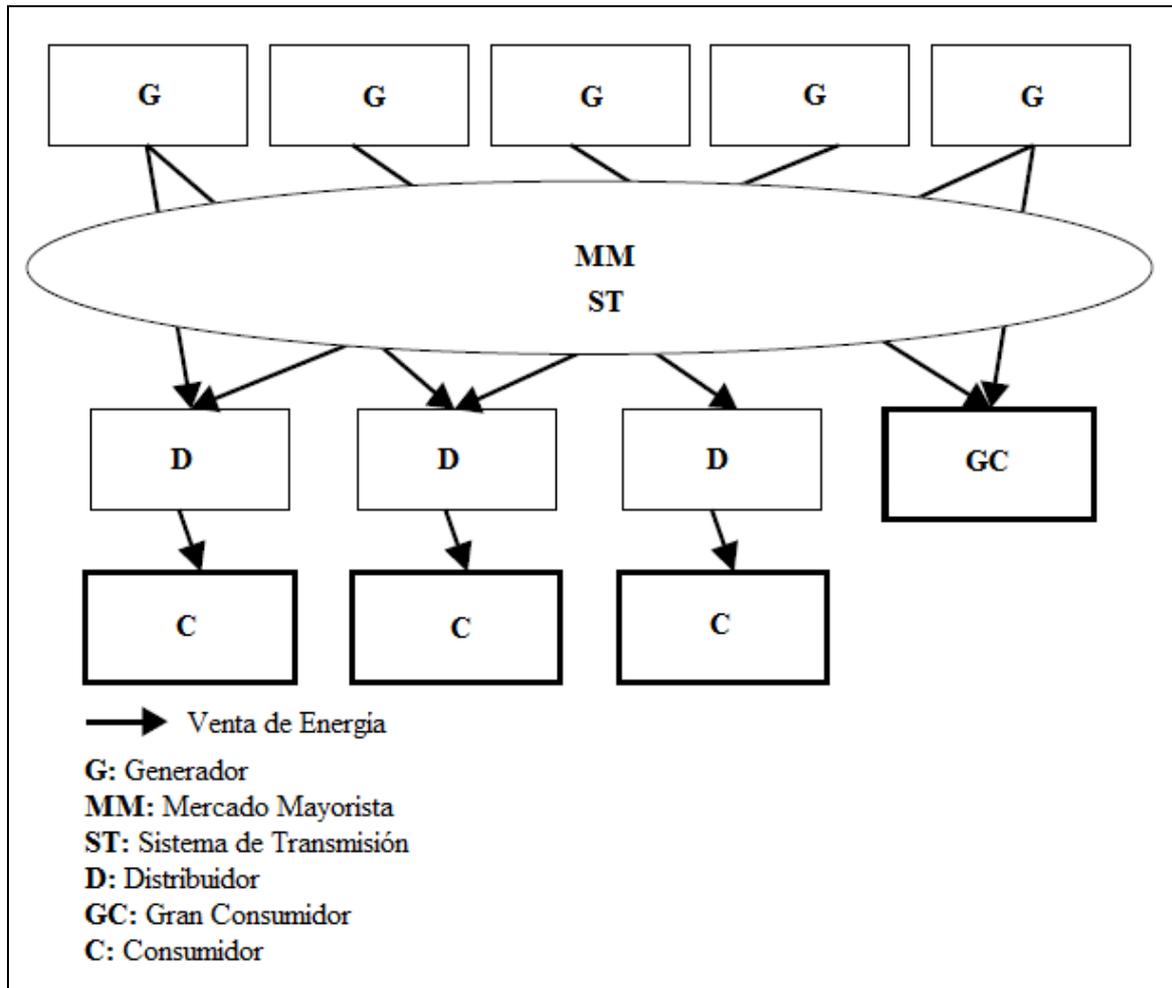
### **2.3.3.2 El modelo de competencia en el mercado mayorista**

A diferencia del modelo del comprador único, en el modelo de competencia en el mercado mayorista no hay un agente central encargado de proporcionar la energía eléctrica a los consumidores sino que existen muchas empresas distribuidoras que compran la electricidad de los generadores en un mercado mayorista y la suministran a los usuarios finales en sus respectivas áreas de concesión haciendo uso de la red de transmisión bajo acuerdos de libre acceso pero pagando una tarifa. Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de la confiabilidad del suministro eléctrico y sus tarifas son reguladas por comisiones de energía regionales. Asimismo, las empresas distribuidoras son las propietarias de las redes de distribución y son las encargadas de ampliar su capacidad cuando sea necesario. Como veremos más adelante, el mercado mayorista, desde el punto de vista de la organización de la transmisión, podrá ser un *pool*, un modelo de bolsa de energía (*Power Exchange*) y Operador Independiente del Sistema (OIS) o un mercado híbrido. En este modelo, los consumidores no pueden elegir suministrador, pero aquellos usuarios que consuman encima de cierto nivel de electricidad (los grandes consumidores) podrán entablar contratos con los generadores directamente. Este modelo permite un mayor nivel de competencia entre los generadores, ya que el precio del mercado mayorista es determinado por la libre interacción entre la oferta y la demanda.

Para que un mercado con competencia mayorista opere eficientemente se requiere que se establezcan un mercado *spot* o una bolsa de energía (donde ocurra la compra y venta de energía) y un mercado de derivados que permita a los agentes cubrirse del riesgo de pérdidas económicas debido a la volatilidad del precio del mercado *spot* (sobre todo a las empresas distribuidoras, ya que al estar sus tarifas reguladas quedarían expuestas a riesgo de pérdida financiera ante repentinos y grandes incrementos en el precio del mercado *spot*), que el mercado mayorista no esté altamente concentrado, y que la red de transmisión cuente con una adecuada capacidad, de manera que se evite la congestión en determinadas zonas de la misma, y con ello se impida el ejercicio de poder de mercado de aquellos generadores que han quedado aislados por la congestión del resto de generadores que se encuentran en otras localizaciones de la red.

Este tipo de modelo ha sido adoptado en algunos países como Reino Unido (en 1999), Italia (2004-2007), Chile, Brasil, Perú, Singapur, entre otros. En la **figura 2.4** se muestra el modelo de competencia en el mercado mayorista descrito líneas arriba.

Figura 2.4: Modelo de competencia en el mercado mayorista



Fuente: Elaboración propia. Basado en Kirschen y Strbac, (2004).

### **2.3.3.3 El modelo de competencia en los mercados mayorista y minorista**

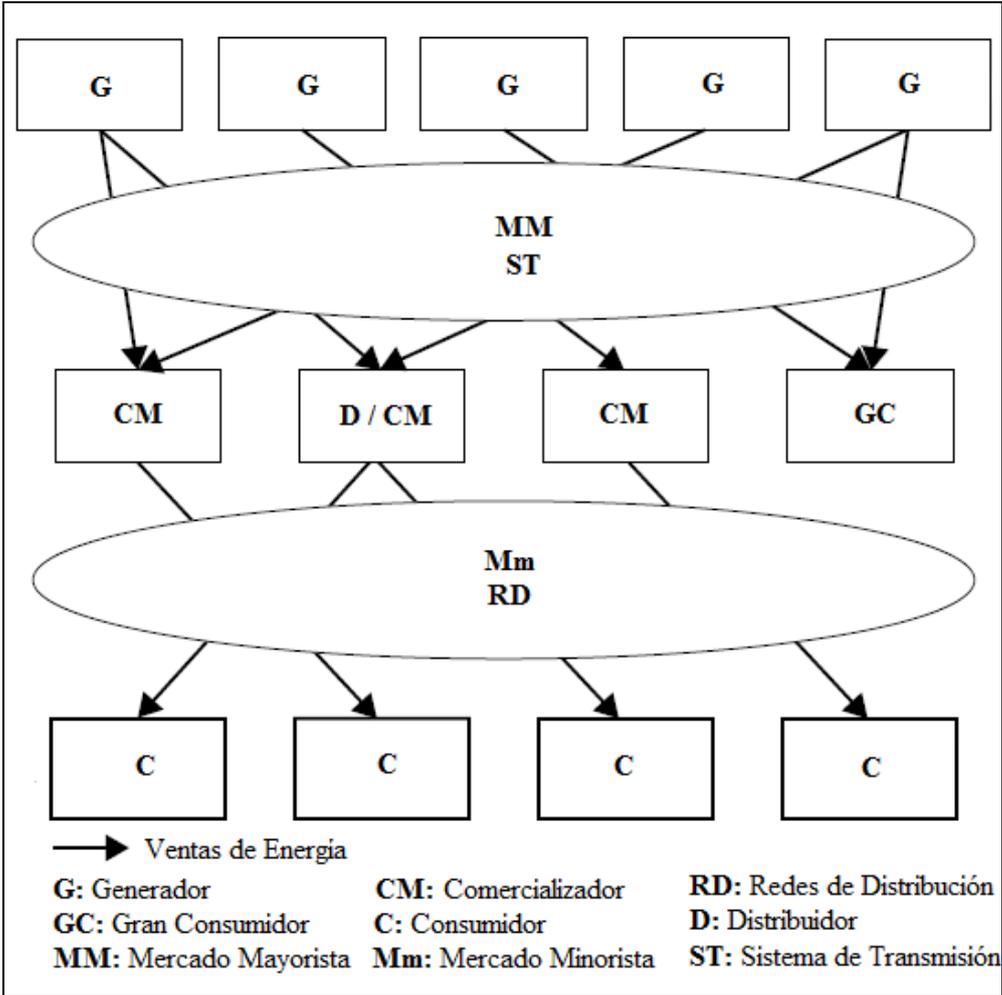
En este modelo, a diferencia del modelo de competencia en el mercado mayorista, se permite a los consumidores finales elegir a su suministrador [Comercializador (C) o Distribuidor/Comercializador (D/C)]. Al igual que el modelo de competencia en el mercado mayorista, únicamente los grandes clientes pueden comprar electricidad en el mercado mayorista (fundamentalmente debido a los altos costes de transacción). La gran mayoría de consumidores compra electricidad a los (C) o a los (D/C) y éstos a su vez compran electricidad en el mercado mayorista. Los comercializadores (C) son únicamente revendedores de electricidad y no tienen redes de distribución. Los (D/C) deben permitir el libre acceso a sus redes de distribución (a una tarifa regulada) a los comercializadores y a los generadores para la venta de electricidad a los consumidores conectados a sus redes de distribución. La provisión y la operación de las redes de transmisión y de distribución son consideradas como funciones monopolísticas por lo que se encuentran bajo regulación. El costo de las redes de transmisión y de distribución aún sigue siendo cobrado a todos los consumidores.

Este modelo supera los beneficios del modelo de competencia en el mercado mayorista ya que permite a muchos comercializadores (a parte de los distribuidores) competir entre si para atraer a nuevos consumidores (sobretudo en la firma de contratos bilaterales) y presionar a los generadores por mejores precios. Este modelo es el más eficiente económicamente hablando ya que permite determinar los precios de la electricidad por la libre interacción entre la oferta y la demanda. Además, permite que la

demanda sea sensible a las variaciones de los precios del mercado mayorista. Asimismo, este modelo al igual que el anterior evita que el Estado destine parte de los ingresos de la generación a solventar determinadas políticas sociales. No obstante, requiere tecnología de última generación para el procesamiento de datos y de información, y para la medición, la contabilidad y los subsecuentes pagos de los flujos de potencia.

Este tipo de modelo ha sido adoptado en algunos países como Inglaterra y Gales, Australia, Noruega, España, Alemania, Nueva Zelanda, y algunos Estados de EEUU (Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection: PJM). En la **figura 2.5** se muestra el modelo de competencia en los mercados mayorista y minorista descrito líneas arriba.

**Figura 2.5: Modelo de competencia en los mercados mayorista y minorista**



Fuente: Elaboración propia. Basado en Kirschen y Strbac, (2004).

### 2.3.3.4 Estructura de los mercados eléctricos mayoristas

Desde el punto de vista de la organización de la transmisión, el mercado mayorista, podrá ser un *pool*, un modelo de bolsa de energía (*Power Exchange*) y Operador Independiente del Sistema (OIS), o un mercado híbrido.

Se tiene un *pool* cuando los Activos de la Red de Transmisión (ART), el Operador del Mercado (OM) y el Operador del Sistema (OS) están agrupados en una sola entidad regulada.

Tenemos un modelo de bolsa de energía (*Power Exchange* en la literatura anglosajona) y Operador Independiente del Sistema (OIS) cuando los ART, el OM (*Power Exchange*) y el OS (el Operador Independiente del Sistema: OIS) están separados y los ART pertenecen a dueños pasivos que perciben una tasa de retorno proporcional a su inversión.

Finalmente, se tiene un mercado mayorista híbrido cuando el OIS realiza las operaciones del OM y del OS, y los ART, al igual que en el modelo de bolsa de energía con OIS, pertenecen a dueños pasivos, o cuando una empresa propietaria de los ART también realiza la operación del sistema (OS) [a esta empresa que realiza la OS y posee los ART, en la literatura anglosajona recibe el nombre de *Transmission System Operator: TSO*] mientras que la operación del mercado (OM) recae en una empresa independiente.

En este punto es importante señalar que el Operador del Sistema (OS) es una entidad encargada de garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico mediante la provisión de servicios complementarios (garantizar las reservas de generación que permitan atender imprevistos y resolver problemas de congestión de la

red de transmisión), de proporcionar la demanda regulada para los servicios auxiliares, de garantizar el sincronismo (mantener la frecuencia del sistema eléctrico), de administrar las redes de transmisión (mantener el voltaje, el equilibrio entre la oferta y la demanda en cada instante, los flujos de potencia máximos, etc.), de realizar el despacho en tiempo real de las unidades de generación que finalmente abastecerán a la demanda (luego de resolver restricciones técnicas de la red de transmisión y de gestionar los servicios complementarios), y de realizar la planificación de largo plazo.

El Operador del Mercado (OM) es una entidad que se encarga de realizar las operaciones económicas y comerciales en el mercado eléctrico organizado (mercado *spot* o bolsa de energía). La operación económica básicamente consiste en efectuar el despacho de energía eléctrica a mínimo coste (con antelación al despacho en tiempo real efectuado por el OS). Ésta puede realizarse de dos formas<sup>22</sup>: descentralizada (los propios agentes toman sus propias decisiones respecto al despacho económico sin la intervención de un organismo superior), y coordinada (el mercado se organiza en torno a una entidad con poder discrecional sobre los agentes que busca optimizar las operaciones del sistema eléctrico de forma coordinada). La operación comercial básicamente consiste en crear y administrar mecanismos que regulen los intercambios comerciales y los procesos de liquidación de los compromisos contraídos por los agentes.

---

<sup>22</sup> En el modelo tradicional (monopolio verticalmente integrado) la operación económica se efectúa de forma centralizada. Aquí, la empresa encargada del suministro eléctrico decide el despacho de las unidades.

### 2.3.3.4.1 El modelo del *pool*

Antes que confiar en reiteradas interacciones entre la oferta y la demanda para alcanzar el precio de equilibrio del mercado, como ocurre en una bolsa de energía, el *pool* proporciona un mecanismo para determinar este precio de manera sistemática [Kirschen y Strbac (2004)]. En un *pool* las empresas generadoras ofrecen pares precio-cantidad por el suministro energético, que ordenados en forma ascendente constituyen la curva de oferta del mercado. Los precios ofrecidos pueden basarse en costes variables auditados (*pools* basados en costes) o los generadores pueden libremente ofrecer cualquier precio entre ciertos límites (*pools* basados en precios). Por otro lado, el operador del mercado (OM) puede pronosticar la demanda y realizar el despacho de las unidades de generación que satisfagan la demanda a mínimo coste (*pool* unilateral). En *pools* más sofisticados (*pools* bilaterales), el OM puede realizar el despacho económico en base a la curva de demanda creada por los pares precio-cantidad efectuadas por los compradores del mercado.

En algunos *pools* se aceptan pujas complejas de los generadores que pueden incluir costes de arranque, costes de funcionamiento sin carga, costes de rampa y tiempo mínimo de operación. El *pool* programa la generación para satisfacer la demanda del mercado de modo que se minimice el coste total de acuerdo a lo pujado, fijando el precio en la última puja de precio aceptada. El precio que vacía el Mercado puede no siempre ser suficiente para cubrir los costes de arranque y los costes de funcionamiento sin carga, en dichos casos el *pool* proporciona pagos adicionales (*uplifts payments*) para garantizar que la generación programada reciba un beneficio económico.

Debido a los aspectos técnicos involucrados, el mecanismo de determinación del precio involucra la resolución de un complejo problema de optimización restringida que conduce a un bajo nivel de transparencia ya que el precio obtenido tras la resolución del problema de optimización restringida no es un precio de equilibrio de mercado obtenido por la libre interacción entre la oferta y la demanda. Este modelo ha sido elegido por Inglaterra y Gales (antes de NETA)<sup>24</sup>, y Colombia, entre otros.

#### **2.3.3.4.2 El modelo de bolsa de energía (*Power Exchange*) y Operador Independiente del Sistema (OIS)**

Una bolsa de energía es un paso intermedio hacia la centralización. Una bolsa de energía es una entidad que se encarga de recopilar pares precio-cantidad de la demanda y de la oferta para cada hora del día siguiente. Además, la bolsa de energía determina el precio y la cantidad de equilibrio interceptando las curvas de oferta y de demanda del mercado. El precio de equilibrio es pagado por todos los compradores casados a todos los oferentes casados.

El Operador Independiente del Sistema (OIS) se encarga de validar las operaciones de la bolsa de energía y en caso éstas no sean factibles, se encarga de realizar los ajustes necesarios para garantizar la seguridad del sistema y el equilibrio entre la oferta y la demanda en cada instante. Este modelo ha sido elegido por Brasil, y EEUU (California hasta la crisis del 2000-2001), entre otros.

---

<sup>24</sup> En Inglaterra y Gales el modelo de *pool* se mantuvo hasta los *New Electricity Trading Arrangements* (NETA) en 2001.

### 2.3.3.4.3 Mercados mayoristas híbridos

En este caso, a nivel internacional, han surgido dos posibles modelos: el modelo (OM + OS) y ART, y el modelo OM y (OS + ART). El modelo de (OM + OS) y ART ha sido elegido por Canadá, Argentina, EEUU (Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection: PJM, New England, y NewYork), Australia, Corea, entre otros. El modelo de OM y (OS + ART) ha sido elegido por los países nórdicos, Inglaterra y Gales (NETA), Holanda, Francia, España, entre otros.

Tras la descripción de las estructuras de la industria eléctrica y de los modelos de mercado mayorista que han primado en la reforma del sector eléctrico, se intentará determinar qué sucede si en el modelo centralizado (modelo tradicional) realizamos una reforma similar (en algunos aspectos) a las adoptadas en diversos países. Dependiendo del modelo analizado, el proceso de reforma podrá incluir una combinación de algunas de las siguientes políticas: introducción de la competencia en algunas actividades del sistema, política de defensa de la competencia, acceso a las redes de transmisión y distribución, reestructuración de la industria, y privatización. Nosotros vamos a estudiar tres modelos de sistema eléctrico reformado: en el primer modelo el generador 2 tiene poder monopolístico (se analizará la situación en la que éste no tendrá problemas de capacidad), en el segundo modelo los productores presentarán sus ofertas competitivas al mercado organizado como si fuesen precio aceptantes, y en el tercer modelo ambos generadores compiten *à la Cournot en el mercado mayorista organizado*. Para el modelo de productores precio aceptantes y para el modelo de *Cournot* se analizará el caso en el

que la línea de transmisión se encontrará sin congestión y ambos generadores no tendrán problemas de capacidad.

## 2.3.3.5 Análisis de modelos de sistema eléctrico reformado

### 2.3.3.5.1 Modelo con un productor como monopolista

Supongamos que se ha desintegrado verticalmente el sector eléctrico. La separación vertical adoptada no es total ya que se ha separado la transmisión de la generación y de la distribución, pero la red de distribución es controlada por el generador 2. Asimismo, no se ha dado libre acceso al generador 1 a la red de distribución, por lo que los consumidores no pueden elegir ser abastecidos por otro generador que no sea el generador 2. Además, el generador 2 maximiza sus beneficios como un monopolista privado sin regulación de precios. Este modelo intenta reflejar el caso de reforma de un país que no ha considerado la separación entre la generación y la distribución y que no ha tenido especial cuidado en la elaboración de adecuadas reglas de acceso a la red de distribución que permitan una competencia efectiva en la generación.

El problema de optimización a resolver por el generador 2 se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_2} \pi(q_2) &= p(q_2)q_2 - G_2 - \lambda C'(q_2) - D - c_d q_2 \\ \text{s.a : } q_2 &\leq \bar{q}_2 \end{aligned} \quad [2.10]$$

La condición necesaria de primer orden que se obtiene al derivar  $\pi(q_2)$  respecto a la cantidad producida por dicho productor es:

$$q_2 \cdot \frac{dp(q_2)}{dq_2} + p(q_2) - \lambda C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad [2.11]$$

### **Generador 2 sin problemas de capacidad**

Supongamos que no hay problemas de capacidad de generación, es decir que:

$$\mu_2 = 0 \Rightarrow q_2 < \bar{q}_2.$$

De la condición necesaria de primer orden, tenemos que:

$$p(q_2) = \lambda C'(q_2) + c_d - q_2 \cdot \frac{dp(q_2)}{dq_2} \quad [2.12]$$

Se observa que el precio es mayor a los costes marginales de producción y de distribución ya que  $\frac{dp(q_2)}{dq_2} < 0$ , por lo que se observa que el monopolista obtiene

beneficios extraordinarios.

De forma equivalente, tenemos que:

$$\frac{[p(q_2) - \lambda C'(q_2) - c_d]}{p(q_2)} = - \frac{q_2}{p(q_2)} \cdot \frac{dp(q_2)}{dq_2} = \frac{1}{\varepsilon_{q,p}} \quad [2.13]$$

La **ecuación [2.13]** representa el índice de Lerner, el cual mide el poder de mercado de la empresa monopolística. El generador 2, si no tiene problemas de generación, cobraría un precio igual al coste marginal de producción de  $q_2$ , más el coste marginal de distribución, más un margen de monopolio que depende de la elasticidad de la demanda (cuanto menor sea  $\varepsilon_{q,p}$ , entonces el margen será mayor). Se observa que la tarifa cobrada a los consumidores es más elevada que la tarifa de la solución centralizada.

### 2.3.3.5.2 Modelo con productores precio aceptantes

En este modelo, las fases del sector eléctrico modelado están separadas verticalmente, hay libre acceso a la línea de transmisión y a la red de distribución, existe competencia en la generación y los consumidores compran electricidad a través de un mercado mayorista. Las ofertas realizadas por los generadores y la demanda agregada de electricidad se casan en un *pool*, donde la intersección de la oferta y la demanda agregada proporcionan el precio y la cantidad de equilibrio en el *pool*. Una entidad pública gestiona el *pool*, la línea de transmisión y la red de distribución. Dicha entidad cobra una tarifa por la transmisión igual a sus costes marginales de transmisión  $c_T$  y por la distribución cobra una tarifa igual a sus costes marginales de distribución  $c_d$ . De forma equivalente, se podría pensar que la distribución es realizada por una empresa privada que está regulada y que debe cobrar el coste marginal de distribución, y que la entidad pública que gestiona el mercado y la línea de transmisión cobraría el coste marginal de transmisión.

Ambos generadores optimizan sus beneficios eligiendo las cantidades que van a producir considerando que no son lo suficientemente grandes como para influir en los precios del *pool*. Pese a que esta simplificación es poco realista dado que en este modelo sólo hay dos competidores, el objetivo que se persigue es determinar cuáles serían los resultados de un sistema eléctrico reformado en el que hubiese verdadera competencia entre los generadores (equivalente a muchos generadores compitiendo entre si).

A continuación se muestran los problemas de optimización a resolver por el generador 1 y el generador 2 respectivamente:

$$G1 : \begin{cases} \text{Max}_{q_1} & pq_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a} & : q_1 \leq \bar{q}_1 ; \quad q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad [2.14]$$

$$G2 : \begin{cases} \text{Max}_{q_2} & pq_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a} & : q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases} \quad [2.15]$$

Las condiciones necesarias de primer orden del generador 1 y del generador 2 respectivamente, vienen dadas por:

$$p - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad [2.16]$$

$$p - C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad [2.17]$$

Donde los precios sombra (multiplicadores) son los mismos que se utilizaron para las restricciones del modelo centralizado.

### ***Línea de transmisión sin congestión y generadores sin problemas de capacidad***

Suponemos que:  $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$p - C'(q_1) - c_T - c_d = 0 \quad [2.18]$$

Suponemos que:  $\{q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$p - C'(q_2) - c_d = 0 \quad [2.19]$$

De las **ecuaciones [2.18]** y **[2.19]** se obtienen las ofertas de ambos productores, que sumadas nos proporcionan la oferta agregada. De la intersección de la oferta y demanda agregadas se obtienen el precio y la cantidad de equilibrio. Se comprueba que

este modelo de mercado competitivo replica la solución óptima para un modelo centralizado (con precios iguales a los costes marginales).

### **2.3.3.5.3 Modelo de Cournot**

En este modelo, las características de la reforma del sector son las mismas que en el caso anterior de productores precio aceptantes. Supongamos que, ambos generadores optimizan sus beneficios eligiendo las cantidades que van a ofertar en el *pool* teniendo en cuenta la producción de su competidor (ambos productores conocen la estructura de costes de su competidor). Una vez determinadas las cantidades ofertadas por ambos productores, se puede obtener la cantidad total ofertada sumando las ofertas individuales. Con la cantidad total ofertada y con la curva de demanda agregada se puede determinar el precio de equilibrio.

Es importante resaltar, que se ha podido elegir el modelo de *Bertrand* con restricciones de capacidad en lugar del modelo de *Cournot*. Sin embargo, aunque en la resolución de los problemas de maximización de los beneficios de los generadores (*modelo de competencia en el mercado mayorista*) se ha considerado la posibilidad de que existan restricciones de capacidad en la generación, con el propósito de no extender demasiado la exposición del presente capítulo, únicamente se han analizado las situaciones en que los generadores no presenten problemas de capacidad. En consecuencia, en este capítulo no se hace uso del modelo de *Bertrand* con generadores que presentan restricciones de capacidad para analizar los resultados de los diversos escenarios planteados en el *modelo de competencia en el mercado mayorista*.

A continuación se muestran los problemas de optimización a resolver por el generador 1 y el generador 2 respectivamente:

$$G1: \begin{cases} \text{Max}_{q_1} p(q_1 + q_2)q_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a} : q_1 \leq \bar{q}_1 \quad ; \quad q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad [2.20]$$

$$G2: \begin{cases} \text{Max}_{q_2} p(q_1 + q_2)q_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a} : q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases} \quad [2.21]$$

Las condiciones necesarias de primer orden de los generadores vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$p + \frac{\partial p(q_1 + q_2)}{\partial q_1} q_1 - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad [2.22]$$

$$p + \frac{\partial p(q_1 + q_2)}{\partial q_2} q_2 - C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad [2.23]$$

Donde los precios sombra (multiplicadores) son los mismos que se utilizaron para las restricciones del modelo centralizado.

### ***Línea de transmisión sin congestión y generadores sin problemas de capacidad***

Suponemos que:  $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$p + q_1 \cdot \frac{\partial p(q_1 + q_2)}{\partial q_1} - C'(q_1) - c_T - c_d = 0 \quad [2.24]$$

Suponemos que:  $\{q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$p + q_2 \cdot \frac{\partial p(q_1 + q_2)}{\partial q_2} - C'(q_2) - c_d = 0 \quad [2.25]$$

Las **ecuaciones [2.24]** y **[2.25]** se pueden volver a escribir de la siguiente forma:

$$p = \frac{[C'(q_1) + c_T + c_d]}{(1 - \gamma_1 / \varepsilon_{q,p})} \quad [2.26]$$

$$p = \frac{[C'(q_2) + c_d]}{(1 - \gamma_2 / \varepsilon_{q,p})} \quad [2.27]$$

Donde  $\gamma_i = \frac{q_i}{(q_1 + q_2)}$  representa la cuota de mercado de la empresa  $i$  ( $i = 1, 2$ ), y

donde  $\varepsilon_{q,p} = -\frac{p}{[(q_1 + q_2) \cdot (\partial p / \partial q)]}$  representa la elasticidad precio de la demanda. De

acuerdo a las **ecuaciones [2.26]** y **[2.27]**, se puede notar que si tras la reforma se produce competencia à *la Cournot*, el impacto de dicha reforma podría ser negativo en el sentido de que los precios podrían incrementarse y la producción decrecer. Sin embargo, se debe notar que el resultado es muy sensible al valor de  $\varepsilon_{q,p}$ . Consecuentemente, si la demanda se hace más elástica, por alguna razón, la reforma podría conducir a precios más bajos y a incrementar la producción en este caso. De la **ecuación [2.24]** se obtiene la función de reacción del generador 1;  $q_1(q_2)$ , e igualmente de la **ecuación [2.25]** se obtiene la función de reacción del generador 2;  $q_2(q_1)$ . El equilibrio de *Nash-Cournot* de este modelo son las producciones  $q_1^*$ ,  $q_2^*$ , tales que:  $q_1^* = q_1(q_2^*)$  y  $q_2^* = q_2(q_1^*)$ . Es importante resaltar que para los modelos antes vistos, los generadores recibirían por cada MWh producido una cantidad igual al precio que pagan los usuarios finales menos los costes marginales de distribución y de transmisión, según sea el caso.

### 2.3.3.5.4 Análisis de un caso particular

Para tener expresiones analíticamente comparables entre los diversos escenarios anteriormente vistos, vamos a analizar un caso particular escogiendo una demanda lineal y unos costes de producción cuadráticos. Se ha elegido este tipo de funciones debido a que son sencillas de operar y a que permiten trabajar con pocos parámetros. Asimismo, se resalta que los parámetros de las funciones de costes y de demanda deberán escogerse de manera tal que el modelo tenga significado económico. La función de demanda es  $p(q) = \alpha - q$ , y los costes para los generadores 1 y 2 son  $C_1(q_1) = G_1 + aq_1 + q_1^2$  y  $C_2(q_2) = G_2 + 2aq_2 + 2q_2^2$ .

Estamos utilizando un valor de  $\lambda = 2$  para los costes variables del productor 2, para penalizar al productor 2 de manera que el modelo resulte interesante y que el productor 1, a pesar de encontrarse más lejos de los consumidores, les resulte económicamente atractivo.

Luego de hallar los resultados para cada modelo, vamos a introducir un parámetro  $e$  que represente la ganancia de eficiencia productiva en las estructuras de costes de ambos productores, con el propósito de ver qué diferencias hay entre un modelo eléctrico reformado y otro organizado tradicionalmente, bajo el supuesto más realista de que en un entorno competitivo las empresas generadoras tratarán de operar lo más eficientemente posible. En seguida se presentan los resultados obtenidos, para este caso particular, en cada modelo antes visto.

**Modelo de sistema eléctrico centralizado: línea de transmisión no congestionada  
y generadores sin problemas de capacidad**

$$q_1 = \frac{(4\alpha - 5c_T - 3a - 4c_d)}{14}, \quad q_2 = \frac{(2\alpha - 5a - 2c_d + c_T)}{14} \quad [2.28]$$

$$q = \frac{(3\alpha - 2c_T - 4a - 3c_d)}{7}, \quad p = \frac{(4a + 2c_T + 3c_d + 4\alpha)}{7} \quad [2.29]$$

**Modelos de sistema eléctrico reformado**

**(a) Modelo con generador 2 como monopolista: generador 2 sin problemas de capacidad**

$$q_2 = \frac{(\alpha - 2a - c_d)}{6}, \quad p = \frac{(5\alpha + 2a + c_d)}{6} \quad [2.30]$$

**(b) Modelo con productores precio aceptantes, línea de transmisión sin congestión y generadores sin problemas de capacidad**

$$q_1 = \frac{(4\alpha - 5c_T - 3a - 4c_d)}{14}, \quad q_2 = \frac{(2\alpha - 5a - 2c_d + c_T)}{14} \quad [2.31]$$

$$q = \frac{(3\alpha - 2c_T - 4a - 3c_d)}{7}, \quad p = \frac{(4a + 2c_T + 3c_d + 4\alpha)}{7} \quad [2.32]$$

Es importante resaltar que en esta solución, los valores de  $q$  y  $p$  coinciden con los valores del caso del modelo centralizado.

**(c) Modelo de Cournot**

Los Generadores 1 y 2 respectivamente tienen que resolver los siguientes problemas de optimización:

$$G1 : \begin{cases} \text{Max}_{q_1} & p(q_1 + q_2)q_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a} & : q_1 \leq \bar{q}_1 ; q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad [2.33]$$

$$G2 : \begin{cases} \text{Max}_{q_2} & p(q_1 + q_2)q_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a} & : q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases} \quad [2.34]$$

Donde:  $p(q_1, q_2) = \alpha - (q_1 + q_2)$ .

Las condiciones necesarias de primer orden del generador 1 y del generador 2 respectivamente, vienen dadas por:

$$\frac{\partial \pi(q_1, q_2)}{\partial q_1} = [\alpha - (2q_1 + q_2)] - a - 2q_1 - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad [2.35]$$

$$\frac{\partial \pi(q_1, q_2)}{\partial q_2} = [\alpha - (q_1 + 2q_2)] - 2a - 4q_2 - c_d - \mu_2 = 0 \quad [2.36]$$

**Línea de transmisión sin congestión y generadores sin problemas de capacidad**

Suponemos que:  $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$\frac{\partial \pi(q_1, q_2)}{\partial q_1} = [\alpha - (2q_1 + q_2)] - a - 2q_1 - c_T - c_d = 0 \quad [2.37]$$

Suponemos que:  $\{q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$\frac{\partial \pi(q_1, q_2)}{\partial q_2} = [\alpha - (q_1 + 2q_2)] - 2a - 4q_2 - c_d = 0 \quad [2.38]$$

De las **ecuaciones [2.37] y [2.38]** se obtienen las funciones de reacción de los generadores 1 y 2 de donde se deriva el equilibrio de *Nash-Cournot* ( $q_1^*$ ,  $q_2^*$ ), y a partir de  $q_1^*$  y  $q_2^*$  se obtiene la producción total y el precio cobrado a los usuarios finales.

$$q_1^* = \frac{5\alpha - 5c_d - 4a - 6c_T}{23}, \quad q_2^* = \frac{3\alpha - 3c_d - 7a + c_T}{23} \quad [2.39]$$

$$q = q_1^* + q_2^* = \frac{8\alpha - 8c_d - 11a - 5c_T}{23}, \quad p = \alpha - q = \frac{15\alpha + 8c_d + 11a + 5c_T}{23} \quad [2.40]$$

Si calculamos la diferencia de precios entre el modelo de *Cournot* (de [2.40]) y el modelo de productores precio aceptantes (de [2.32]), se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta p = \frac{[13(\alpha - c_d) - 15a - 11c_T]}{161} \quad [2.41]$$

Generalmente,  $\Delta p$  será mayor que cero porque  $\alpha$ , que representa el punto de corte de la demanda, debe ser mucho mayor en magnitud que  $c_d$ ,  $a$  y  $c_T$  para que el modelo tenga sentido económico. El resultado de  $\Delta p > 0$  podría no verificarse para todos los casos, y la intuición es la siguiente: al disminuir los generadores del modelo de *Cournot* su producción con respecto a la producción del modelo de productores precio aceptantes, los costes de producción también disminuyen.

### ***Ganancias de eficiencia***

Si realmente al reformar el sector eléctrico se gana eficiencia productiva (se reducen los costes de producción), podremos observar este efecto a través de un ejemplo donde a las estructuras de costes de ambos productores se les introduzca un parámetro  $e$  que represente la ganancia de eficiencia productiva, donde:  $0 < e < a$ . Con el propósito de

poder tratar analíticamente los costes de producción, de forma simplificada, se ha modificado dichos costes de la siguiente forma:

$$C_1(q_1) = G_1 + (a - e)q_1 + q_1^2 \quad [2.42]$$

$$C_2(q_2) = G_2 + 2(a - e)q_2 + 2q_2^2 \quad [2.43]$$

Sólo vamos a mostrar los resultados que se obtienen al introducir el parámetro  $e$  en los costes arriba mencionados para el modelo de *Cournot*, debido a que es el único modelo que desde el punto de vista económico tiene interés ver el tema de ganancia de eficiencia productiva (en un modelo verdaderamente competitivo se obtendrían los mismos resultados de un modelo tradicional, por lo que de hecho si los productores operasen de manera más eficiente se mejorarían los resultados respecto al modelo centralizado).

### **Modelo de Cournot**

#### **Línea de transmisión sin congestión y generadores sin problemas de capacidad**

Los resultados obtenidos al introducir la ganancia de eficiencia interna en la función de costes de ambos productores son:

$$\begin{cases} q_1 = \frac{(5\alpha - 5c_d - 4a - 6c_T + 4e)}{23} \\ q_2 = \frac{(3\alpha - 3c_d - 7a + c_T + 7e)}{23} \end{cases} \quad [2.44]$$

$$\begin{cases} q = q_1 + q_2 = \frac{(8\alpha - 8c_d - 11a - 5c_T + 11e)}{23} \\ p = \alpha - q = \frac{(15\alpha + 8c_d + 11a + 5c_T - 11e)}{23} \end{cases} \quad [2.45]$$

Ahora vamos a determinar la ganancia de eficiencia productiva  $e^*$  tal que el precio del modelo de *Cournot* resulte menor o igual al precio del modelo centralizado.

$$e^* \geq \frac{[13(\alpha - c_d) - 15a - 11c_T]}{77} = \frac{23 \cdot \Delta p}{11} \quad [2.46]$$

Donde  $\Delta p$ , definido en la **ecuación [2.41]**, representa la diferencia de precios entre el modelo de *Cournot* y el modelo de productores precio aceptantes si no hubiera ganancia de eficiencia productiva. En este caso, si se verifica la **ecuación [2.46]**, entonces la reforma del sector eléctrico modelado beneficiará a los consumidores.

**Tabla 2.1: Características de los modelos analizados**

<b>Modelo tradicional</b>	<b>Monopolio</b>	$G_1$ y $G_2$ son plantas generadoras de una empresa pública, que también realiza las operaciones de transmisión y de distribución	El sistema eléctrico se considera un monopolio natural verticalmente integrado	No hay libre acceso a la línea de transmisión y a la red de distribución	No hay competencia en el sector	Un ente regulador determina la cantidad óptima de consumo $q$ y el reparto de la producción de los generadores $G_1$ y $G_2$ tal que se maximice el bienestar social y establece la tarificación óptima	Línea de transmisión no congestionada y generadores sin problemas de capacidad		
<b>Sistema eléctrico reformado</b>	<b>Productor como monopolista</b>	$G_1$ es una planta generadora de una empresa que podría ser pública o privada. $G_2$ es una planta generadora de una empresa privada	Separación vertical de la generación con la transmisión y con la distribución	Uno de los productores ( $G_1$ ) no tiene libre acceso a la red de distribución ya que es controlada por el otro generador ( $G_2$ ). Los consumidores no pueden elegir ser abastecidos por otro generador que no sea $G_2$	No se ha considerado la separación entre la generación y la distribución y no ha tenido especial cuidado en la elaboración de adecuadas reglas de acceso a la red de distribución que permitan una competencia efectiva en la generación	$G_2$ maximiza sus beneficios como un monopolista privado sin regulación de precios y sin problemas de capacidad	<i>Es irrelevante si la línea de transmisión está o no saturada. <math>G_2</math> no tiene problemas de capacidad</i>		
	<b>Productores precio aceptantes</b>	$G_1$ y $G_2$ son plantas generadoras. Al menos una de ellas pertenece a una empresa privada	Fases del sector eléctrico están separadas verticalmente	Hay libre acceso a la línea de transmisión y a la red de distribución	Existe competencia "perfecta" en la generación y los consumidores compran electricidad a través de un mercado mayorista organizado	Ambos generadores optimizan sus beneficios eligiendo las cantidades que van a producir considerando que no son lo suficientemente grandes como para influir en los precios del pool	Línea de transmisión sin congestión y generadores sin problemas de capacidad	Las ofertas realizadas por los generadores y la demanda agregada se casan en un <i>pool</i> , donde la intersección de la oferta y la demanda agregadas proporciona el precio y la cantidad de equilibrio en el <i>pool</i>	Una entidad pública gestiona el <i>pool</i> , la línea de transmisión y la red de distribución, y cobra una tarifa por la transmisión y la distribución igual a sus costes marginales
	<b>Modelo de Cournot</b>	$G_1$ y $G_2$ son plantas generadoras. Al menos una de ellas pertenece a una empresa privada	Fases del sector eléctrico están separadas verticalmente	Hay libre acceso a la línea de transmisión y a la red de distribución	Existe competencia imperfecta en cantidades en la generación y los consumidores compran electricidad a través de un mercado mayorista organizado	Ambos generadores optimizan sus beneficios eligiendo las cantidades que van a ofertar en el <i>pool</i> teniendo en cuenta la producción de su competidor	Línea de transmisión sin congestión y generadores sin problemas de capacidad	Las ofertas realizadas por los generadores y la demanda agregada se casan en un <i>pool</i> , donde la intersección de la oferta y la demanda agregadas proporciona el precio y la cantidad de equilibrio en el <i>pool</i>	Una entidad pública gestiona el <i>pool</i> , la línea de transmisión y la red de distribución, y cobra una tarifa por la transmisión y la distribución igual a sus costes marginales

Fuente: Elaboración propia.

## 2.4 La experiencia internacional

En esta sección se hace una revisión de algunos estudios que se han elaborado para valorar los efectos de la reforma del sector eléctrico a nivel internacional. Asimismo, se contrastarán los resultados obtenidos en la sección precedente con la evidencia que pone de manifiesto la experiencia internacional, como forma de validación de los modelos propuestos.

Para realizar una correcta elección entre las diferentes posibilidades de la reforma del sector, es útil hacer una valoración de los resultados esperados de dicha reforma. Existen dos metodologías para efectuar tal valoración: la valoración econométrica y la simulación.

*La aproximación econométrica:* esta aproximación utiliza datos empíricos de diferentes estructuras de mercado para construir un modelo explicativo de las variables de interés. Las variables comúnmente empleadas son los niveles de precios y los costes de producción. Si una característica específica del mercado se puede relacionar con la reducción de precios o con los costes de producción, entonces se ha encontrado evidencia de que esta característica debería ser considerada en una reforma del mercado.

Dentro de este tipo de aproximación, **Pollitt (1997a)** ha clasificado los trabajos de investigación en cuatro grupos. Primero, existen estudios que examinan indicadores financieros y físicos. Estos estudios examinan precios, la rentabilidad, y la productividad del trabajo a lo largo del tiempo. En general estos estudios demuestran que la liberalización ha conducido a mejoras en indicadores financieros tales como la

rentabilidad pero muestran resultados en distintas direcciones para el efecto sobre los precios. Por ejemplo, **Yarrow (1992)** estudió cómo los precios de la electricidad en Inglaterra y en País de Gales cambiaban en relación a los costes de los combustibles entre 1987 y 1991 mientras la industria era reestructurada y privatizada. **Yarrow (1992)** comparó precios verdaderos e hipotéticos tanto para la electricidad doméstica como para la industrial, y encontró precios mucho más elevados que los pronosticados para 1991. Sin embargo, **Hope et al. (1993)** analizaron los efectos de la reforma del sector eléctrico noruego. La empresa de transmisión *Statnett* fue separada de la antigua empresa estatal de transmisión y de generación *Statkraft*. Se estableció el principio de acceso de terceros a redes locales, regionales y nacionales junto con un *pool* de electricidad para estimular los resultados iniciales. **Hope et al. (1993)** encontraron que la serie de precios reales para el periodo 1991-1993 cayó y fue más volátil. Estos últimos resultados concordarían con los resultados obtenidos en la sección precedente para el caso de competencia en el mercado mayorista (caso particular del modelo de *Cournot*) siempre y cuando las ganancias de eficiencia productiva sean superiores a  $e^*$  (ganancia de eficiencia productiva tal que el precio del modelo de *Cournot* resulte menor o igual al precio del modelo centralizado).

En segundo lugar, algunos estudios (por ejemplo: **Bishop y Thompson, 1992** y **Haskel y Syzmanski, 1992**) han contrastado la hipótesis de que la productividad del trabajo o la productividad total de los factores se incrementaría significativamente después de la liberalización. Para hacer este contraste se ha utilizado un análisis de regresión de las series de la productividad. Ambos estudios encontraron que la liberalización realizada en 1983 no tuvo ningún efecto sobre la productividad de las empresas públicas en el Reino Unido.

En tercer lugar, algunos estudios de frontera han comparado la productividad de empresas liberalizadas a lo largo del tiempo o a través de sección cruzada. Estos estudios utilizan análisis de la envolvente de datos (Data Envelope Analysis: DEA) o análisis de fronteras estocásticas para generar indicadores de eficiencia para las empresas liberalizadas y para las no-liberalizadas. **Burns y Weyman-Jones (1994)** midieron el efecto de la privatización sobre la eficiencia productiva de las empresas de distribución eléctrica en Inglaterra y en País de Gales. **Burns y Weyman-Jones (1994)** encontraron evidencia de una mejora en la eficiencia tanto técnica como de costes de las empresas de distribución tanto por efecto de la privatización como por el crecimiento acelerado de la productividad.

**Steiner (2000)**, valora el impacto de la liberalización y de la privatización sobre los resultados en la fase de generación de la industria eléctrica en diversos países. Esta investigadora construyó indicadores para un panel de 19 países de la OECD sobre un periodo de tiempo de 10 años (1986-1996) con el propósito de examinar la influencia de la reforma reguladora sobre la eficiencia productiva de las plantas de generación, sobre los precios de venta al por menor de la electricidad y para valorar la eficacia relativa de las diferentes estrategias de la reforma. Mediante aproximaciones diferentes a los datos (sección cruzada y series de tiempo) ella logra identificar de forma separada los efectos de la regulación sobre cada país. Los principales resultados a los que llega son que mientras que los cambios en las reglas legales pueden ser lentamente traducidos en cambios de conducta, la desintegración de la generación, la propiedad privada, el amplio acceso a las redes de transmisión y distribución, y la introducción de los mercados eléctricos afectan las medidas de los resultados de una manera estadísticamente significativa. En particular, concluye que la liberalización y la privatización de la

generación pueden reducir los precios de la electricidad en el largo plazo, la expansión de derechos legales de acceso de terceros a las redes de transporte y el establecimiento y operación de un mercado *spot* de electricidad son efectivos en la reducción de precios. Finalmente, concluye que las empresas privadas son más eficientes que las públicas debido a sus mejores prácticas administrativas y a su creciente esfuerzo por minimizar los costes. Los resultados obtenidos por **Steiner (2000)** podrían obtenerse para el modelo de *pool* competitivo analizado en la sección 2.3.3.4, tanto con el modelo de competencia perfecta (precio aceptantes) como con el modelo de competencia imperfecta (*à la Cournot*). En el caso de precio aceptantes, cualquier mejora de la eficiencia productiva conduciría a mejores resultados que los obtenidos con el modelo tradicional. No obstante, para el modelo de *Cournot* se conseguirá disminuir los costes y los precios cobrados a los usuarios finales siempre que se consiguen ganancias de eficiencia productiva suficientes ( $e > e^*$ ).

**Delmas y Tokat (2002)** han realizado una valoración del impacto en el corto plazo de la desregulación de la venta de electricidad al por menor sobre la eficiencia productiva de 177 empresas eléctricas que representan el 83% del total de la producción de electricidad en los EEUU desde 1998 hasta el 2001. Ellos estiman la productividad utilizando DEA, esta medida captura la eficiencia de cada empresa en la conversión de los factores de producción en productos comparada con todas las otras empresas del grupo estudiado. Sorprendentemente, ellos encuentran que la eficiencia a corto plazo puede empeorar con la desregulación en lugar de mejorar, como a priori se podría esperar. Esto se debe a que las empresas eléctricas se enfrentan a un ambiente incierto, y a los costes de transición vinculados a los cambios desde una industria regulada a una desregulada. Por otro lado, los resultados de **Delmas y Tokat (2002)** muestran que las estructuras

organizativas verticalmente integradas así como también las estructuras no integradas, en el corto plazo, pueden operar eficientemente en el nuevo ambiente desregulado, aunque a través de diferentes estrategias. El primer tipo de estructura se adapta al nuevo ambiente a través de la jerarquía, es decir, las empresas se aíslan de las transacciones de mercado y por tanto de la incertidumbre. El segundo tipo de estructura se adapta a través de los mecanismos de mercado donde las empresas se especializan en tratar con complejas transacciones y evitar los costes de la *pereza organizativa*. No obstante, debido a la falta de series más largas, este trabajo no nos dice si ambas estructuras organizativas seguirían siendo eficientes en el largo plazo.

**Zhang, Parker, y Kirkpatrick (2002)** han publicado un estudio en el que han realizado una valoración econométrica de los efectos de las políticas de privatización, competencia y regulación en el funcionamiento de la industria eléctrica en 51 países en vías de desarrollo durante el periodo 1985-2000. Estos autores han identificado el impacto de estas reformas sobre la capacidad de generación, sobre la electricidad generada, sobre la productividad del trabajo en el sector de generación, sobre el aprovechamiento de la capacidad, y sobre los precios de los clientes industriales y de los clientes residenciales. Ellos han encontrado que la competencia parece causar resultados favorables para una mejor captación de clientes, en la ampliación de capacidad de generación, en la productividad del trabajo y en los precios de los usuarios industriales. Al mismo tiempo, han encontrado que el efecto de la privatización y el hecho de tener un regulador independiente, en forma separada, es estadísticamente insignificante excepto en el caso del aprovechamiento de la capacidad y de privatización, mientras que la coexistencia de estas dos reformas, parecen estar correlacionadas con una mayor disponibilidad de la electricidad, con más capacidad de generación y con una elevada

productividad del trabajo. La principal conclusión a la que llegan los autores en este trabajo es que la sola privatización y regulación no conducen a ganancias obvias en los resultados del sector eléctrico. Además, señalan que al privatizar la electricidad bajo condiciones de monopolio, se debe poner énfasis en implementar un marco regulador eficiente y que la introducción de la competencia parece ser más eficaz en llevar a mejores resultados, independientemente de los cambios en la propiedad o en la regulación.

**Hattori y Tsutsui (2004)** efectúan un análisis similar al realizado por **Steiner (2000)**, para los mismos 19 países del OECD, pero para un periodo más extenso (1987-1999). A diferencia de **Steiner (2000)**, **Hattori y Tsutsui (2004)** encontraron que la introducción de un *wholesale power pool* produce una significativa reducción de precios. Asimismo, para **Hattori y Tsutsui (2004)** la introducción del acceso de terceros a la red (competencia al por menor) parece reducir los precios, mientras que para **Steiner (2000)** el efecto no es estadísticamente significativo. Por último, estos autores encuentran que la propiedad privada es negativamente significativa, a diferencia de lo que encuentra **Steiner (2000)**.

**Erdogdu (2010b)** ha elaborado y analizado 12 modelos<sup>25</sup> empíricos de datos de panel para 63 países (desarrollados y en vías de desarrollo) en el periodo 1982-2009, que en general le han permitido constatar que las reformas del sector eléctrico en los países analizados en cada modelo han logrado que los márgenes precio industrial o residencial

---

<sup>25</sup> Los modelos analizados por **Erdogdu (2010b)** tienen en cuenta si los márgenes precio de la electricidad-coste del combustible se refieren a consumidores residenciales o a consumidores industriales, si dichos márgenes son calculados para todos los países, para países desarrollados, para países en vías de desarrollo, o para países en vías de desarrollo en América, y si el valor absoluto de las diferencias entre el ratio precio residencial y precio industrial respecto de la unidad son calculados para todos los países, para países desarrollados, para países en vías de desarrollo, o para países en vías de desarrollo en América.

de la electricidad-coste del combustible utilizado para la producción de electricidad converjan hacia su valor promedio de largo plazo y han logrado que disminuyan los niveles de los subsidios cruzados entre grupos de consumidores (consumidores industriales que subsidian a consumidores residenciales o viceversa) haciendo que los precios reflejen el coste real de proveer electricidad.

Lo que caracteriza a todos los estudios anteriores es que ellos están sujetos a la crítica de que no tratan directamente la cuestión central si es probable que la liberalización del sector eléctrico sea socialmente beneficiosa. Los estudios que miran precios descuidan la eficiencia productiva, aquellos que miran costes descuidan la eficiencia asignativa. Ninguno procura calcular los beneficios netos que van a diferentes grupos dentro de la sociedad. La mayoría de los estudios también descuidan la valoración de los importantes efectos medioambientales y ninguno identifica explícitamente los costes directos de la liberalización no reflejados en los costes de operación de las empresas.

En cuarto lugar, un grupo de estudios trata de resolver las limitaciones de los estudios anteriores mediante la realización de un análisis coste-beneficio para producir un valor actual neto del proceso de liberalización. **Galal et al. (1994)** miden el beneficio neto de la privatización de veinte empresas públicas, dentro de las cuales se encontraban dos empresas eléctricas chilenas. Ellos encontraron que el proceso de privatización produjo sustanciales incrementos en el bienestar social, pero que se concentraron mayormente en los accionistas de las empresas privatizadas. **Pollitt (1997b)** realiza un análisis coste-beneficio social de la reestructuración (desagregación del monopolio que en 1992 era controlado por el gobierno de Irlanda del Norte en tres empresas

generadoras y una empresa transmisora y distribuidora) y de la privatización de la industria eléctrica en el Reino Unido observando los aumentos de eficiencia, la inversión existente y la inversión futura, y los impactos medioambientales del proceso. **Pollit (1997b)** encuentra que los beneficios netos son equivalentes a una reducción permanente de los costes del 6% por año, que los consumidores pagan precios 4% más altos, y que el gobierno puede esperar ganar alrededor de £1,4 billones en ventas de activos y unos mayores ingresos fiscales. **Newbery y Pollit (1997)** realizan un análisis coste-beneficio de la privatización y reestructuración de la generación y suministro eléctrico en Inglaterra y Gales. Ellos estimaron que los beneficios netos son equivalentes a una reducción permanente de los costes de 5% por año, los que a su vez son equivalentes a un incremento adicional del 40% del rendimiento sobre los activos.

**Mota (2003)** intenta valorar las ganancias o pérdidas netas de la reestructuración y privatización de las fases de distribución y generación en la industria eléctrica brasileña. Ella evalúa el cambio en la performance de una muestra representativa de empresas distribuidoras y generadoras que fueron privatizadas durante el periodo 1995-1998 a través de la metodología del análisis coste-beneficio. En particular, **Mota (2003)** estimó que la privatización de la fase de distribución produjo una ganancia neta de U\$ 12 billones a precios de 2001. No obstante, ella encuentra que los generadores son los que perciben el mayor porcentaje del beneficio neto.

**Barmack et al. (2007)** realizan un análisis coste-beneficio de la reestructuración del mercado mayorista de electricidad en New England. Conservadoramente, ellos estiman que para un periodo de análisis de 18 años, los beneficios económicos netos de la competencia en New England asciendieron aproximadamente al 2% de los costes al por

mayor de la electricidad (la suma de los costes de capacidad y de energía). En particular, ellos encuentran que mejoras en los factores de capacidad<sup>26</sup> de las unidades nucleares condujeron a grandes ahorros de costes ya que una de las medidas de la reestructuración resultó en la venta de activos de generación nuclear de generadores incumbentes a generadores foráneos con mayor experiencia.

**Brunekreeft (2008)** realiza un análisis coste-beneficio de la separación de la propiedad de los operadores del sistema de transmisión en Alemania. En su trabajo agrupan en tres categorías el análisis de los siguientes efectos: *el efecto de la competencia*<sup>27</sup> (analizan el argumento que estipula que la separación de la propiedad mejora la competencia), *el efecto de interconexión* (analizan el argumento que establece que las empresas eléctricas verticalmente integradas no tienen suficientes incentivos para invertir en la capacidad de interconexión) y *el efecto de los costes* (en particular analizan el argumento que señala que las potenciales pérdidas de las sinergías de la integración vertical pueden ser importantes). Asimismo, en su trabajo analiza 7 escenarios variando los siguientes supuestos: baja capacidad de generación (escenario base) Vs. alta capacidad de generación, bajas Vs. altas pérdidas de sinergías de la integración vertical, variaciones en el supuesto que la separación de la propiedad puede incrementar o no los incentivos a invertir en nueva generación (*el efecto capacidad*), y variaciones en el supuesto que la separación de la propiedad puede incrementar o no la inversión en interconexión (*el efecto de interconexión*). En general, **Brunekreeft (2008)** encuentra que para la mayoría de los escenarios analizados el efecto neto ponderado del

---

<sup>26</sup> El *factor de capacidad neto* de una central eléctrica se calcula dividiendo la energía que la central ha producido durante un periodo de tiempo y la energía que la central hubiese producido a plena capacidad durante el mismo periodo de tiempo.

<sup>27</sup> **Brunekreeft (2008)** utiliza el *índice de oferta residual* para definir el concepto de competencia.

coste social-beneficio descontado es probable que sea positivo, aunque pequeño comparado con el tamaño del sector.

En cuanto al objetivo principal de la reforma, la introducción de la competencia, muchos estudios proporcionan interesantes resultados. A continuación se revisan algunos de los trabajos que abordan este tema mediante simulación.

*La aproximación mediante simulación:* otra forma de valorar la importancia de una reforma es simular diferentes estructuras de mercado y observar como las variables de interés (usualmente costes de producción y precios) se comportan en cada caso. El principio básico de esta aproximación es construir un modelo analítico integrando las principales características de la situación de interés y luego estudiar la solución obtenida. Esta metodología ha sido utilizada por el **U.S Department of Energy (1998)** para proporcionar un marco regulador federal que favorezca una mayor competencia al por menor en el sector eléctrico estadounidense. Se ha construido un modelo de competencia perfecta, relacionado con otros modelos energéticos, para valorar las ventajas de una competencia perfecta sobre un escenario de *status quo*. Los resultados de la simulación muestran que el escenario de competencia perfecta da significativos mejores resultados que el *status quo*: los precios decrecen en todos los Estados.

Sin embargo, en el caso de que no todas las condiciones para tener un mercado eléctrico perfectamente competitivo (como en el modelo arriba mencionado) sean satisfechas, la simulación de mercados oligopolísticos podría ser de interés para observar cómo el poder de mercado puede influir en los precios del mercado. Especialmente en una industria dominada por monopolios durante largo tiempo y todavía con algunas economías de escala, un número limitado de empresas probablemente será la

característica del mercado. Por tanto, la hipótesis de competencia oligopolística no es del todo irrelevante.

Muchos trabajos han tratado los temas de poder de mercado en la industria eléctrica. Por ejemplo, **Bolle (1992)**, **Newbery (1995)**, **Green (1996)**, **Brennan y Melanie (1998)**. Todas estas simulaciones utilizan un modelo de un mercado eléctrico verdadero en escenarios realistas y con un número representativo de participantes. Estos autores concluyen que debido a la manipulación de los precios del mercado, la tarificación a coste marginal no es suficiente para cubrir los costes fijos dado el número de participantes observado. Consecuentemente, la eficiencia del mercado no se consigue. Entre los trabajos más recientes que utilizan la técnica de la simulación para medir el poder de mercado en el sector eléctrico podemos citar: **Otero-Novas et al. (2000)**, **Day y Bunn (2001)**, **Harvey y Hogan (2002)**, **Arellano (2005)**, **Bunn y Martoccia (2005)**, **Sun y Tesfatsion (2007)**, **Ciarreta y Espinosa (2010)**, entre otros.

## 2.5 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado la reforma del sector eléctrico a través de la revisión de la literatura y mediante una modelización teórica simplificada dentro de un contexto estático y para un periodo temporal de corto plazo.

Si se efectúa la reforma del sector eléctrico, fundamentalmente se pierden economías de integración vertical (especialmente economías de coordinación) en las decisiones acerca de qué centrales deben operar para realizar la generación a un mínimo coste. No obstante, la introducción de competencia en las fase de generación y

comercialización, junto con un adecuado diseño de las condiciones de acceso a las redes eléctricas pueden incentivar a las empresas del sector a mejorar su eficiencia productiva.

La evidencia internacional muestra diversos resultados de la reforma del sector eléctrico. En general, se puede decir que la valoración de diferentes estructuras de mercado muestra que la competencia favorece la productividad del trabajo en la fase de generación, la reducción de costes y de precios a nivel industrial y residencial, pero que el poder de mercado (grado de competencia efectiva del sector) podría impedir conseguir las reducciones esperadas. Como medida institucional, se propone incrementar el número de empresas en la fase de generación, separando las empresas existentes o fomentando la entrada de nuevas empresas sin olvidar aplicar políticas de defensa de la competencia que eviten la formación de cárteles o la adopción de conductas colusivas. Asimismo, en general, los trabajos revisados en los que se ha efectuado un análisis coste-beneficio neto de las reformas de los sectores eléctricos en el ámbito internacional muestran que los beneficios de dichas reformas al parecer son positivos.

Las principales conclusiones que se derivan de la modelización teórica realizada en la sección 2.3 son las siguientes:

- Se puede observar que la competencia (imperfecta) entre las empresas eléctricas depende en gran medida de las reglas de acceso a las redes de transmisión y distribución que se adopten tras la reforma, y de que en el sistema no se presenten problemas de congestión, es decir, que el sistema cuente con suficiente capacidad para realizar los intercambios de electricidad entre regiones distantes.
- Si se realiza la reforma del sector eléctrico sin cuidar el correcto diseño de los nuevos mecanismos institucionales que gobiernen el acceso a las redes eléctricas

y sin adoptar medidas para reducir la elevada concentración heredada del modelo tradicional no se conseguirá mejorar los resultados del mercado eléctrico respecto a los del modelo tradicional. Si tras la reforma del sector eléctrico no existen ganancias de eficiencia productiva (reducción de costes de producción), los consumidores tendrán que pagar precios más altos por la electricidad consumida respecto a los precios del modelo centralizado. No obstante, si la ganancia de eficiencia productiva es lo suficientemente grande, es posible que se produzcan situaciones donde los precios disminuyan tras la reforma del sector.

Se debe resaltar que sería interesante analizar cómo tomarían sus decisiones de ampliación de capacidad óptima las empresas generadoras en un sector eléctrico reformado en el que el gobierno intenta promover el uso de energías renovables con bajas emisiones contaminantes (para reducir las emisiones de gas de efecto invernadero y para sustituir recursos fósiles escasos). Asimismo, sería de gran interés analizar los incentivos que tendrían las empresas generadoras para ejercer poder de mercado en una industria eléctrica en la que los precios de la generación eléctrica, tras ciertas reformas de la industria, dejaran de determinarse administrativamente y se obtuvieran por la libre interacción entre la oferta y la demanda en un mercado mayorista competitivo.

# Capítulo 3

## La ampliación de capacidad en la generación eléctrica: tecnología convencional Vs. energías renovables

### 3.1 Introducción

Desde hace ya algunas décadas un gran número de países han realizado reformas en sus industrias eléctricas. En general, se ha desintegrado verticalmente la generación y la comercialización de la transmisión y/o de la distribución, se ha introducido competencia en la generación y en la comercialización, se ha desarrollado un nuevo marco regulador (para las tarifas y condiciones de acceso a las redes eléctricas), se han creado mercados mayoristas de electricidad organizados (*pools* o *power exchanges*), y se han descentralizado las decisiones de inversión en ampliación de la red de transmisión y en capacidad de generación eléctrica.

En este nuevo contexto, resulta interesante analizar cómo las empresas generadoras realizan sus decisiones de ampliación de capacidad en un mercado eléctrico mayorista de electricidad organizado. En la literatura existe una vasta gama de artículos y documentos de trabajo en los que se analiza (teórica y/o empíricamente) el proceso de competencia entre las empresas generadoras, en el corto plazo, para abastecer los

requerimientos del lado de la demanda<sup>28</sup>. No obstante, existe un menor número de trabajos sobre inversiones en ampliación de capacidad en el largo plazo. Autores como **Le Coq (2002)**, y **Crampes y Creti (2003)** han analizado las decisiones de capacidad de las empresas generadoras que pujan en el *pool* pero para el corto plazo, mientras que **von der Fehr y Harbor (1997)**, **Boom (2003)**, **Sánchez et al. (2008)**, **García et al. (2008)**, **Castro-Rodríguez et al. (2009)**, **Fabra et al. (2009)**, y **Castro-Rodríguez y Siotis (2010)** han realizado el análisis de cómo las empresas generadoras realizan sus decisiones en ampliación de capacidad para un horizonte temporal de largo plazo.

El presente capítulo se enmarca en el actual debate energético sobre la sustitución de energías contaminantes por alternativas más limpias (energías convencionales contaminantes vs energías renovables no contaminantes), y en ese sentido, el objetivo de este capítulo es analizar cómo una empresa de generación eléctrica que utiliza una tecnología convencional contaminante tomaría sus decisiones de ampliación de capacidad, para un horizonte temporal de largo plazo, en un mercado mayorista de electricidad competitivo (por ejemplo un *pool*) en el que la normativa de la industria eléctrica, que promueve el uso de energía renovables “limpias” (con el propósito de reducir las emisiones de gas de efecto invernadero y/o para sustituir recursos fósiles escasos), obliga al operador de la red de transmisión a dar prioridad a la producción de su rival ya que ésta es generada haciendo uso de una tecnología de energía renovable no convencional (ERNC) que no contamina el medio ambiente. Bajo este marco, en el corto plazo, la empresa que produce energía menos contaminante cobrará por su capacidad el precio del *pool* que será impuesto por la empresa que no produce energía limpia y que

---

<sup>28</sup> **Harbor y Fabra (2000)** y **Fabra (2001)** realizan una excelente revisión de literatura que contempla el análisis de la competencia y el poder de mercado en mercados eléctricos liberalizados en el corto plazo.

deberá atender la demanda residual. En el largo plazo, en una primera etapa, se supone que la empresa que produce energía limpia no amplía capacidad debido a que la tecnología necesaria para producir energía no contaminante presenta costes de inversión muy elevados, mientras que la otra empresa decidirá su ampliación óptima de capacidad. En la segunda etapa, la empresa productora de energía limpia producirá a plena capacidad y su rival decidirá su producción óptima maximizando su beneficio esperado.

Es importante señalar que, gracias al supuesto simplificador en el que se ha asumido que la empresa menos contaminante siempre produce a plena capacidad, tanto en el corto como en el largo plazo, se elimina la interacción estratégica entre ambas empresas, y se consigue analizar aisladamente la forma en que la empresa que no produce energía limpia (en el largo plazo) escoge su ampliación de capacidad óptima para atender los requerimientos de su demanda residual futura cuyo comportamiento es aleatorio. Asimismo, es importante resaltar que este modelo sólo se centra en el estudio de la fase de generación, de manera que no contempla la posibilidad de integración vertical (total o parcial) entre la generación y la comercialización y no tiene en cuenta la capacidad y las inversiones en ampliación de capacidad de la red de transmisión. Finalmente, es importante indicar que la introducción del supuesto simplificador acerca de la linealidad del modelo, garantiza la existencia al menos de una solución.

Este capítulo está organizado como sigue. En la sección 3.2, se realiza una breve descripción de la literatura que ha analizado el problema de la ampliación de la capacidad en el sector eléctrico. En la sección 3.3 se formula un modelo teórico que describe el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista en el corto plazo (tanto desde una perspectiva privada como desde una perspectiva social). En la sección 3.4 se discute la

decisión de ampliación de capacidad en el largo plazo (tanto desde una perspectiva privada como desde una perspectiva social). A continuación, en la sección 3.5, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad de los resultados obtenidos. Finalmente, en la sección 3.6, se formulan algunas conclusiones.

## 3.2 Revisión de la literatura

En esta sección se revisan las principales aproximaciones que se han efectuado en la literatura para entender cómo en el corto plazo las empresas realizan sus decisiones de capacidad para ejercer poder de mercado, y cómo en el largo plazo realizan sus inversiones en ampliación de capacidad óptima. En particular, las aproximaciones que se revisan se basan en modelos de juegos de dos etapas y modelos de simulación dinámica.

**Le Coq (2002)** utiliza un modelo duopolístico, con empresas que poseen costes asimétricos, para analizar cómo dichas empresas manipulan sus capacidades disponibles en el corto plazo con el propósito de obtener beneficios extraordinarios. Específicamente, esta autora emplea un juego no cooperativo de dos etapas. En la primera etapa, las empresas de forma simultánea e independiente eligen sus capacidades disponibles en base a la demanda pronosticada por el despachador (operador de la red de transmisión). En la segunda etapa, luego de observar los niveles de capacidad de su competidor, las empresas fijan los precios mínimos a los cuales están dispuestas a producir su capacidad disponible a través de un juego de subastas uniforme. Tras su análisis teórico, concluye que existen dos equilibrios (en estrategias puras) perfectos en subjuegos donde en uno de ellos se observa que una de las empresas declara capacidad por debajo de su capacidad instalada (esto es, por debajo de la demanda) con el propósito de inducir el precio

máximo permitido. En particular, encuentra que si la capacidad disponible de la empresa que puja más bajo es menor que la demanda, entonces el precio del mercado alcanza el valor más alto permitido. En cualquier otra situación, el precio del mercado coincide con la puja más baja. Asimismo, encuentra que en uno de los equilibrios, la firma menos eficiente es la que puja más bajo y es la que obtiene una cuota de mercado relativamente grande.

**Crampes y Creti (2003)** analizan cómo, en el corto plazo, las empresas generadoras realizan sus decisiones de disponibilidad de capacidad. Específicamente, estudian cómo las empresas generadoras pueden ejercer poder de mercado a través de la retención estratégica de capacidad, y en qué difieren sus resultados, al utilizar subastas uniformes en el periodo de competencia en precios, de los obtenidos en modelos de competencia con restricciones de capacidad. Para ello, han utilizado un juego de dos etapas. En la primera etapa, los generadores, cuya capacidad instalada es limitada, escogen la cantidad de capacidad que deben declarar disponible. En la segunda etapa, los generadores compiten en una subasta de precios uniforme. Los autores concluyen que la competencia en precios a través de una subasta uniforme proporciona fuertes incentivos para que las empresas generadoras realicen declaraciones de capacidad inferiores a su capacidad instalada. Concretamente, encuentran un conjunto de equilibrios perfectos en subjuegos en los que el precio del mercado alcanza el valor más alto permitido, y en los que en la mayoría de los casos la producción se encuentra por debajo de la capacidad instalada. Sin embargo, señalan que a pesar de la retención de capacidad, no habrá cortes energéticos en el equilibrio, siempre y cuando las reglas de penalización (que se impusiesen a los generadores en el caso de que produjesen un exceso de demanda mediante el uso estratégico de su capacidad disponible) proporcionen adecuados

incentivos para incrementar capacidad. A diferencia de **Le Coq (2002)**, **Crampes y Creti (2003)** consideran equilibrios en estrategias puras y en estrategias mixtas sobre una configuración coste/capacidad instalada fija, mientras que ella únicamente considera equilibrios en estrategias puras, pero para todas las posibles configuraciones coste/capacidad disponible.

Por otro lado, **von der Fehr y Harbord (1997)** estudian las decisiones de inversión en capacidad, en el largo plazo, y las decisiones de suministro en un mercado eléctrico oligopolístico descentralizado haciendo uso de un juego no cooperativo de dos etapas con múltiples tecnologías. En la primera etapa, las empresas simultáneamente ingresan al mercado y realizan sus decisiones de inversión en capacidad bajo un marco de demanda inelástica incierta. En la segunda etapa, a la par con la realización de la demanda (en esta etapa la demanda es conocida), las empresas compiten por suministrar energía eléctrica en el *pool* a través de sus pujas (competencia en precios). En este documento los autores analizan si el mercado descentralizado da como resultado niveles de inversión en capacidad cercanos a los niveles de inversión óptimos desde el punto de vista del bienestar social. Los autores concluyen que los niveles de capacidad que instalarían las empresas en el mercado podrían estar por debajo (en el caso que el precio del mercado coincida con su coste marginal y no exista exceso de demanda a ese precio, en el caso que el precio sea el que vacía el mercado cuando hay escasez de capacidad para abastecer la demanda, o en el caso que la distribución de la demanda incierta e inelástica sea cóncava) o por encima (en los casos muy restrictivos en que se permita a las empresas obtener *mark-ups* muy elevados o si se supone que la distribución de la demanda incierta e inelástica es convexa) de los niveles óptimos que resultarían de la maximización del bienestar social. No obstante, cuando el número de empresas

generadoras tiende a infinito, los niveles de inversión se aproximan al nivel de competencia perfecta (*first-best*).

**Boom (2003)** analiza las decisiones de inversión en capacidad de generación eléctrica de dos empresas generadoras que compiten entre sí en un mercado mayorista de electricidad y que fijan los precios del mercado minorista bajo el supuesto que la demanda es aleatoria, y los resultados obtenidos por dichas empresas son comparados con los obtenidos por una empresa monopolista (en cuyo caso no existiría el mercado mayorista). Esta autora utiliza un modelo de teoría de juegos de dos etapas. En una primera etapa, antes de que se realice la demanda, ambas empresas generadoras simultáneamente escogen sus capacidades de generación y los precios al por menor de los contratos que ofrecen a los consumidores. Los consumidores, firmarán un contrato con aquella empresa que haya ofertado el menor precio del mercado minorista, y en caso que ambas ofertas coincidan, firman cada contrato con una probabilidad del 50%. En una segunda etapa, esta autora supone que cuando las empresas pujan un precio por la totalidad de sus capacidades en el mercado mayorista la aleatoriedad de la demanda ya ha sido resuelta y que el precio al por menor ya está determinado. Es decir, en este punto la demanda del mercado ya se conoce con certeza y resulta ser inelástica a los cambios en el precio del mercado mayorista debido a que la actual tecnología de los medidores no mide el consumo eléctrico en cada instante del tiempo y por tanto no permite que los consumidores respondan instantáneamente a las señales de los precios de dicho mercado. Una vez que las empresas generadoras han realizado las pujas por la totalidad de sus capacidades en el mercado mayorista, que es modelado como una subasta de precios uniforme à la **von der Fehr y Harbord (1997)** y en la que los consumidores no pueden tomar parte, un licitador determina el precio que vacía el mercado y realiza el

despacho, siempre que esto sea factible. En dicho caso, los consumidores son atendidos y pagan el precio minorista a la empresa con la que firmaron un contrato, las empresas generadoras reciben por la energía que inyectan a la red el precio mayorista, y pagan este mismo precio por cada unidad que necesiten comprar en el mercado mayorista para satisfacer los contratos que tienen firmados con los consumidores. En caso el licitador no consiga encontrar un precio que equilibre la oferta y la demanda, debido a que se ha supuesto que tanto la demanda como la cantidad total de las capacidades instaladas son insensibles a los cambios del precio del mercado mayorista, entonces ocurriría un corte del suministro eléctrico y ninguna empresa generadora obtendría beneficio alguno debido a que no podría vender ni entregar energía eléctrica. Tras su análisis, ella encuentra que las capacidades totales invertidas en el caso en el que compiten las dos empresas generadoras (duopolio) pueden resultar superiores o inferiores a las capacidades invertidas en el caso de monopolio. Además, en este modelo en el que los consumidores no responden inmediatamente a las variaciones del precio del mercado mayorista y en el que se les garantiza determinado precio en el mercado minorista antes que se realice la demanda aleatoria, la autora encuentra que si las dos empresas generadoras coordinan en un equilibrio de Nash en un subjuego perfecto que Pareto domina al resto de equilibrios, la capacidad total invertida por las empresas duopolísticas es por lo general superior a la capacidad invertida por el monopolio, pero para el bienestar social la competencia duopolística resulta menos favorable que el caso de monopolio gracias a que los precios en el mercado minorista para el caso de monopolio resultan inferiores a los del duopolio.

**García et al. (2008)** desarrollan un modelo de simulación que captura la dinámica de las inversiones en la generación en el mercado eléctrico liberalizado español. Su

modelo incorpora un algoritmo que les permite determinar los precios del *pool* y considera las principales variables (costes variables de operación y mantenimiento de las centrales generadoras, precio del combustible, la capacidad de generación disponible de cada empresa, la capacidad de generación disponible de todas las empresas generadoras, la demanda, los costes de emisión de CO<sub>2</sub>, porcentaje de cortes y programas de mantenimiento, potencia instalada, etc.) que influyen en la toma de decisiones de las empresas generadoras sobre la cantidad y precios que ofrecerán en el *pool*. Asimismo, el modelo incorpora la relación entre las principales variables (precios esperados del *pool*, garantías de potencia, coste unitario del gas natural, retardos en la aprobación y construcción de las centrales, etc.) de inversión en nueva capacidad de generación en ciclo combinado de gas natural, la cual se basa fundamentalmente en los criterios de rentabilidad y de necesidad de capacidad del sistema. Los resultados que obtienen de la simulación que realizan es que se aprecian ciclos de inversión que crean inestabilidad en el mercado eléctrico español. Estos autores concluyen que lo que causa este inconveniente es el hecho que la garantía de potencia no proporciona los adecuados incentivos para las inversiones en generación, tanto en cantidad como en lo referente al momento en que éstas deberían realizarse.

**Sánchez, et al. (2008)** plantean una metodología que combina las técnicas de la dinámica del sistema, la teoría de riesgo crediticio y la teoría de juegos para modelar la planificación de largo plazo de la generación eléctrica en un mercado eléctrico liberalizado. Estos autores, dentro de la aproximación de los modelos basados en la dinámica del sistema, presentan una nueva metodología basada en conceptos de la teoría de riesgo crediticio para diferenciar a las empresas al momento de calcular la rentabilidad esperada de posibles nuevas inversiones y que permite determinar de forma endógena

una tasa de descuento para cada empresa generadora dependiendo de la estructura financiera de cada empresa en cada etapa de la simulación, mientras que cuestiones como el comportamiento de las pujas de las empresas generadoras en el mercado *spot* y sus decisiones de firmar contratos *forward* son modelados a través de las técnicas de la teoría de juegos. Finalmente, un caso estudio basado en el mercado eléctrico español ha sido llevado a cabo por estos autores con la intención de mostrar las bondades del modelo que han desarrollado. En particular, encuentran que al incorporar la tasa de descuento endógena surgen márgenes de reserva más estables y las empresas tienden a especializarse en determinada tecnología en mayor medida que en los casos de tasa de descuento exógena.

**Castro-Rodríguez, Marín y Siotis (2009)** desarrollan un modelo teórico para analizar las decisiones de inversión en capacidad de generación eléctrica, en un horizonte temporal de largo plazo, en un mercado eléctrico liberalizado. Utilizan un juego no cooperativo de dos etapas. En la primera etapa, las empresas deciden para el largo plazo los niveles de capacidad a instalar en el mercado. En la segunda etapa, asumen que las empresas abastecen la demanda incierta del mercado de forma competitiva (en esta etapa suponen que las empresas no se comportan estratégicamente, es decir, que imponen un precio igual al coste marginal de su producción). Respaldan sus resultados mediante la simulación de tres escenarios haciendo uso de datos reales del mercado eléctrico español. En el primero, un escenario descentralizado en el que asumen libre entrada con 78 generadores en el mercado, la capacidad instalada sería muy próxima al nivel socialmente óptimo. En un segundo escenario con 20 empresas simétricas en el mercado, se producirían cortes durante las horas punta. En un tercer escenario, en el que sólo hay 6 empresas generadoras en el mercado, las empresas invertirán en capacidad

por debajo de los niveles socialmente óptimos, más aún si el mercado eléctrico se encuentra exento de regulación.

**Fabra, von der Fehr y De Frutos (2009)**, para analizar cómo el diseño del mercado afecta el desempeño del mismo a través de su impacto sobre los incentivos a invertir, desarrollan un juego de dos etapas en que dos empresas idénticas primeramente eligen sus capacidades bajo una demanda incierta y posteriormente compiten en el mercado. Tras analizar el uso de dos tipos de subastas (de precio uniforme y discriminatorias), la imposición de precios tope y la duración de las pujas, estos autores encuentran que aunque la subasta discriminatoria conduce a comportamientos más competitivos y precios más bajos que los de la subasta de precio uniforme, esto no implica que los incentivos a invertir sean menores. Ellos encuentran que los incentivos a invertir inducidos por la subasta discriminatoria pueden ser más fuertes que los de las subastas de precios uniformes para ciertas distribuciones de la demanda.

**Castro-Rodríguez, y Siotis (2010)**, basados en el modelo desarrollado por **Castro-Rodríguez, Marín y Siotis (2009)**, emplean un juego no cooperativo de dos etapas para analizar los efectos del poder de mercado sobre la inversión en generación en un mercado eléctrico horario en el que se supone que la intervención es nula o mínima. En la primera etapa las empresas generadoras deciden libremente la capacidad a instalar. En la segunda etapa se simulan dos posibles casos: En el primer caso, se supone que las empresas ofertan su producción de energía eléctrica de forma competitiva (sus pujas coinciden con sus costes marginales). En el segundo caso, se supone que las empresas generadoras establecen pujas por encima de sus costes marginales (con un margen precio-coste marginal constante). Utilizando datos del mercado español, analizan los

niveles de capacidad disponible que se obtendrían como porcentaje sobre la demanda máxima y como porcentaje sobre 1,1 veces la demanda máxima realizando simulaciones para tres posibles escenarios y bajo los supuestos de los dos casos antes mencionados. El primer escenario corresponde a un escenario de libre entrada con 70 empresas generadoras en el mercado mayorista. El segundo escenario considera 20 empresas generadoras operando en el mercado mayorista horario. El tercer escenario considera a sólo 6 empresas generadoras operando en el mercado. Sus resultados muestran que los niveles de capacidad instalada en un mercado eléctrico descentralizado con empresas generadoras con poder de mercado sobre las decisiones de inversión serían menores a aquellos niveles necesarios para conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

Después de haber efectuado la revisión de la literatura, en las dos secciones subsiguientes se describirá el modelo teórico a utilizar, en el que se caracteriza la toma de decisiones de operación óptima en el corto plazo y de ampliación de capacidad óptima en el largo plazo por parte de una empresa generadora que utiliza una tecnología convencional y que compite con una empresa generadora que utiliza energías renovables no convencionales “limpias” para su producción de electricidad en un ambiente en el que las normas del sector eléctrico, con el propósito de fomentar el uso de energías renovables no convencionales “limpias”, obligan al operador de la red de transmisión a dar prioridad a su rival que produce electricidad con tecnologías menos contaminantes.

## 3.3 Modelo Teórico

En la presente sección se plantea el modelo teórico que describe el funcionamiento del mercado de generación eléctrica en el corto plazo, es decir, cuando las capacidades de las empresas están ya instaladas. Esto significa que los costes fijos están hundidos; esto es; los costes fijos no afectan las decisiones de producción, si bien pueden ser importantes en la determinación de los niveles de beneficios.

### 3.3.1 Horizonte temporal de corto plazo

En el *corto plazo* consideramos que la capacidad productiva de las empresas ya está instalada y que la demanda final de electricidad (realizada por los consumidores finales) es perfectamente inelástica<sup>29</sup>. Por su parte, la demanda del mercado mayorista de generación eléctrica, es decir, aquella que afrontan los generadores, es elástica,<sup>30</sup> y viene dada por:

$$Q = \alpha - \beta p = \alpha - \sigma(p) \quad [3.1]$$

Donde  $\alpha > 0$  es la cantidad demandada si el precio fuese cero;  $p$  es el precio del mercado mayorista y  $\sigma(p) = \beta p$  la parte de la demanda final obtenida de mercados

---

<sup>29</sup> La demanda final de electricidad es casi perfectamente inelástica al precio del mercado mayorista siempre que la gran mayoría de los consumidores (abastecidos por sus suministradores locales: consumidores cautivos) pague tarifas fijas independientemente de las oscilaciones del precio del mercado mayorista, y siempre que el resto de consumidores (los que pueden elegir su suministrador de electricidad) que pueden participar como compradores en el mercado mayorista, representen una muy pequeña cuota de mercado de la demanda total. Para ver detalles sobre la evidencia empírica acerca de la elasticidad precio de la demanda final de electricidad, tanto en el corto como en el largo plazo, remítase a **Fernández (2006)** y **Agostini et al. (2009)**.

<sup>30</sup> Esto puede justificarse suponiendo que los comercializadores compran energía eléctrica en el extranjero a través de interconexiones con mercados externos.

extranjeros. Además,  $\beta = -\frac{dQ}{dp} > 0$  representa la tasa instantánea de cambio de la demanda atendida por los generadores ante una variación infinitesimal en el precio del mercado mayorista y de manera alternativa,  $\beta = \frac{d\sigma(p)}{dp}$ , representa la tasa instantánea de cambio de la demanda que es atendida por mercados extranjeros ante un cambio infinitesimal en el precio del mercado mayorista<sup>31</sup>.

De **[3.1]** se tiene que la función de demanda inversa que atienden los generadores es:

$$p(Q) = \left(\frac{\alpha}{\beta}\right) - \left(\frac{1}{\beta}\right)Q = a - bQ \quad [3.2]$$

Donde  $a = \frac{\alpha}{\beta} > 0$  y  $b = \frac{1}{\beta} > 0$ .

A lo largo de este capítulo se considerará que existen dos (tipos de) empresas generadoras de electricidad. La empresa generadora 1, produce energía con una tecnología que es menos contaminante que la de su rival, con una capacidad instalada  $k_1$  en el corto plazo. Sus costes marginales son constantes hasta el nivel de capacidad instalada (rendimientos constantes a escala hasta alcanzar su capacidad), e infinitos una vez que se supera  $k_1$ . Esto significa que el suministro no puede incrementarse en el corto

plazo. Es decir,  $CMg_1 = \begin{cases} c_1, & \text{si } q_1 \leq k_1 \\ +\infty, & \text{si } q_1 > k_1 \end{cases}$ , donde  $c_1 > 0$ .

---

<sup>31</sup> Note que ante un incremento unitario en el precio del mercado mayorista, la demanda atendida por los generadores disminuye en  $\beta$  MW-h, mientras que la demanda que es atendida por mercados extranjeros aumenta en  $\beta$  MW-h.

Además, se supondrá que la empresa 1 siempre produce a plena capacidad ( $q_1 = k_1$ ), y que al producir electricidad con energía renovable no convencional (ERN) no contaminante, el marco regulador le garantiza prioridad a su producción en el mercado mayorista. La empresa 1 podrá vender su producción al precio del mercado mayorista, que será determinado por el precio ofertado por la empresa 2. Por hipótesis, siempre se verifica que  $q_1 = k_1$ , entonces los costes marginales de la empresa 1 siempre serán iguales a  $c_1$ .

La capacidad instalada de la empresa 2, que produce energía con una tecnología convencional, es  $k_2$ , y de nuevo, sus costes marginales son constantes hasta el nivel de capacidad instalada, e infinitos una vez que se supera  $k_2$ , es decir,

$$CMg_2 = \begin{cases} c_2, & \text{si } q_2 \leq k_2 \\ +\infty, & \text{si } q_2 > k_2 \end{cases}, \quad \text{donde } c_2 > 0. \quad \text{Además, se ha supuesto que}$$

$\alpha > q_{2M} > k_2 > k_1 > 0$  y  $\alpha > k_1 + k_2 > 0$ . Donde  $q_{2M}$  es la cantidad que produciría la empresa 2 en un régimen de monopolio (al atender sola la demanda residual) sin restricciones de capacidad. Lógicamente, esta cantidad se obtiene igualando el ingreso y el coste marginal,

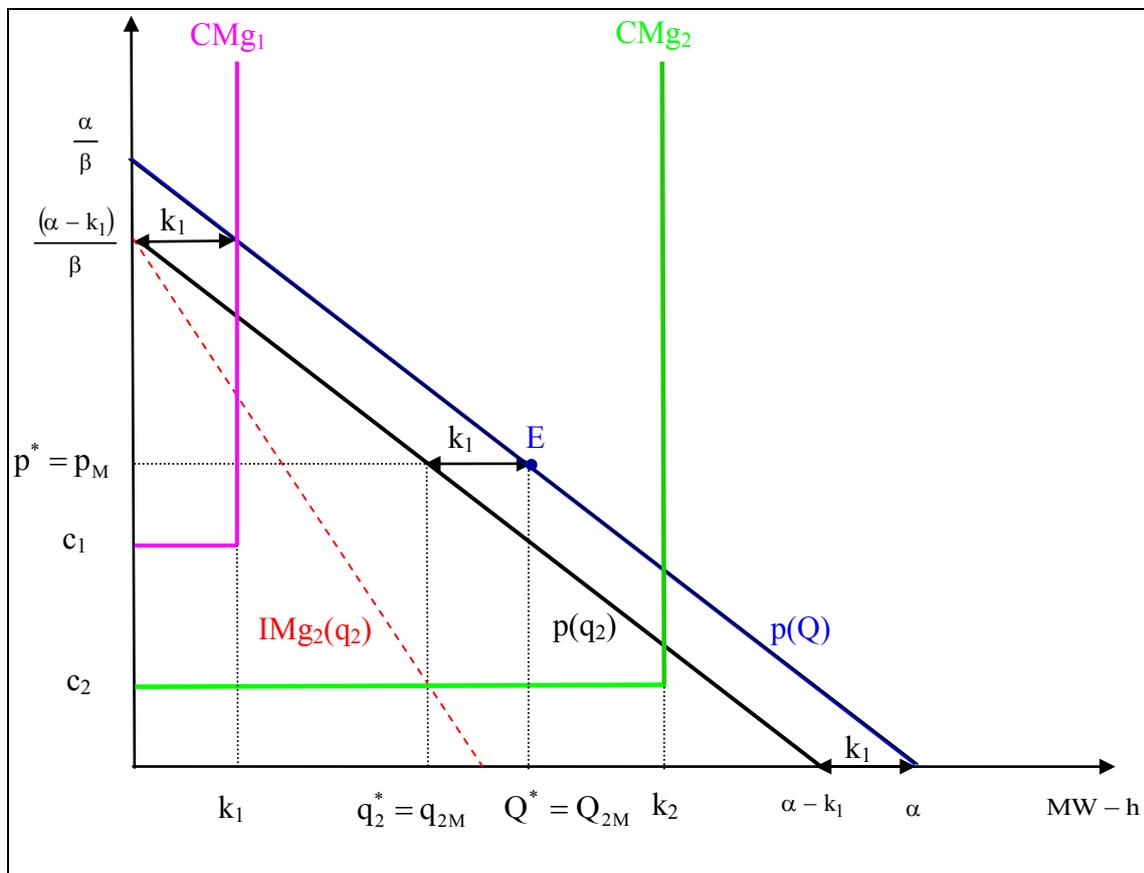
$$IMg_2 = \frac{\alpha - k_1 - 2q_2}{\beta} = c_2,$$

Por lo que:

$$\begin{cases} q_{2M} = \frac{\alpha - k_1 - \beta c_2}{2} \\ p_{2M} = \frac{\alpha - k_1 + \beta c_2}{2\beta} \end{cases} \quad [3.3]$$

En la **figura 3.1** se muestra el equilibrio que se obtendría si la empresa 2 tuviese una capacidad instalada superior a la cantidad que maximiza sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual ( $k_2 > q_{2M}$ ). Se puede apreciar, como ya se ha dicho, que la cantidad que maximiza los beneficios de la empresa 2,  $q_{2M}$ , resulta de la intersección de sus costes e ingresos marginales. Reemplazando este nivel de producción en la demanda residual inversa del generador 2,  $p(q_2)$ , se obtiene el precio que éste deberá cobrar por su producción, el que a su vez será el precio de equilibrio del mercado, ya que se ha supuesto que la empresa 1 siempre produce a plena capacidad (esto está garantizado por el marco regulador que fomenta el uso de energías renovables “limpias”) y recibe por su producción el precio del mercado que es determinado por el generador 2.

**Figura 3.1: Equilibrio que se obtendría si la empresa 2 maximizara sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual y sin restricciones de capacidad**



Fuente: Elaboración propia.

En la **tabla 3.1** se muestran los resultados que se obtendrían si la empresa 2 maximizara sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual y sin tener restricciones de capacidad. Los resultados de la empresa 2 mostrados en la **tabla 3.1**, junto con los resultados que esta misma empresa obtendría actuando como monopolista sobre su demanda residual con restricciones de capacidad y que se muestran en la **tabla 3.2**, nos servirán para determinar en la sección 3.4.1.1 los resultados que obtendría esta empresa en el largo plazo cuando maximiza sus beneficios en términos esperados al enfrentarse a una demanda residual futura aleatoria que tiene dos posibles realizaciones: una demanda residual futura alta con probabilidad  $1 - \theta$ , y una demanda residual futura baja con probabilidad  $\theta$ .

**Tabla 3.1: Resultados que se obtendrían si la empresa 2 maximizara sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual sin tener restricciones de capacidad**

<b>Empresa 1</b>		
$p^* = p_M$	$q_1^*$	$\pi_1^*$
$\frac{\alpha - k_1 + \beta c_2}{2\beta}$	$k_1$	$\left(\frac{\alpha - k_1 + \beta c_2}{2\beta} - c_1\right)k_1$
<b>Empresa 2</b>		
$p^* = p_M$	$q_2^* = q_{2M}$	$\pi_2^*$
$\frac{\alpha - k_1 + \beta c_2}{2\beta}$	$\frac{\alpha - k_1 - \beta c_2}{2}$	$\frac{(\alpha - k_1 - \beta c_2)^2}{4\beta}$

Fuente: Elaboración propia.

Para que la empresa 2 tenga incentivos a incrementar su capacidad de generación en el largo plazo, supondremos a partir de ahora que  $q_{2M} > k_2$ .

De aquí, y por **[3.3]**, fácilmente se comprueba que  $\alpha > k_1 + \beta c_2 + 2k_2$ .

Por otro lado, como la empresa 2 conoce la capacidad instalada de la empresa 1,  $k_1$ , y además sabe que ésta siempre producirá a plena capacidad, entonces la demanda residual a la que se enfrentará será:

$$q_2 = (\alpha - k_1) - \beta p \quad [3.4]$$

De la ecuación anterior se desprende que la demanda residual inversa que deberá atender la empresa 2 será:

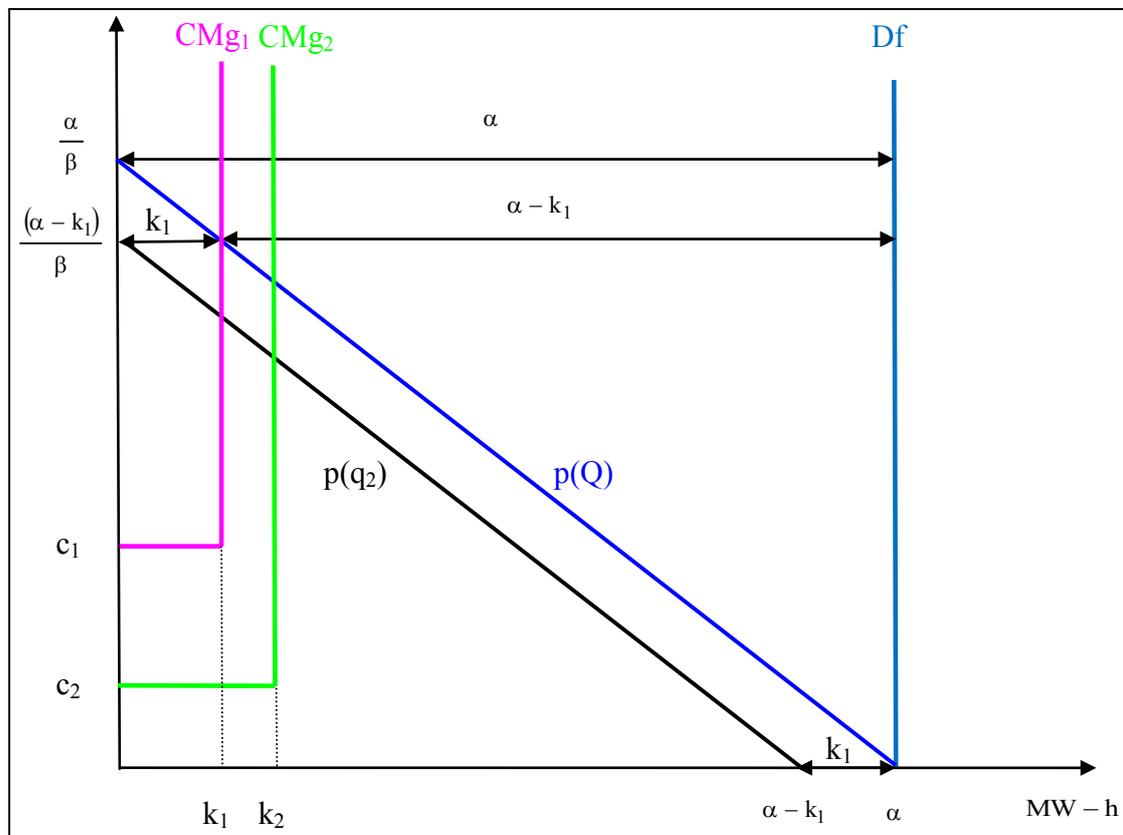
$$p(q_2) = \left( \frac{\alpha - k_1}{\beta} \right) - \left( \frac{1}{\beta} \right) q_2 = a - bk_1 - bq_2 \quad [3.5]$$

Sin pérdida de generalidad, sea:

$$0 < c_2 < c_1 \quad [3.6]$$

En la **figura 3.2** se muestra la función de demanda final de electricidad ( $D_f$ ), la demanda inversa  $p(Q)$  que atienden ambos generadores, la demanda residual inversa  $p(q_2)$  que encara la empresa 2, y los costes marginales  $CM_{g1}$  y  $CM_{g2}$  de ambas empresas.

**Figura 3.2: Curva de demanda final de electricidad, demanda inversa que atienden ambos generadores; demanda residual inversa que encara la empresa 2, y costes marginales de ambas empresas**



Fuente: Elaboración propia.

### 3.3.2 El equilibrio desde el punto de vista privado

El supuesto realizado sobre que la empresa 1 produce siempre a plena capacidad simplifica notablemente el análisis, ya que se elimina cualquier posible interacción estratégica entre las empresas generadoras. Por tanto, desde un punto de vista estrictamente privado, la empresa 2 maximizará sus beneficios sujetos a restricciones de capacidad y de no negatividad. Es decir:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_2} \pi_2 &= \left[ \frac{(\alpha - k_1)}{\beta} - \left( \frac{1}{\beta} \right) q_2 \right] q_2 - c_2 q_2 \\ \text{s.a. :} & \\ q_2 &\leq k_2 \\ q_2 &\geq 0 \end{aligned} \quad [3.7]$$

Se verifica de manera sencilla que el problema de optimización a resolver es un programa convexo para máximo (la función objetivo es cóncava y las restricciones forman un conjunto factible convexo), por lo que las condiciones necesarias de Kuhn-Tucker para máximo local son también suficientes para máximo global. Además, como la función objetivo es estrictamente cóncava  $\left( \frac{d^2 \pi_2}{dq_2^2} = -2/\beta < 0 \right)$ , la solución es única (máximo global estricto).

El lagrangiano viene dado por:

$$\ell(q_2) = \left[ \frac{(\alpha - k_1)}{\beta} - \left( \frac{1}{\beta} \right) q_2 \right] q_2 - c_2 q_2 - \lambda(q_2)$$

Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$\frac{\partial \ell(q_2^*)}{\partial q_2} = \frac{\alpha - k_1 - 2q_2^*}{\beta} - c_2 - \lambda \leq 0 \quad (= 0 \text{ si } q_2^* > 0) \quad [3.8]$$

$$\lambda \geq 0 \quad (= 0 \text{ si } q_2^* < k_2) \quad [3.9]$$

La resolución del problema anterior nos permite formular los siguientes resultados.

**Proposición 1:** Bajo las condiciones descritas anteriormente, en el equilibrio privado la empresa generadora 2 produce al máximo de capacidad ( $q_2^* = k_2$ ) y el precio de equilibrio es  $p^* = \frac{(\alpha - k_1 - k_2)}{\beta}$ , obteniendo beneficios positivos,  $\pi_2^* > 0$ .

**Demostración.** Véase anexo 3.7.1.

Intuitivamente, el resultado obtenido en la proposición 1 se debe al hecho que la empresa 2 no tendrá más remedio que producir a plena capacidad para maximizar sus beneficios dado que se ha supuesto que ésta tiene un nivel de capacidad inferior al nivel de producción que maximizaría sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual sin tener restricciones de capacidad.

En la **figura 3.3** se muestra el equilibrio obtenido en este caso, para el que la empresa generadora 2 maximiza sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual y teniendo restricciones de capacidad. Asimismo, esta figura permite resaltar que al precio de equilibrio del mercado mayorista,  $p^*$ , la cantidad de energía eléctrica necesaria para satisfacer la demanda de los usuarios finales,  $Df$ , vendrá dada por  $\beta p^*$ , que es la parte de la demanda de los usuarios finales obtenida de mercados extranjeros.



$$\begin{cases} \pi_1^* \geq 0 \Leftrightarrow c_1 \leq p^* < \frac{\alpha - k_1}{\beta} \\ \pi_1^* < 0 \Leftrightarrow c_2 \leq p^* < c_1 \end{cases}$$

Y en caso que  $c_2 \leq p^* < c_1$  el regulador deberá subvencionar a la empresa 1 en  $(c_1 - p^*)k_1$ .

Una vez calculada la producción de cada empresa, la cantidad óptima de electricidad producirán ambos generadores en el equilibrio privado será:

$$Q^* = k_1 + k_2$$

Los resultados que se obtienen como resultado del proceso de optimización de la empresa 2 actuando como monopolista sobre su demanda residual con restricciones de capacidad se muestran en la **tabla 3.2**. Asimismo, esta tabla nos muestra los resultados para la empresa generadora 1, quien cobra por su producción a plena capacidad el precio de equilibrio del mercado mayorista,  $p^*$ , impuesto por la empresa generadora 2.

**Tabla 3.2: Resultados que se obtendrían si la empresa 2 maximizara sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual teniendo restricciones de capacidad**

Empresa 1		
$p^*$	$q_1^*$	$\pi_1^*$
$\frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta}$	$k_1$	$\left(\frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta} - c_1\right)k_1$
Empresa 2		
$p^*$	$q_2^*$	$\pi_2^*$
$\frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta}$	$k_2$	$\left(\frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta} - c_2\right)k_2$

Fuente: Elaboración propia.

En este punto es importante resaltar que el multiplicador de Lagrange:

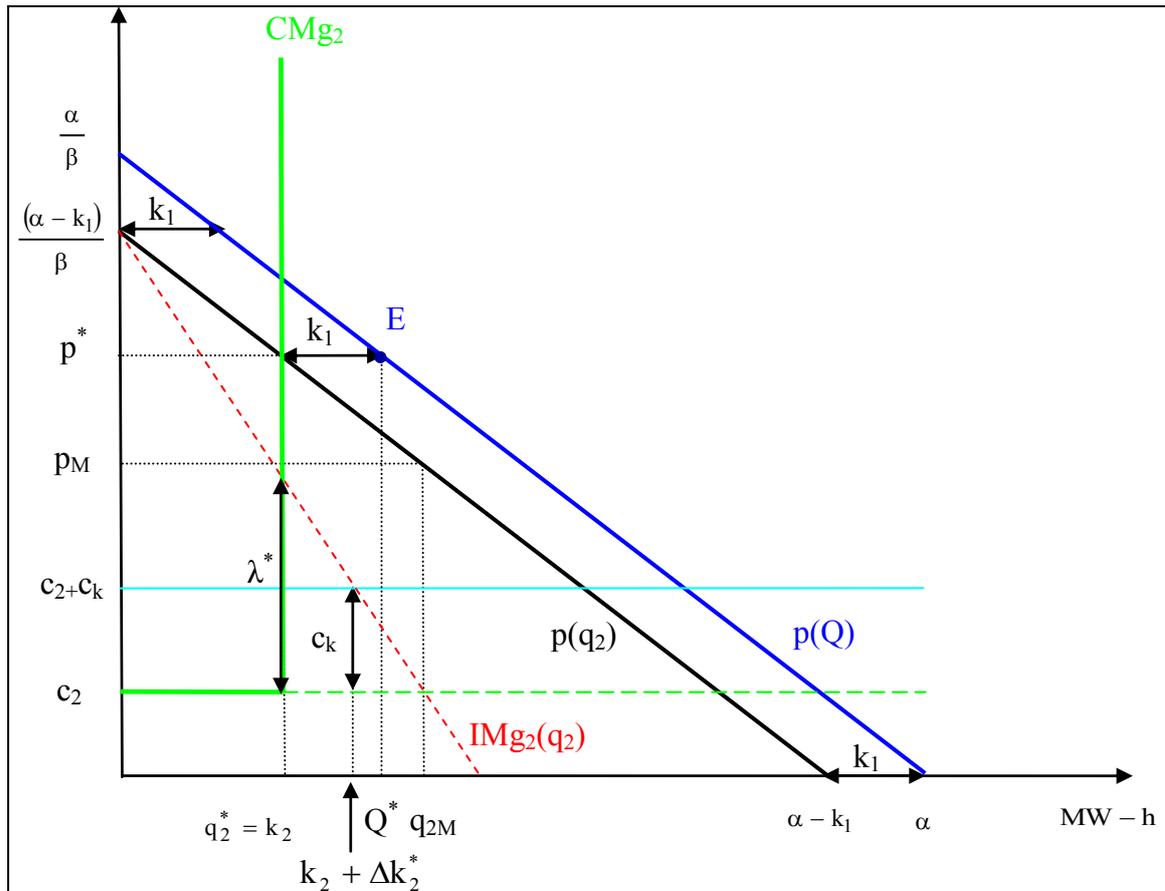
$$\lambda^* = \frac{\partial \pi_2^*}{\partial k_2} \Big|_{q_2^*=k_2} = \frac{\alpha - k_1 - 2k_2}{\underbrace{\beta}_{\text{IMg}_2(q_2^*)}} - \underbrace{c_2}_{\text{CMg}_2}$$

Aproximadamente representa el incremento del beneficio óptimo que obtendría la empresa 2 al incrementar su capacidad instalada  $k_2$  en una unidad, *ceteris paribus*. Se puede apreciar que a la empresa 2 le interesará ampliar su capacidad en un  $\Delta k_2 \Leftrightarrow \lambda^* \geq c_k$ . Donde  $c_k$  representa el coste marginal de ampliar capacidad. Es decir, la empresa 2 estaría dispuesta a asumir como máximo unos costes por ampliar su capacidad en un  $\Delta k_2^*$  iguales a  $\lambda^*$ . Esto es, la ampliación de capacidad óptima de la empresa 2 se obtendrá cuando se verifique que  $\lambda^* = c_k$ . En otras palabras,  $\lambda^*$  vendría a ser el coste sombra por ampliar capacidad.

Por otro lado, se puede apreciar que si el coste marginal de ampliar capacidad fuese nulo, entonces la empresa 2 ampliaría su capacidad hasta alcanzar el valor de producción en el que ésta actuaría como monopolista sin restricciones de capacidad,  $q_{2M}$ , es decir, en este caso se verificaría que  $\Delta k_2^* = q_{2M} - k_2$ .

En la **figura 3.4** se muestra el hecho que la empresa 2 ampliaría capacidad en un  $\Delta k_2^*$ , que es el valor que corresponde a  $\lambda^* = c_k$ .

Figura 3.4: La empresa 2 incrementará su capacidad en un  $\Delta k_2$  siempre que  $\lambda^* \geq c_k$



Fuente: Elaboración propia.

Ahora vamos a determinar la función del bienestar social, de manera que dicha función, en la siguiente sección, nos permita analizar los resultados que se obtendrían bajo una perspectiva social.

El excedente del consumidor es:

$$EC(Q^*) = \frac{(Q^*)^2}{2\beta} = \frac{(k_1 + k_2)^2}{2\beta} \quad [3.10]$$

Y el bienestar social:

$$BS(Q^*) = EC(Q^*) + \pi_1^* + \pi_2^* = \frac{(k_1 + k_2)(2\alpha - k_1 - k_2)}{2\beta} - c_1 k_1 - c_2 k_2 \quad [3.11]$$

Es importante notar que en todo el capítulo, el bienestar social es calculado como una suma no ponderada del excedente del consumidor y los beneficios de las empresas, que ambas empresas son tratadas por igual, y que no se considera el coste social de posibles subvenciones.

### 3.3.3 El equilibrio desde el punto de vista social

En este punto queremos ver si es mejor la solución privada (mercado) frente a la solución intervencionista del Estado. En particular, vamos a determinar si un planificador social (regulador) conseguiría mejorar el bienestar social obtenido anteriormente en el equilibrio privado. En este caso, el planificador deberá maximizar el bienestar social teniendo en cuenta las restricciones de capacidad de las empresas. Concretamente:

$$\begin{aligned} \text{Max}_Q \text{BS}(Q) &= \overbrace{\frac{Q^2}{2\beta}}^{\text{EC}(Q)} + \overbrace{\left(\frac{\alpha-Q}{\beta} - c_1\right)k_1}^{\pi_1(Q)} + \overbrace{\left(\frac{\alpha-Q}{\beta} - c_2\right)(Q-k_1)}^{\pi_2(Q)} = -\frac{Q^2}{2\beta} + \left(\frac{\alpha}{\beta} - c_2\right)Q - k_1(c_1 - c_2) \\ \text{s.a: } Q &\leq k_1 + k_2 \\ Q &\geq k_1 \\ Q &\geq 0 \end{aligned}$$

Note que el problema de optimización es un programa convexo para máximo, por lo que las condiciones necesarias de Kuhn-Tucker para máximo local son también suficientes para máximo global. Además, como la función objetivo es estrictamente cóncava, la solución es única (máximo global estricto).

El lagrangiano viene dado por:

$$\ell(Q) = -\frac{Q^2}{2\beta} + \left(\frac{\alpha}{\beta} - c_2\right)Q - k_1(c_1 - c_2) - \delta(Q) - \gamma(-Q)$$

Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$\frac{\partial \ell(Q^*)}{\partial Q} = \frac{\alpha - Q^*}{\beta} - c_2 - \delta + \gamma \leq 0 \quad (= 0 \text{ si } Q^* > 0) \quad [3.12]$$

$$\delta \geq 0 \quad (= 0 \text{ si } Q^* < k_1 + k_2) \quad [3.13]$$

$$\gamma \geq 0 \quad (= 0 \text{ si } Q^* > k_1) \quad [3.14]$$

La resolución del problema anterior nos permite formular los siguientes resultados.

**Proposición 2:** *Bajo las condiciones del modelo, en el equilibrio social el regulador permite*

*a la empresa 2 producir a su máxima capacidad ( $q_2^* = k_2$ ) e imponer el precio*

$$p^* = \frac{(\alpha - k_1 - k_2)}{\beta}.$$

**Demostración.** Véase anexo 3.7.2.

Intuitivamente, si el regulador maximizara el bienestar social sin tener en cuenta las restricciones de capacidad de las empresas generadoras, el precio óptimo sería igual al coste marginal de la empresa más eficiente, esto es  $c_2$ . Pero, debido a restricciones de capacidad (si  $p^* = c_2 \Rightarrow q_2^* = \alpha - k_1 - \beta c_2 > 2k_2 > k_2$ ), la empresa 2 tendría problemas de abastecimiento de su demanda residual. Además, en estas circunstancias, la empresa 1 tendría que ser subvencionada por el regulador en  $(c_1 - c_2)k_1$ . Por lo que para obtener

el bienestar social óptimo el regulador debería permitir a la empresa 2 imponer el precio  $p^* = \frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta}$ , que correspondería a su producción a plena capacidad (que serían los

resultados obtenidos en la proposición 2). En consecuencia, se obtendría el mismo

bienestar social que en el caso donde la empresa 2 actúa como monopolista, con restricciones de capacidad, sobre su demanda residual.

### 3.4 La decisión de ampliar capacidad

En el *largo plazo*, se lleva a cabo un juego no cooperativo en dos etapas (I y II). Se considera que en las dos etapas la empresa 1 produce  $k_1$  debido a que el coste de ampliar capacidad para esta empresa resulta ser muy elevado por el tipo de tecnología requerida para la producción de energía con bajas tasas de emisiones contaminantes. En la **tabla 3.3** se muestran los costes de inversión y de producción de algunas tecnologías necesarias para utilizar fuentes de energía renovable no convencionales. Las tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable tienen una estructura de costes distinta a las que utilizan los sistemas de generación de energía convencionales, mientras que los sistemas de combustión fósil tienen por lo general costes de inversión inicial relativamente moderados y costes de operación elevados debido a su consumo de combustible, las fuentes de energía renovables (solar, eólica, geotérmica) no suelen tener costes de producción ya que no consumen combustible, pero requieren una inversión inicial relativamente elevada, [Tampier y Beaulieu (2006)].

**Tabla 3.3: Costes de inversión y producción de fuentes de energía renovables**

Fuente de energía renovable	Costes de Inversión \$/kW instalado	Costes de producción Cts.\$/kWh generado
Solar	Fotovoltaicos: 3,500 a 7,000	25 a 150
	Fototérmicos: 2,000 a 4,000	10 a 25
Eólica	1,000	5 a 11
Minihidráulica	800 a 6,000	3 a 45
Biomasa	630 a 1,170	4 a 6

Fuente: Ramírez y Torres (2006).

Por su parte, en la primera etapa ( $t = I$ ), la empresa 2 decide la ampliación óptima de su capacidad:  $\Delta k_2^*$ , y en la segunda etapa ( $t = II$ ), decide su producción óptima.

Sea la demanda aleatoria:  $Q = \alpha - \beta p$ , donde:  $\alpha = \begin{cases} \alpha_a & \text{con probabilidad : } 1 - \theta \\ \alpha_b & \text{con probabilidad : } \theta \end{cases}$ .

Se asume que en el largo plazo existen dos posibles realizaciones de la demanda total del mercado, una alta (correspondiente a  $\alpha_a$ ) y otra baja (correspondiente a  $\alpha_b$ ), ambas mayores a la demanda total del periodo de corto plazo,  $\alpha$ . Específicamente,

$\alpha_a > \alpha_b > \alpha > 0$ , de manera que resulta:  $\bar{\alpha} = (1 - \theta)\alpha_a + \theta\alpha_b$ ;

$(1 > \theta > 0 \Rightarrow \alpha_a > \bar{\alpha} > \alpha_b > \alpha)$ . Por tanto, existirán dos posibles realizaciones de la

demanda residual que encarará la empresa 2, una alta (correspondiente a  $\alpha_a - k_1$ ) y otra baja (correspondiente a  $\alpha_b - k_1$ ).

En las **figuras 3.5 y 3.6**, para cada caso analizado, se aprecian la demanda residual que encara la empresa 2 en el corto plazo (trazo continuo) y las dos posibles realizaciones de su demanda residual futura (alta y baja con trazos discontinuos). Asimismo, se muestran los ingresos marginales que obtendría la empresa 2 en el corto y en el largo plazo (para las dos posibles realizaciones de su demanda residual).

Además, al asumir que las empresas son neutrales al riesgo, se garantiza que éstas maximizan sus beneficios esperados. Por otro lado, para que la empresa 2 tenga

incentivos a ampliar su capacidad, supondremos que  $\lambda_b^* = \frac{\alpha_b - k_1 - 2k_2 - \beta c_2}{\beta} > c_k$ ,

por lo que deberá verificarse que:  $\alpha_b > \beta(c_2 + c_k) + k_1 + 2k_2$ . Los costes de ampliación

de capacidad vendrán dados por:  $c(\Delta k_2) = c_k \cdot \Delta k_2$ . Finalmente, se supondrá que la

empresa decide libremente sobre su ampliación de capacidad y que el regulador le garantiza que los precios en el largo plazo serán los que vacíen el mercado.

A continuación, se desarrolla este juego de dos etapas utilizando la técnica de inducción hacia atrás, tanto para una perspectiva privada como para una perspectiva social. En ambas perspectivas, se analizan dos casos que resultan relevantes en el análisis desde una perspectiva económica.

## 3.4.1 El equilibrio privado

### 3.4.1.1 Proceso de inducción hacia atrás: Etapa II

La empresa 2 tiene una nueva capacidad instalada:  $k_2^I = k_2^II = k_2 + \Delta k_2^*$ , y realiza sus decisiones de producción óptima resolviendo el problema de incertidumbre de su demanda residual futura (alta o baja).

#### \*Caso 1:

En este caso se supone que la nueva capacidad instalada de la empresa 2,  $k_2 + \Delta k_2^*$ , tiene como límite superior la cantidad que maximiza sus beneficios si ésta actúa como monopolista sin restricciones de capacidad si la realización de su demanda residual futura es alta y como límite inferior la cantidad que maximizarían sus beneficios si ésta actúa como monopolista sin restricciones de capacidad si la realización de su demanda residual futura es baja. En otras palabras, en este caso se ha supuesto lo siguiente:

$$q_{2M}^a = \frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2^I = k_2^{II} = k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M}^b = \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2}. \quad \text{Este caso es}$$

representado en la **figura 3.5**.

En caso la realización de la demanda residual futura que enfrente la empresa 2 sea baja, el problema que deberá resolver dicha empresa será:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_{2b}} \pi_{2b} &= \left[ \frac{(\alpha_b - k_1)}{\beta} - \left( \frac{1}{\beta} \right) q_{2b} \right] q_{2b} - c_2 q_{2b} - c_k \Delta k_2^* \\ \text{s.a. :} & \\ q_{2b} &\leq k_2 + \Delta k_2^* \\ q_{2b} &\geq 0 \end{aligned} \quad [3.15]$$

Por otro lado, si la realización de la demanda residual futura de la empresa 2 es alta, el problema que deberá resolver dicha empresa será:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_{2a}} \pi_{2a} &= \left[ \frac{(\alpha_a - k_1)}{\beta} - \left( \frac{1}{\beta} \right) q_{2a} \right] q_{2a} - c_2 q_{2a} - c_k \Delta k_2^* \\ \text{s.a. :} & \\ q_{2a} &\leq k_2 + \Delta k_2^* \\ q_{2a} &\geq 0 \end{aligned} \quad [3.16]$$

La hipótesis planteada en este caso, y la resolución de los problemas anteriores nos permiten formular los siguientes resultados.

**Proposición 3:** En el equilibrio privado, para la empresa 2, si

$$q_{2M}^a = \frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2^I = k_2^{II} = k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M}^b = \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2}, \text{ se cumple:}$$

i)  $\alpha_a > \frac{\beta c_k}{(1-\theta)} + \alpha_b.$

ii) El precio, la cantidad y los beneficios en el equilibrio vendrán dados respectivamente por las siguientes

expresiones:  $p_b^* = p_M^b = \frac{\alpha_b - k_1 + \beta c_2}{2\beta}, q_{2b}^* = q_{2M}^b = \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2},$  y

$$\pi_{2b}^* = \frac{(\alpha_b - k_1 - \beta c_2)^2}{4\beta} - c_k \Delta k_2^*, \text{ si la realización de la demanda residual futura de la}$$

empresa 2 es baja.

iii) El precio, la cantidad y los beneficios en el equilibrio vendrán dados respectivamente por las siguientes expresiones:  $p_a^* = \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta};$

$$q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^* \text{ y } \pi_{2a}^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^* - \beta c_2}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2^*) - c_k \Delta k_2^*, \text{ si la realización}$$

de la demanda residual futura de la empresa 2 es alta.

**Demostración.** Véase anexo 3.7.3.

Intuitivamente, el resultado obtenido en el inciso ii) de la proposición 3 se debe al hecho que al haber supuesto que la empresa 2 no tiene restricciones de capacidad si la realización de su demanda residual futura es baja, ésta maximizará sus beneficios igualando sus costes marginales con sus ingresos marginales; es decir, producirá la cantidad que maximizaría sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual futura cuando la realización de ésta es baja:  $q_{2b}^* = q_{2M}^b.$  Asimismo, el resultado

obtenido en el inciso iii) de la proposición 3 se debe al hecho que se ha supuesto que la empresa 2 no podrá alcanzar el nivel de producción que maximizaría sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual futura si la realización de ésta es alta, por lo que ésta no tendrá más remedio que producir a plena capacidad  $q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^*$  para maximizar sus beneficios.

En la **tabla 3.4** se resumen los resultados obtenidos en este caso, tanto para la realización de una demanda residual futura alta como para la realización de una demanda residual futura baja. Estos resultados se han obtenido teniendo en cuenta los resultados obtenidos por la empresa 2 en las **tablas 3.1** (sin restricciones de capacidad) y **3.2** (con restricciones de capacidad) respectivamente. Si la realización de la demanda futura que encararía la empresa 2 es baja, teniendo en cuenta los resultados obtenidos por la empresa 2 en la **tabla 3.1**, al ser por hipótesis  $k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M}^b$ , entonces la empresa 2 no tendría restricciones de capacidad y produciría  $q_{2b}^* = q_{2M}^b$  para maximizar sus beneficios. Por otro lado, si la realización de la demanda futura que atendería la empresa 2 es alta, teniendo en cuenta los resultados obtenidos por la empresa 2 en la **tabla 3.2**, al ser por hipótesis  $q_{2M}^a > k_2 + \Delta k_2^*$ , entonces la empresa 2 tendría restricciones de capacidad y produciría  $q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^*$  para maximizar sus beneficios.



**\*Caso 2:**

En este caso se supone que la nueva capacidad instalada de la empresa 2,  $k_2 + \Delta k_2^*$ , tiene como límite superior aquella cantidad que maximizaría sus beneficios si ésta actúa como monopolista sin restricciones de capacidad ante la realización de una demanda residual futura alta, y como límite inferior aquella cantidad que maximizaría sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual de corto plazo y sin tener restricciones de capacidad. En otras palabras, en este caso se ha supuesto lo siguiente:

$$q_{2M}^a = \frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > q_{2M}^b = \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M} = \frac{\alpha - k_1 - \beta c_2}{2}. \text{ Esta situación}$$

es representada en la **figura 3.6**.

La hipótesis planteada en este caso, y la resolución de los problemas **[3.15]** y **[3.16]** nos permiten formular los siguientes resultados.

**Proposición 4:** En el equilibrio privado, para la empresa 2, si

$$q_{2M}^a = \frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > q_{2M}^b = \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M} = \frac{\alpha - k_1 - \beta c_2}{2}, \quad \text{se debe}$$

verificar que:

i)  $\alpha_a < \frac{\beta c_k}{(1-\theta)} + \alpha_b$  y que  $\alpha < \alpha_a(1-\theta) + \theta\alpha_b - \beta c_k$ .

ii) El precio, la cantidad y los beneficios en el equilibrio vendrán dados

respectivamente por las siguientes expresiones:  $p_b^* = \frac{\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta}$ ,

$$q_{2b}^* = k_2 + \Delta k_2^* \text{ y } \pi_{2b}^* = \frac{(\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2^* - \beta c_2)(k_2 + \Delta k_2^*) - c_k \Delta k_2^*}{\beta}, \text{ si la realización de}$$

la demanda residual futura de la empresa 2 es baja.

iii) El precio, la cantidad y los beneficios en el equilibrio vendrán dados

respectivamente por las siguientes expresiones:  $p_a^* = \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta}$ ,  $q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^*$  y

$$\pi_{2a}^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^* - \beta c_2}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2^*) - c_k \Delta k_2^*, \text{ si la realización de la demanda}$$

residual futura de la empresa 2 es alta.

**Demostración:** Véase anexo 3.7.4.

Intuitivamente, el resultado obtenido en el inciso ii) de la proposición 4 se debe al hecho que se ha supuesto que la empresa 2 no podrá alcanzar el nivel de producción que maximizaría sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual futura si la realización de ésta es baja, por lo que ésta no tendrá más remedio que producir a plena capacidad  $q_{2b}^* = k_2 + \Delta k_2^*$  para maximizar sus beneficios. Asimismo, el resultado obtenido en el inciso iii) de la proposición 4 se debe al hecho que se ha supuesto que la

empresa 2 no podrá alcanzar el nivel de producción que maximizaría sus beneficios actuando como monopolista sobre su demanda residual futura si la realización de ésta es alta, por lo que ésta no tendrá más remedio que producir a plena capacidad  $q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^*$  para maximizar sus beneficios.

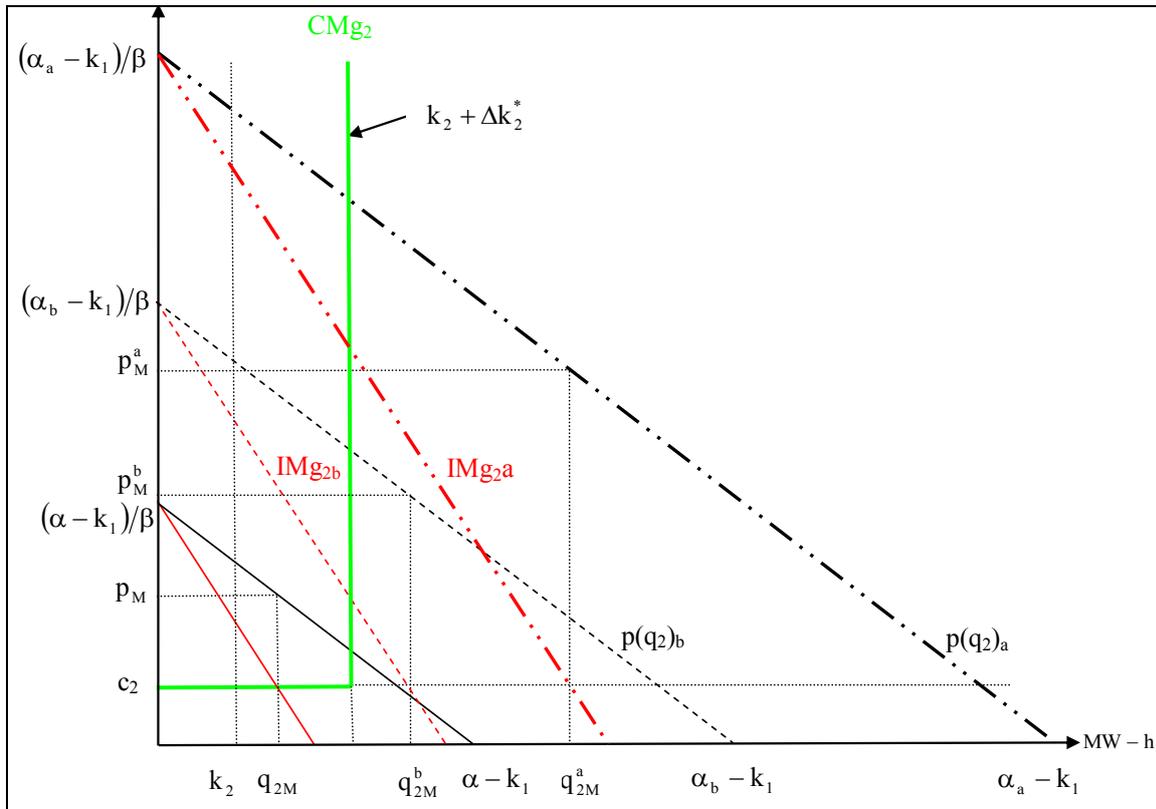
En la **tabla 3.5** se resumen los resultados obtenidos en este caso, tanto para la realización de una demanda residual futura alta como para la realización de una demanda residual futura baja. Estos resultados se han obtenido teniendo en cuenta los resultados obtenidos por la empresa 2 en la **tabla 3.2** (con restricciones de capacidad). Si la realización de la demanda futura que encararía la empresa 2 es baja, teniendo en cuenta los resultados obtenidos por la empresa 2 en la **tabla 3.2**, al ser por hipótesis  $q_{2M}^a > q_{2M}^b > k_2 + \Delta k_2^*$ , entonces la empresa 2 tendría restricciones de capacidad y produciría  $q_{2b}^* = k_2 + \Delta k_2^*$  para maximizar sus beneficios. Por otro lado, si la realización de la demanda futura que atendería la empresa 2 es alta, teniendo en cuenta los resultados obtenidos por la empresa 2 en la **tabla 3.2**, al ser por hipótesis  $q_{2M}^a > q_{2M}^b > k_2 + \Delta k_2^*$ , entonces la empresa 2 tendría restricciones de capacidad y produciría  $q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^*$  para maximizar sus beneficios.

**Tabla 3.5: Resultados obtenidos en el caso en el que  $q_{2M}^a > q_{2M}^b > k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M}$ , tanto para la realización de una demanda residual futura alta como para la realización de una demanda residual futura baja**

<b>Demanda Residual Futura Baja</b>		
$p_b^*$	$q_{2b}^* = q_{2a}^*$	$\pi_{2b}^*$
$\frac{\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta}$	$k_2 + \Delta k_2^*$	$\left(\frac{\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2^* - \beta c_2}{\beta}\right)(k_2 + \Delta k_2^*) - c_k \Delta k_2^*$
<b>Demanda Residual Futura Alta</b>		
$p_a^*$	$q_{2a}^*$	$\pi_{2a}^*$
$\frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta}$	$k_2 + \Delta k_2^*$	$\left(\frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^* - \beta c_2}{\beta}\right)(k_2 + \Delta k_2^*) - c_k \Delta k_2^*$

Fuente: Elaboración propia

**Figura 3.6: La capacidad instalada futura se encuentra por debajo de la cantidad de monopolio correspondiente a las demandas residuales futuras (alta y baja), y por encima de la cantidad de monopolio correspondiente a la demanda residual de corto plazo**



Fuente: Elaboración propia.

### 3.4.1.2 Proceso de inducción hacia atrás: Etapa I:

Ahora, la empresa 2 decide qué ampliación de capacidad realizar, es decir determina  $\Delta k_2^*$  optimizando su beneficio esperado, según sea el caso.

**\*Caso 1:**

La empresa 2 resuelve el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\Delta k_2} E\pi_2 = & \theta \left[ \frac{(\alpha_b - k_1 - \beta c_2)^2}{4\beta} - c_k \Delta k_2 \right] + \\ & + (1 - \theta) \left[ \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2) - c_k \Delta k_2 \right] \end{aligned}$$

La resolución del problema anterior nos permite formular los siguientes resultados.

**Proposición 5:** Si  $q_{2M}^a = \frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2^I = k_2^{II} = k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M}^b = \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2}$ , el incremento óptimo de capacidad de la empresa 2 será  $\Delta k_2^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2}{2} \right) - \frac{\beta c_k}{2(1 - \theta)} > 0$ . Asimismo, los beneficios óptimos de la empresa 2 y la producción agregada de la industria, en términos esperados, serán:

$$E\pi_2^* = \left( \frac{1}{4\beta} \right) \left\{ (1 - \theta) \left[ \alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2 - \frac{\beta c_k}{(1 - \theta)} \right]^2 + (\alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2) k_2 \right\} + \theta (\alpha_b - k_1 - \beta c_2)^2$$

y  $E(Q^*) = \frac{\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2) - k_1}{2}$ , respectivamente.

**Demostración:** Véase anexo 3.7.5.

**\*Caso 2:**

La empresa 2 resuelve el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\Delta k_2} E\pi_2 = & \theta \left[ \frac{(\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2)}{\beta} (k_2 + \Delta k_2) - c_k \Delta k_2 \right] + \\ & + (1 - \theta) \left[ \frac{(\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2)}{\beta} (k_2 + \Delta k_2) - c_k \Delta k_2 \right] \end{aligned}$$

La resolución del problema anterior nos permite formular los siguientes resultados.

**Proposición 6:** Si por hipótesis se tiene que  $q_{2M}^a = \frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > q_{2M}^b = \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M} = \frac{\alpha - k_1 - \beta c_2}{2}$ , entonces el incremento de capacidad óptimo de la empresa 2 vendrá dado por  $\Delta k_2^* = \frac{\bar{\alpha} - k_1 - 2k_2 - \beta(c_2 + c_k)}{2} > 0$ , mientras que la producción agregada de la industria y los beneficios óptimos de la empresa 2, en términos esperados, vendrán dados respectivamente por:  $E(Q^*) = k_2 + \Delta k_2^* = \bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2) - k_1$  y por  $E\pi_2^* = \left( \frac{1}{4\beta} \right) \left( [\bar{\alpha} - k_1 - 2k_2 - \beta(c_2 + c_k)]^2 + 4k_2[\bar{\alpha} - k_1 - k_2 - \beta c_2] \right)$ .

**Demostración:** Véase anexo 3.7.6.

### 3.4.2 El equilibrio social

Ahora vamos a determinar cómo un planificador social (regulador) tomaría las decisiones de ampliación de capacidad en el *largo plazo* bajo los mismos supuestos con los que la empresa 2 ha tomado sus decisiones de ampliación de capacidad: la empresa 1 no amplía capacidad y su producción es  $k_1$ , la demanda futura de energía tiene dos posibles realizaciones (una alta y otra baja) y el planificador es neutral al riesgo. Asimismo, se supondrá que  $k_1 + k_2 + \Delta k_2 < \alpha_i - \beta c_2$  ( $i = \{a, b\}$ ), de modo que haya incentivos a ampliar la capacidad en un periodo de *muy largo plazo*. En una primera etapa ( $t = I$ ), el planificador decide la ampliación óptima de capacidad, y en una segunda etapa ( $t = II$ ), decide la producción óptima.

- **Etapa II:** En esta etapa el planificador social, para cada posible realización de la demanda futura ( $i = \{a, b\}$ ), deberá maximizar el bienestar social teniendo en cuenta las restricciones de capacidad de las empresas. Concretamente:

$$\begin{aligned} \text{Max}_Q \quad BS(Q) &= \left( \frac{-1}{2\beta} \right) Q^2 + \left( \frac{\alpha_i}{\beta} - c_2 \right) Q - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2^*; & i = \{a, b\} \\ \text{s.a. : } Q &\leq k_1 + k_2 + \Delta k_2^* \\ Q &\geq k_1 \\ Q &\geq 0 \end{aligned}$$

La resolución del problema anterior nos permite formular los siguientes resultados.

**Proposición 7:** En el equilibrio social, en el largo plazo, la producción agregada y el bienestar social óptimos respectivamente están dados por  $Q_i^* = k_1 + k_2 + \Delta k_2^*$  y

$$BS(Q_i^*) = \left(\frac{-1}{2\beta}\right)(k_1 + k_2 + \Delta k_2^*)^2 + \left(\frac{\alpha_i}{\beta} - c_2\right)(k_1 + k_2 + \Delta k_2^*) - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2^*; \text{ donde } i = \{a, b\}$$

y con  $\frac{\alpha_i - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta} - c_2 > 0$ .

**Demostración:** Véase anexo 3.7.7.

- **Etapa I:** En esta etapa el planificador social, decide la ampliación de capacidad de la empresa 2 maximizando el bienestar social esperado, esto es:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\Delta k_2} E[BS(Q)] = & \theta \left[ \left(\frac{-1}{2\beta}\right)(k_1 + k_2 + \Delta k_2)^2 + \left(\frac{\alpha_b}{\beta} - c_2\right)(k_1 + k_2 + \Delta k_2) - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2 \right] + \\ & + (1 - \theta) \left[ \left(\frac{-1}{2\beta}\right)(k_1 + k_2 + \Delta k_2)^2 + \left(\frac{\alpha_a}{\beta} - c_2\right)(k_1 + k_2 + \Delta k_2) - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2 \right] \end{aligned}$$

$$\text{Max}_{\Delta k_2} E[BS(Q)] = \left(\frac{-1}{2\beta}\right)(k_1 + k_2 + \Delta k_2)^2 + \left(\frac{\bar{\alpha}}{\beta} - c_2\right)(k_1 + k_2 + \Delta k_2) - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2$$

La resolución del problema anterior nos permite formular los siguientes resultados.

**Proposición 8:** En el equilibrio social, en el largo plazo, el incremento de capacidad óptimo de la empresa 2 será  $\Delta k_2^* = \bar{\alpha} - (k_1 + k_2) - \beta(c_k + c_2) > 0$ , la producción agregada óptima en términos esperados vendrá dada por  $E(Q^*) = \bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)$ , mientras que el bienestar social óptimo esperado vendrá dado por:

$$E[BS(Q^*)] = \left(\frac{1}{2\beta}\right)[\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)]^2 + k_1[(c_2 + c_k) - c_1] + k_2 c_k.$$

**Demostración:** Véase anexo 3.7.8.

**Proposición 9:** *Bajo las hipótesis del modelo analizado, se puede afirmar que, en el largo plazo, la empresa que no produce energía limpia (la empresa 2), tanto para el caso 1 como para el caso 2, realizará una ampliación de capacidad inferior a la ampliación de capacidad que realizaría un planificador social. Además, se aprecia que en términos esperados, la cantidad óptima agregada que se produciría, tanto para el caso 1 como para el caso 2, sería siempre menor a la cantidad óptima agregada que se produciría desde la perspectiva de un planificador social que maximiza el bienestar social esperado.*

**Demostración:** Véase anexo 3.7.9.

## 3.5 Análisis de sensibilidad

En esta sección se realiza el análisis de sensibilidad del beneficio esperado óptimo por la empresa 2, tanto para el caso 1 como para el caso 2, y se realiza el análisis de sensibilidad del bienestar social óptimo esperado ante pequeños cambios en los parámetros de los cuales dependen. De este análisis se han extraído las siguientes proposiciones:

**Proposición 10A:** *Si se incrementa el nivel de saciedad  $\alpha_b$  (demanda de electricidad a precio nulo en el caso que la realización de la demanda futura fuese baja), ceteris paribus, el beneficio esperado por la empresa 2 se incrementaría, tanto en el caso 1 como en el caso 2. Además, ante un incremento en  $\alpha_b$ , ceteris paribus, el bienestar esperado por el planificador social siempre se incrementaría. Si se incrementa el coste marginal de ampliación de capacidad  $c_k$ , ceteris paribus, el beneficio esperado por la empresa 2 disminuiría, tanto en el caso 1 como en el caso 2. Además, ante un incremento en  $c_k$ , ceteris paribus, el bienestar esperado por el planificador social siempre disminuiría.*

**Proposición 10B:** *Si se incrementa el nivel de saciedad  $\alpha_a$  (demanda de electricidad a precio nulo en el caso que la realización de la demanda futura fuese alta), ceteris paribus, el beneficio esperado por la empresa 2 se incrementaría, tanto en el caso 1 como en el caso 2. Además, ante un incremento en  $\alpha_a$ , ceteris paribus, el bienestar esperado por el planificador social siempre se incrementaría.*

**Proposición 10C:** Si se incrementa la capacidad instalada de corto plazo de la empresa 2  $k_2$ , ceteris paribus, el beneficio esperado por la empresa 2 en el caso 1 disminuirá si y sólo si la probabilidad de que la demanda futura fuese baja está entre cero y  $2/3$ . Mientras que el beneficio esperado por la empresa 2 en el caso 2 siempre aumentará ante un pequeño incremento de  $k_2$ , ceteris paribus. Además, ante un incremento en  $k_2$ , ceteris paribus, el bienestar esperado por el planificador social siempre se incrementaría.

**Proposición 10D:** Si se incrementa la capacidad instalada de corto plazo de la empresa 1  $k_1$ , ceteris paribus, el beneficio esperado por la empresa 2 disminuirá, tanto en el caso 1 como en el caso 2. Además, ante un incremento en  $k_1$ , ceteris paribus, el bienestar esperado por el planificador social se incrementará o disminuirá dependiendo si la suma del coste marginal de la empresa 2 y el coste marginal de ampliación de capacidad es mayor o menor al coste marginal de la empresa 1.

**Proposición 10E:** Si se incrementa el coste marginal de la empresa 2  $c_2$ , ceteris paribus, el beneficio esperado por la empresa 2 disminuirá, tanto en el caso 1 como en el caso 2. Además, ante un incremento en  $c_2$ , ceteris paribus, el bienestar esperado por el planificador social siempre disminuiría.

**Proposición 10F:** Si se incrementa la tasa instantánea de cambio de la demanda atendida por los mercados extranjeros respecto a una pequeña variación en el precio del mercado mayorista  $\beta$ , ceteris paribus, el beneficio esperado por la empresa 2 disminuirá, tanto en el caso 1 como en el caso 2. Además, ante un pequeño incremento en  $\beta$ , ceteris paribus, el bienestar esperado por el planificador social siempre disminuiría.

**Proposición 10G:** Si se incrementa la probabilidad de que la demanda futura sea baja  $\theta$ , ceteris paribus, el beneficio esperado por la empresa 2 en el caso 1 disminuirá si y sólo si su capacidad instalada de corto plazo es menor a  $\frac{\bar{\alpha} - \alpha_b - \beta c_k}{2(1 - \theta)}$ . Mientras que el beneficio esperado por la empresa 2 en el caso 2 siempre disminuirá ante un pequeño incremento de  $\theta$ , ceteris paribus. Además, ante un pequeño incremento en  $\theta$ , ceteris paribus, el bienestar esperado por el planificador social siempre disminuiría.

**Demostración:** Véase anexo 3.7.10.

## 3.6 Conclusiones

En este capítulo se ha analizado cómo una empresa que no produce energía limpia tomaría sus decisiones de ampliar su capacidad de generación en un horizonte de largo plazo. El marco utilizado es un mercado mayorista de electricidad organizado (*pool*) bajo el supuesto que el operador de la red de transmisión está obligado por la normativa de la industria eléctrica, que fomenta el uso de energías renovables “limpias”, a dar prioridad a

la producción de la empresa “rival”, dado el hecho que ésta produce energía amigable con el medio ambiente. Bajo este marco, en el corto plazo, la empresa que produce energía limpia cobrará por su producción el precio del *pool* que es impuesto por la empresa que no produce energía limpia y que satisface su demanda residual. En el largo plazo, en una primera etapa se asume que la empresa que produce energía limpia no incrementa su capacidad debido a que la tecnología requerida para producir energía limpia presenta muy elevados costes de inversión, mientras la otra empresa determinará su incremento de capacidad óptimo. En una segunda etapa, la empresa que produce energía limpia producirá a plena capacidad y su rival determinará su producción óptima que maximiza su beneficio esperado. Finalmente, los resultados obtenidos tanto en el corto como en el largo plazo, son comparados con aquellos obtenidos por un planificador social benevolente.

Después de realizar el análisis del modelo, se puede afirmar que la empresa que no produce energía limpia (la empresa 2), tanto para el caso 1 como para el caso 2, realizará una ampliación de capacidad inferior a la ampliación de capacidad que realizaría un planificador social. Además, se aprecia que en términos esperados, la cantidad óptima agregada que se produciría, tanto para el caso 1 como para el caso 2, sería siempre menor a la cantidad óptima agregada que se produciría desde la perspectiva de un planificador social que maximiza el bienestar social esperado.

En este punto es relevante resaltar que gracias al supuesto simplificador que se ha adoptado, asumiendo que la empresa que contamina en menor medida el medio ambiente siempre produce a plena capacidad, tanto en el corto como en el largo plazo, se elimina la interacción estratégica entre las dos empresas, y se consigue analizar de

manera aislada cómo la empresa que no produce energía limpia (en el largo plazo) escoge su ampliación de capacidad óptima para satisfacer los requerimientos de su demanda residual futura.

Finalmente, también es importante notar que este modelo solo se centra en el estudio de la fase de generación, y que no considera la posibilidad de integración vertical (parcial o total) entre la generación y la comercialización, y no toma en cuenta ni la capacidad ni la ampliación de capacidad de la red de transmisión.

### 3.7 Anexos: demostraciones de proposiciones

#### Anexo 3.7.1:

##### *Demostración de la proposición 1*

I. Supóngase en primer lugar que  $\lambda^* = 0$ . Entonces, de [3.9] resulta que

$q_2^* < k_2$ . Reemplazando  $\lambda^* = 0$  en [3.8] se tienen dos posibilidades:

$$1.- \text{ Si } q_2^* = 0 \Rightarrow \frac{\alpha - k_1 - 2q_2^*}{\beta} - c_2 < 0 \Rightarrow \frac{\alpha - k_1}{\beta} - c_2 < 0, \text{ pero esto resulta}$$

contradictorio, ya que, por hipótesis  $q_{2M} > k_2 \Rightarrow \frac{\alpha - k_1}{\beta} - c_2 > 2 \frac{k_2}{\beta} > 0$ .

$$2.- \text{ Si } q_2^* > 0 \Rightarrow \frac{\alpha - k_1 - 2q_2^*}{\beta} - c_2 = 0 \Rightarrow q_2^* = \left( \frac{\alpha - k_1}{\beta} - c_2 \right) \cdot \left( \frac{\beta}{2} \right) < 0, \text{ pero esto}$$

contradice la condición  $q_2^* < k_2$ , ya que por hipótesis

$$q_{2M} > k_2 \Rightarrow q_2^* = \left( \frac{\alpha - k_1}{\beta} - c_2 \right) \cdot \left( \frac{\beta}{2} \right) > k_2 > 0.$$

II. Supongamos ahora que  $\lambda^* > 0$ . Entonces, de [3.9] y por hipótesis resulta que

$$q_2^* = k_2 > 0. \text{ Reemplazando esto en [3.8] resulta que } \lambda^* = \frac{\alpha - k_1 - 2K_2}{\beta} - c_2 > 0.$$

Por tanto, se aprecia que la única posible solución que satisface todas las condiciones de Kuhn-Tucker es la siguiente:

$$q_2^* = k_2, \quad p^* = \left( \frac{\alpha - k_1}{\beta} \right) - \left( \frac{1}{\beta} \right) k_2 = \frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta}.$$

Lo cual demuestra la primera parte de la proposición.

Para demostrar la segunda parte de la proposición, nótese que dado que por hipótesis  $\alpha > k_1 + k_2$ , entonces  $p^* > 0$ . Además, de  $p^* > 0$  y de  $\lambda^* = \frac{\alpha - k_1 - 2k_2}{\beta} - c_2 > 0$  se tiene que  $p^* - \frac{k_2}{\beta} > c_2$ , por lo que resulta que  $p^* > c_2 + \frac{k_2}{\beta} > c_2 > 0$ . Por otro lado, es fácil verificar que  $p^* < \frac{\alpha - k_1}{\beta}$ . Por tanto, se cumple que:

$$\frac{\alpha - k_1}{\beta} > p^* = \frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta} > c_2 > 0.$$

Por tanto, el beneficio óptimo será:  $\pi_2^* = \left( \frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta} - c_2 \right) k_2 > 0$ .

----- c.q.d.

### Anexo 3.7.2:

#### *Demostración de la proposición 2*

Debido a que el problema de maximización del bienestar social presenta dos restricciones de desigualdad, existen cuatro casos a analizar. No obstante, dado que el programa es convexo para máximo, y gracias a que la función objetivo es estrictamente cóncava, bastará con encontrar una solución en alguno de los casos que satisfaga todas las condiciones de Kuhn-Tucker para que ésta sea el óptimo estricto (único).

Supongamos que  $\delta^* > 0$  y  $\gamma^* = 0$ . Teniendo en cuenta las hipótesis del modelo y las condiciones **[3.13]** y **[3.14]**, resulta que  $0 < k_1 < Q^* = k_1 + k_2$ . Reemplazando  $\delta^* > 0$  y

$\gamma^* = 0$  en la ecuación **[3.12]** resulta  $\delta^* = \frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta} - c_2 > 0$ . Por lo que

$p^* = \frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta} > c_2$ ,  $q_1^* = k_1$  y  $q_2^* = k_2$ . Por tanto, por lo antes dicho,

$p^* = \frac{\alpha - k_1 - k_2}{\beta}$ ,  $Q^* = k_1 + k_2$  son el precio y la cantidad agregada que maximizan el

bienestar social de manera estricta (única).

----- c.q.d.

### Anexo 3.7.3:

#### *Demostración de la proposición 3*

i) Por hipótesis, se tiene que

$$q_{2M}^a = \frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2^I = k_2^{II} = k_2 + \Delta k_2^* > q_{2M}^b = \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2}. \text{ Además, se ha}$$

supuesto que  $\lambda_b^* = \frac{\alpha_b - k_1 - 2k_2 - \beta c_2}{\beta} > c_k \Rightarrow \alpha_b > \beta c_k + k_1 + 2k_2 + \beta c_2$ , y que

$\bar{\alpha} = (1 - \theta)\alpha_a + \theta\alpha_b$ ;  $\left(1 > \theta > 0 \Rightarrow \alpha_a > \bar{\alpha} > \alpha_b > \alpha\right)$ . Teniendo en cuenta las hipótesis

anteriores, y realizando sencillas operaciones algebraicas resulta que:  $\alpha_a > \frac{\beta c_k}{(1 - \theta)} + \alpha_b$ .

ii) El lagrangiano del problema [3.15] viene dado por:

$$\ell(q_{2b}) = \left[ \frac{(\alpha_b - k_1)}{\beta} - \left( \frac{1}{\beta} \right) q_{2b} \right] q_{2b} - c_2 q_{2b} - c_k \Delta k_2^* - \lambda(q_{2b})$$

Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$\frac{\partial \ell(q_{2b}^*)}{\partial q_{2b}} = \frac{\alpha_b - k_1 - 2q_{2b}^*}{\beta} - c_2 - \lambda \leq 0 \quad (= 0 \text{ si } q_{2b}^* > 0) \quad [3.17]$$

$$\lambda \geq 0 \quad (= 0 \text{ si } q_{2b}^* < k_2 + \Delta k_2^*) \quad [3.18]$$

Se verifica de manera sencilla que el problema de optimización a resolver es un programa convexo para máximo (la función objetivo es cóncava y las restricciones forman un conjunto factible convexo), por lo que las condiciones necesarias de Kuhn-Tucker para máximo local son también suficientes para máximo global. Además, como la función

objetivo es estrictamente cóncava  $\left( \frac{d^2 \pi_{2b}}{dq_{2b}^2} = -\frac{2}{\beta} < 0 \right)$ , la solución es única (máximo global estricto).

Debido a que el problema de maximización del beneficio de la empresa 2 en el caso en que la demanda residual futura es baja presenta una restricción de desigualdad, existen dos casos a analizar (note que la restricción de no negatividad no se considera como una restricción adicional ya que las condiciones de Kuhn-Tucker ya la tiene en cuenta). No obstante, como ya hemos dicho, dado que el programa es convexo para máximo, y gracias a que la función objetivo es estrictamente cóncava, bastará con encontrar una solución en alguno de los casos que satisfaga todas las condiciones de Kuhn-Tucker para que ésta sea el óptimo estricto (único).

Supongamos que  $\lambda^* = 0$ . Entonces, de **[3.18]** resulta que  $q_{2b}^* < k_2 + \Delta k_2^*$ .

Reemplazando  $\lambda^* = 0$  en la ecuación **[3.17]**, si

$$q_{2b}^* > 0 \Rightarrow \frac{\alpha_b - k_1 - 2q_{2b}^*}{\beta} - c_2 = 0 \Rightarrow q_{2b}^* = \left( \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} \right) = q_{2M}^b. \quad \text{Por lo antes}$$

dicho, se aprecia que la única posible solución que satisface todas las condiciones de Kuhn-Tucker es la siguiente:

$$p_b^* = p_M^b = \left( \frac{\alpha_b - k_1}{\beta} \right) - \left( \frac{1}{\beta} \right) \left( \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} \right) = \frac{\alpha_b - k_1 + \beta c_2}{2\beta}.$$

$$\text{Por tanto, el beneficio óptimo será: } \pi_{2b}^* = \frac{(\alpha_b - k_1 - \beta c_2)^2}{4\beta} - c_k \Delta k_2^*.$$

iii) El lagrangiano del problema **[3.16]** viene dado por:

$$\ell(q_{2a}) = \left[ \frac{(\alpha_a - k_1)}{\beta} - \left( \frac{1}{\beta} \right) q_{2a} \right] q_{2a} - c_2 q_{2a} - c_k \Delta k_2^* - \lambda(q_{2a})$$

Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$\frac{\partial \ell(q_{2a}^*)}{\partial q_{2a}} = \frac{\alpha_a - k_1 - 2q_{2a}^*}{\beta} - c_2 - \lambda \leq 0 \quad (= 0 \text{ si } q_{2a}^* > 0) \quad [3.19]$$

$$\lambda \geq 0 \quad (= 0 \text{ si } q_{2a}^* < k_2 + \Delta k_2^*) \quad [3.20]$$

Se verifica de manera sencilla que el problema de optimización a resolver es un programa convexo para máximo (la función objetivo es cóncava y las restricciones forman un conjunto factible convexo), por lo que las condiciones necesarias de Kuhn-Tucker para máximo local son también suficientes para máximo global. Además, como la función objetivo es estrictamente cóncava  $\left( \frac{d^2 \pi_{2a}}{dq_{2a}^2} = -\frac{2}{\beta} < 0 \right)$ , la solución es única (máximo global estricto).

I. Supóngase en primer lugar que  $\lambda^* = 0$ . Entonces, de **[3.20]** resulta que

$q_{2a}^* < k_2 + \Delta k_2^*$ . Reemplazando  $\lambda^* = 0$  en **[3.19]** se tienen dos posibilidades:

1.- Si  $q_{2a}^* = 0 \Rightarrow \frac{\alpha_a - k_1 - 2q_{2a}^*}{\beta} - c_2 < 0 \Rightarrow \frac{\alpha_a - k_1}{\beta} - c_2 < 0$ , pero esto resulta

contradictorio, ya que, por hipótesis

$$q_{2M}^a > k_2 + \Delta k_2^* \Rightarrow \frac{\alpha_a - k_1}{\beta} - c_2 > 2 \frac{(k_2 + \Delta k_2^*)}{\beta} > 0.$$

$$2.- \text{ Si } q_{2a}^* > 0 \Rightarrow \frac{\alpha_a - k_1 - 2q_{2a}^*}{\beta} - c_2 = 0 \Rightarrow q_{2a}^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1}{\beta} - c_2 \right) \cdot \left( \frac{\beta}{2} \right) < 0, \text{ pero}$$

esto contradice la condición  $q_{2a}^* < k_2 + \Delta k_2^*$ , ya que por hipótesis

$$q_{2M}^a > k_2 + \Delta k_2^* \Rightarrow q_{2a}^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1}{\beta} - c_2 \right) \cdot \left( \frac{\beta}{2} \right) > k_2 + \Delta k_2^* > 0.$$

II. Supongamos ahora que  $\lambda^* > 0$ . Entonces, de [3.20] y por hipótesis resulta que

$$q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^* > 0. \text{ Reemplazando esto en [3.19] resulta que}$$

$$\lambda^* = \frac{\alpha_a - k_1 - 2(k_2 + \Delta k_2^*)}{\beta} - c_2 > 0.$$

Por tanto, se aprecia que la única posible solución que satisface todas las condiciones de Kuhn-Tucker es la siguiente:

$$q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^*, \quad p_a^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1}{\beta} \right) - \left( \frac{1}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2^*) = \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta}.$$

Por tanto, el beneficio óptimo vendrá dado por:

$$\pi_{2a}^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^* - \beta c_2}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2^*) - c_k \Delta k_2^*$$

----- c.q.d.

**Anexo 3.7.4:**

***Demostración de la proposición 4***

i) Por hipótesis, se tiene que

$$\frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2 + \Delta k_2^* > \frac{\alpha - k_1 - \beta c_2}{2}. \text{ Además, se ha supuesto}$$

que  $\lambda_b^* = \frac{\alpha_b - k_1 - 2k_2 - \beta c_2}{\beta} > c_k \Rightarrow \alpha_b > \beta c_k + k_1 + 2k_2 + \beta c_2,$  y que

$$\bar{\alpha} = (1 - \theta)\alpha_a + \theta\alpha_b; \left( 1 > \theta > 0 \Rightarrow \alpha_a > \bar{\alpha} > \alpha_b > \alpha \right).$$

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriores, y realizando sencillas operaciones algebraicas resulta que

$$\alpha_a < \frac{\beta c_k}{(1 - \theta)} + \alpha_b.$$

ii) En este caso, caso 2, lo único que cambia (aparte de los resultados obtenidos) son los supuestos de partida, por tanto la demostración de este segundo ítem correspondiente a la proposición 4 es idéntica a la demostración del ítem correspondiente a la proposición 3.

Nuevamente, hay dos casos a analizar, pero dado que el programa es convexo para máximo, y gracias a que la función objetivo es estrictamente cóncava, bastará con encontrar una solución en alguno de los casos que satisfaga todas las condiciones de Kuhn-Tucker para que ésta sea el óptimo estricto (único).

Supongamos ahora que  $\lambda^* > 0$ . Entonces, de [3.17] y por hipótesis resulta que  $q_{2b}^* = k_2 + \Delta k_2^* > 0$ . Reemplazando esto en la ecuación [3.18] resulta que

$$\lambda^* = \frac{\alpha_b - k_1 - 2(k_2 + \Delta k_2^*)}{\beta} - c_2 > 0.$$

Por tanto, se aprecia que la única posible solución que satisface todas las condiciones de Kuhn-Tucker es la siguiente:

$$q_{2b}^* = k_2 + \Delta k_2^*, \quad p_b^* = \left( \frac{\alpha_b - k_1}{\beta} \right) - \left( \frac{1}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2^*) = \frac{\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta}$$

Por tanto, el beneficio óptimo será:

$$\pi_{2b}^* = \left( \frac{\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2^* - \beta c_2}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2^*) - c_k \Delta k_2^*.$$

iii) En este caso, caso 2, lo único que cambia (aparte de los resultados obtenidos) son los supuestos de partida, por tanto la demostración de este tercer ítem correspondiente a la proposición 4 es idéntica a la demostración del ítem correspondiente a la proposición 3.

Nuevamente, hay dos casos a analizar, pero dado que el programa es convexo para máximo, y gracias a que la función objetivo es estrictamente cóncava, bastará con encontrar una solución en alguno de los casos que satisfaga todas las condiciones de Kuhn-Tucker para que ésta sea el óptimo estricto (único).

Supongamos ahora que  $\lambda^* > 0$ . Entonces, de **[3.19]** y por hipótesis resulta que  $q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^* > 0$ . Reemplazando esto en **[3.20]** resulta que

$$\lambda^* = \frac{\alpha_a - k_1 - 2(k_2 + \Delta k_2^*)}{\beta} - c_2 > 0.$$

Por tanto, se aprecia que la única posible solución que satisface todas las condiciones de Kuhn-Tucker es la siguiente:

$$q_{2a}^* = k_2 + \Delta k_2^*, \quad p_a^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1}{\beta} \right) - \left( \frac{1}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2^*) = \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^*}{\beta}.$$

Por tanto, el beneficio óptimo será:

$$\pi_{2a}^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2^* - \beta c_2}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2^*) - c_k \Delta k_2^*.$$

----- c.q.d.

### Anexo 3.7.5:

#### ***Demostración de la proposición 5***

Recordando que en este caso (caso I) se supone que

$$\frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2 + \Delta k_2^* > \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2},$$
 en esta etapa (etapa I), la empresa 2

decide su ampliación de capacidad óptima tal que maximice su beneficio esperado, esto

es:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\Delta k_2} E\pi_2 = & \theta \left[ \frac{(\alpha_b - k_1 - \beta c_2)^2}{4\beta} - c_k \Delta k_2 \right] + \\ & + (1 - \theta) \left[ \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2) - c_k \Delta k_2 \right] \end{aligned}$$

La condición necesaria de primer orden sería:

$$\frac{\partial E\pi_2}{\partial \Delta k_2} = -\theta c_k + (1 - \theta) \left[ -\left( \frac{k_2 + \Delta k_2}{\beta} \right) + \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2}{\beta} \right) - c_k \right] = 0$$

De la que se encuentra que:

$$\Delta k_2^* = \left( \frac{\alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2}{2} \right) - \frac{\beta c_k}{2(1 - \theta)} > 0$$

Dado que  $\frac{\partial^2 E\pi_2}{\partial \Delta k_2^2} = \frac{-2(1 - \theta)}{\beta} \leq 0$ , entonces  $\Delta k_2^*$  maximiza el beneficio

esperado. Por tanto, en términos esperados, el beneficio y la producción agregada óptimos serían respectivamente:

$$E\pi_2^* = \left( \frac{1}{4\beta} \right) \left\{ (1-\theta) \left[ \alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2 - \beta c_k / (1-\theta) \right]^2 + \right. \\ \left. + (\alpha_a - k_1 - k_2 - \beta c_2) k_2 \right\} + \theta (\alpha_b - k_1 - \beta c_2)^2 > 0$$

$$E(Q^*) = \theta \left( \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} \right) + (1-\theta) (k_2 + \Delta k_2^*) = \frac{\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2) - k_1}{2} > 0$$

----- c.q.d.

### Anexo 3.7.6:

#### Demostración de la proposición 6

Recordando que en este caso (caso II) se supone que

$$\frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2 + \Delta k_2^* > \frac{\alpha - k_1 - \beta c_2}{2},$$
 en esta etapa (etapa I), la

empresa 2 decide su ampliación de capacidad óptima tal que maximice su beneficio

esperado, esto es:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\Delta k_2} E\pi_2 = & \theta \left[ \frac{(\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2)}{\beta} (k_2 + \Delta k_2) - c_k \Delta k_2 \right] + \\ & + (1 - \theta) \left[ \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2}{\beta} \right) (k_2 + \Delta k_2) - c_k \Delta k_2 \right] \end{aligned}$$

La condición necesaria de primer orden sería:

$$\begin{aligned} \frac{\partial E\pi_2}{\partial \Delta k_2} = & \theta \left[ - \left( \frac{k_2 + \Delta k_2}{\beta} \right) + \left( \frac{\alpha_b - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2}{\beta} \right) - c_k \right] + \\ & + (1 - \theta) \left[ - \left( \frac{k_2 + \Delta k_2}{\beta} \right) + \left( \frac{\alpha_a - k_1 - k_2 - \Delta k_2 - \beta c_2}{\beta} \right) - c_k \right] = 0 \end{aligned}$$

De la que se encuentra que:

$$\Delta k_2^* = \frac{\bar{\alpha} - k_1 - 2k_2 - \beta(c_2 + c_k)}{2} > 0$$

Dado que  $\frac{\partial^2 E\pi_2}{\partial \Delta k_2^2} = \frac{-2}{\beta} < 0$ , entonces  $\Delta k_2^*$  maximiza el beneficio esperado. Por

tanto, en términos esperados, el beneficio y la producción agregada óptimos serían

respectivamente:

$$E\pi_2^* = \left( \frac{1}{4\beta} \right) \left\langle \left[ \bar{\alpha} - k_1 - 2k_2 - \beta(c_2 + c_k) \right]^2 + 4k_2 \left[ \bar{\alpha} - k_1 - k_2 - \beta c_2 \right] \right\rangle > 0$$

$$E(Q^*) = k_2 + \Delta k_2^* = \bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2) - k_1 > 0$$

----- c.q.d.

### Anexo 3.7.7:

#### *Demostración de la proposición 7*

En esta etapa (etapa II) el planificador social, para cada posible realización de la demanda futura (alta:  $a$  y baja:  $b$ ), deberá maximizar el bienestar social teniendo en cuenta las restricciones de capacidad de las empresas. Concretamente:

$$\begin{aligned} \text{Max}_Q \text{ BS}(Q) &= \left( \frac{-1}{2\beta} \right) Q^2 + \left( \frac{\alpha_i}{\beta} - c_2 \right) Q - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2; & i = \{a, b\} \\ \text{s.a. : } Q &\leq k_1 + k_2 + \Delta k_2 \\ Q &\geq k_1 \\ Q &\geq 0 \end{aligned}$$

Note que el problema de optimización, para cada realización de la demanda futura, es un programa convexo para máximo, por lo que las condiciones necesarias de Kuhn-Tucker para máximo local son también suficientes para máximo global. Además, como la función objetivo es estrictamente cóncava  $\left( \frac{d^2 \text{BS}(Q)}{dQ^2} = -\frac{1}{\beta} < 0 \right)$ , la solución es única (máximo global estricto).

El lagrangiano viene dado por:

$$\ell(Q) = \left( \frac{-1}{2\beta} \right) Q^2 + \left( \frac{\alpha_i}{\beta} - c_2 \right) Q - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2 - \delta(Q) - \gamma(-Q); \quad i = \{a, b\}$$

Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$\frac{\partial \ell(Q^*)}{\partial Q} = \frac{-Q^*}{\beta} + \left( \frac{\alpha_i}{\beta} - c_2 \right) - \delta + \gamma \leq 0 \quad (= 0 \text{ si } Q^* > 0); \quad i = \{a, b\}$$

$$\delta \geq 0 \quad (= 0 \text{ si } Q^* < k_1 + k_2 + \Delta k_2)$$

$$\gamma \geq 0 \quad (= 0 \text{ si } Q^* > k_1)$$

Debido a que el problema de optimización presenta dos restricciones de desigualdad, existen cuatro casos a analizar. De ellos, el único caso que satisface las condiciones de Kuhn-Tucker es:  $\gamma^* = 0$  y  $\delta^* > 0$ , el cual produce los siguientes resultados, para ambas realizaciones de la demanda futura:

$$Q_i^* = k_1 + k_2 + \Delta k_2 \quad y \quad \delta^* = \frac{\alpha_i - k_1 - k_2 - \Delta k_2}{\beta} - c_2 > 0; \quad i = \{a, b\}$$

$$BS(Q_i^*) = \left( \frac{-1}{2\beta} \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2)^2 + \left( \frac{\alpha_i}{\beta} - c_2 \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2) - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2;$$

$$i = \{a, b\}$$

----- c.q.d.

**Anexo 3.7.8:**

***Demostración de la proposición 8***

En esta etapa (etapa I) el planificador social, decide la ampliación de capacidad de la empresa 2 maximizando el bienestar social esperado, esto es:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\Delta k_2} E[\text{BS}(Q)] &= \theta \left[ \left( \frac{-1}{2\beta} \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2)^2 + \left( \frac{\alpha_b}{\beta} - c_2 \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2) - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2 \right] + \\ &+ (1 - \theta) \left[ \left( \frac{-1}{2\beta} \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2)^2 + \left( \frac{\alpha_a}{\beta} - c_2 \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2) - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2 \right] \\ \text{Max}_{\Delta k_2} E[\text{BS}(Q)] &= \left( \frac{-1}{2\beta} \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2)^2 + \left( \frac{\bar{\alpha}}{\beta} - c_2 \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2) - k_1(c_1 - c_2) - c_k \Delta k_2 \end{aligned}$$

La condición de primer orden sería:

$$\frac{\partial E[\text{BS}(Q)]}{\partial \Delta k_2} = \left( \frac{-1}{\beta} \right) (k_1 + k_2 + \Delta k_2) + \left( \frac{\bar{\alpha}}{\beta} - c_2 \right) - c_k = 0$$

De la que se obtiene:

$$\Delta k_2^* \Big|_{\text{social}} = \bar{\alpha} - (k_1 + k_2) - \beta(c_k + c_2) > 0$$

Dado que  $\frac{\partial^2 E[\text{BS}(Q)]}{\partial \Delta k_2^2} = \left( \frac{-1}{\beta} \right) < 0$ , entonces  $\Delta k_2^*$  maximiza el bienestar social

esperado. Por tanto, en términos esperados, la producción agregada y el bienestar social óptimos serían respectivamente:

$$E(Q^*) \Big|_{\text{social}} = k_1 + k_2 + \Delta k_2^* = \bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2) > 0$$

$$E[\text{BS}(Q^*)] = \left( \frac{-1}{2\beta} \right) [\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)]^2 + \left( \frac{\bar{\alpha}}{\beta} - c_2 \right) [\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)] - k_1(c_1 - c_2) - c_k [\bar{\alpha} - (k_1 + k_2) - \beta(c_k + c_2)]$$

$$E[\text{BS}(Q^*)] = \left( \frac{1}{2\beta} \right) [\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)]^2 + k_1 [(c_2 + c_k) - c_1] + k_2 c_k$$

----- c.q.d.

### Anexo 3.7.9:

#### *Demostración de la proposición 9*

- **Ampliación óptima de capacidad de la empresa 2:**

De acuerdo a la proposición 8, la ampliación óptima obtenida por el planificador social es:

$$\Delta k_2^*|_{\text{social}} = \bar{\alpha} - k_1 - k_2 - \beta(c_2 + c_k) > 0.$$

De acuerdo a la proposición 5, la ampliación óptima obtenida en el equilibrio privado, como hemos visto, para el caso 1 viene dada por:

$$\Delta k_2^*|_{\text{caso1}} = \frac{\Delta k_2^*|_{\text{social}} - \theta \left( \alpha_b + \frac{\beta c_k}{1 - \theta} \right) - k_2}{2} > 0 \Rightarrow \Delta k_2^*|_{\text{social}} > \Delta k_2^*|_{\text{caso1}} > 0$$

De acuerdo a la proposición 6, la ampliación óptima obtenida en el equilibrio privado, como hemos visto, para el caso 2 viene dada por:

$$\Delta k_2^*|_{\text{caso2}} = \frac{\Delta k_2^*|_{\text{social}} - k_2}{2} > 0 \Rightarrow \Delta k_2^*|_{\text{social}} > \Delta k_2^*|_{\text{caso2}} > 0$$

En consecuencia, se puede que afirmar que la empresa que no produce energía limpia (la empresa 2), tanto para el caso 1 como para el caso 2, realizará una ampliación de capacidad inferior a la ampliación de capacidad que realizaría un planificador social.

- **Cantidades óptimas agregadas en términos esperados:**

De acuerdo a la proposición 8, la cantidad óptima agregada en términos esperados desde la perspectiva social es:

$$E(Q^*) = \bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)$$

De acuerdo a la proposición 5, la cantidad óptima agregada en términos esperados desde la perspectiva privada para el caso 1 es:

$$E(Q^*) = \frac{\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2) - k_1}{2}$$

De acuerdo a la proposición 6, la cantidad óptima agregada en términos esperados desde la perspectiva privada para el caso 2 es:

$$E(Q^*) = k_2 + \Delta k_2^* = \bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2) - k_1$$

Finalmente, se aprecia que en términos esperados, la cantidad óptima agregada que se produciría, tanto para el caso 1 como para el caso 2, sería siempre menor a la cantidad óptima agregada que se produciría desde la perspectiva de un planificador social que maximiza el bienestar social esperado.

----- c.q.d.

**Anexo 3.7.10:**

***Demostración de las proposiciones 10A – 10G (correspondientes al análisis de sensibilidad)***

• **Caso 1:** Por hipótesis se tiene que  $\frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2 + \Delta k_2^* > \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2}$ .

Además, se ha supuesto que  $\lambda_b^* = \frac{\alpha_b - k_1 - 2k_2 - \beta c_2}{\beta} > c_k$

$\Rightarrow \alpha_b > \beta c_k + k_1 + 2k_2 + \beta c_2$ , y que  $\bar{\alpha} = (1 - \theta)\alpha_a + \theta\alpha_b$ ;

$\left(1 > \theta > 0 \Rightarrow \alpha_a > \bar{\alpha} > \alpha_b > \alpha\right)$ . Teniendo en cuenta las hipótesis anteriores, y

realizando sencillas operaciones algebraicas resulta que  $\alpha_a > \frac{\beta c_k}{(1 - \theta)} + \alpha_b$ . Considerando

la última expresión resulta que:

$\alpha_a - k_1 - \beta c_2 > \alpha_a - k_1 - \beta \left( c_2 + \frac{c_k}{1 - \theta} \right) > \alpha_b - k_1 - \beta c_2 > \beta c_k + 2k_2 > 0$ . Finalmente,

derivando el beneficio esperado de la empresa 2 respecto a cada uno de sus parámetros,

ceteris paribus, y teniendo en cuenta las últimas desigualdades es fácil verificar que:

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial \alpha_b} = \left( \frac{\theta}{2\beta} \right) (\alpha_b - k_1 - \beta c_2) > 0$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial c_k} = \left( -\frac{1}{2} \right) [\alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta(c_2 + c_k)] < 0$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial \alpha_a} = \left( \frac{1 - \theta}{4\beta} \right) (2[\alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta(c_2 + c_k)] + k_2) > 0$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial k_2} = \frac{4\beta c_k - 3(1 - \theta)(\alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2)}{4\beta} < 0 \Leftrightarrow 0 < \theta < \frac{2}{3}$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial k_1} = \left( -\frac{1}{4\beta} \right) \left\langle (1-\theta) \left[ 2 \left( \alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2 - \frac{\beta c_k}{1-\theta} \right) + k_2 \right] + 2\theta(\alpha_b - k_1 - \beta c_2) \right\rangle < 0$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial c_2} = \left( -\frac{1}{4\beta} \right) \left\langle \left[ (1-\theta) \left( \alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2 - \frac{\beta c_k}{1-\theta} \right) + k_2 \beta \right] + 2\theta\beta(\alpha_b - k_1 - \beta c_2) \right\rangle < 0$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial \beta} = \frac{4E\pi_2^* + (1-\theta) \left[ 2 \left( \alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2 - \frac{\beta c_k}{1-\theta} \right) \left( c_2 + \frac{c_k}{1-\theta} \right) + c_2 k_2 \right] + 2\theta c_2 (\alpha_b - k_1 - \beta c_2)}{(-4\beta)} < 0$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial E\pi_2^*}{\partial \theta} &= \left( \frac{1}{4\beta} \right) \left[ \left( \alpha_b + \alpha_a - 2k_1 - 2k_2 - 2\beta c_2 - \frac{\beta c_k}{1-\theta} \right) \left( \frac{\alpha_b - \bar{\alpha} + \beta c_k + 2k_2(1-\theta)}{1-\theta} \right) - \right. \\ &\quad \left. - (\alpha_a - k_1 - k_2 - \beta c_2) k_2 - \frac{2\beta c_k}{1-\theta} \left( \alpha_a - k_1 - 2k_2 - \beta c_2 - \frac{\beta c_k}{1-\theta} \right) \right] < 0 \Leftrightarrow k_2 < \frac{\bar{\alpha} - \alpha_b - \beta c_k}{2(1-\theta)} \end{aligned}$$

• **Caso 2:** Por hipótesis, se tiene que

$$\frac{\alpha_a - k_1 - \beta c_2}{2} > \frac{\alpha_b - k_1 - \beta c_2}{2} > k_2 + \Delta k_2^* > \frac{\alpha - k_1 - \beta c_2}{2}. \text{ Además, se ha supuesto}$$

$$\text{que } \lambda_b^* = \frac{\alpha_b - k_1 - 2k_2 - \beta c_2}{\beta} > c_k \Rightarrow \alpha_b > \beta c_k + k_1 + 2k_2 + \beta c_2, \text{ y que}$$

$$\bar{\alpha} = (1-\theta)\alpha_a + \theta\alpha_b; \left( 1 > \theta > 0 \Rightarrow \alpha_a > \bar{\alpha} > \alpha_b > \alpha \right). \text{ Teniendo en cuenta las}$$

hipótesis anteriores, y realizando sencillas operaciones algebraicas resulta que

$$\alpha_a < \frac{\beta c_k}{(1-\theta)} + \alpha_b \text{ y que } \alpha < \alpha_a(1-\theta) + \theta\alpha_b - \beta c_k. \text{ Teniendo en consideración las}$$

últimas expresiones resulta que:

$$\alpha_a - k_1 - \beta c_2 > \alpha_b - k_1 - \beta c_2 > \bar{\alpha} - k_1 - \beta(c_2 + c_k) > \alpha - k_1 - \beta c_2 > 0 \wedge \alpha_b - k_1 - \beta c_2 > \beta c_k + 2k_2 > 0. \text{ Por}$$

último, derivando el beneficio esperado de la empresa 2 respecto a cada uno de sus

parámetros, ceteris paribus, y teniendo en cuenta las últimas desigualdades es fácil verificar que:

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial \alpha_b} = \left(\frac{\theta}{2\beta}\right) [\bar{\alpha} - k_1 - \beta(c_2 + c_k)] > 0; \quad \frac{\partial E\pi_2^*}{\partial c_k} = \left(-\frac{1}{2}\right) [\bar{\alpha} - k_1 - \beta(c_2 + c_k) - 2k_2] < 0$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial \alpha_a} = \left(\frac{1-\theta}{2\beta}\right) [\bar{\alpha} - k_1 - \beta(c_2 + c_k)] > 0; \quad \frac{\partial E\pi_2^*}{\partial k_2} = c_k > 0$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial k_1} = \left(-\frac{1}{2\beta}\right) [\bar{\alpha} - k_1 - \beta(c_2 + c_k)] < 0; \quad \frac{\partial E\pi_2^*}{\partial c_2} = \left(-\frac{1}{2}\right) [\bar{\alpha} - k_1 - \beta(c_2 + c_k)] < 0$$

$$\frac{\partial E\pi_2^*}{\partial \beta} = \left(-\frac{1}{4\beta^2}\right) [(\bar{\alpha} - k_1)^2 - \beta^2(c_2 + c_k)^2] < 0; \quad \frac{\partial E\pi_2^*}{\partial \theta} = \left(\frac{\alpha_b - \alpha_a}{2\beta}\right) [\bar{\alpha} - k_1 - \beta(c_2 + c_k)] < 0$$

• **Planificador social:**

Finalmente, derivando el bienestar social esperado obtenido por el planificador social respecto a cada uno de sus parámetros, ceteris paribus, y teniendo en cuenta las hipótesis de la sección 3.4.2, es fácil verificar que:

$$\frac{\partial E[BS(Q^*)]}{\partial \alpha_b} = \left(\frac{\theta}{\beta}\right) [\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)] > 0; \quad \frac{\partial E[BS(Q^*)]}{\partial c_k} = k_1 + k_2 - [\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)] < 0$$

$$\frac{\partial E[BS(Q^*)]}{\partial \alpha_a} = \left(\frac{1-\theta}{\beta}\right) [\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)] > 0; \quad \frac{\partial E[BS(Q^*)]}{\partial k_2} = c_k > 0$$

$$\frac{\partial E[BS(Q^*)]}{\partial c_2} = k_1 - [\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)] < 0; \quad \frac{\partial E[BS(Q^*)]}{\partial k_1} = \underbrace{c_k}_{(+)} + \underbrace{(c_2 - c_1)}_{(-)}$$

$$\frac{\partial E[BS(Q^*)]}{\partial \beta} = -\left[\frac{\bar{\alpha}^2 - \beta^2(c_k + c_2)^2}{2\beta^2}\right] < 0; \quad \frac{\partial E[BS(Q^*)]}{\partial \theta} = -\left(\frac{\alpha_b - \alpha_a}{\beta}\right) [\bar{\alpha} - \beta(c_k + c_2)] < 0$$

----- c.q.d.

# Capítulo 4

## Comportamiento estratégico y poder de mercado en el mercado eléctrico peruano

### 4.1 Introducción

Desde hace ya algunas décadas, tras la ola de reformas adoptadas en la industria eléctrica en diversas partes del mundo, el estudio del comportamiento estratégico<sup>32</sup> de las empresas productoras de electricidad ha cobrado gran interés. Este hecho se debe fundamentalmente a que en un ambiente desregulado, las empresas generadoras tienen fuertes incentivos para adoptar estrategias que tienen un impacto positivo y significativo sobre el precio de la electricidad.

Dados los fuertes incentivos de las empresas que operan en los mercados eléctricos reformados para comportarse estratégicamente, la literatura nos muestra cuatro grandes bloques de estudio del sector en este sentido. Los dos primeros abordan cuestiones referentes al diseño y la estructura del mercado, mientras que los dos restantes tratan temas relacionados al análisis de equilibrio del mercado y al sistema de transmisión.

---

<sup>32</sup> Se dice que una empresa generadora de electricidad se *comporta estratégicamente* si maximiza sus beneficios a través de la elección del nivel y/o del precio de la capacidad de generación que puede ofrecer en un mercado de electricidad desregulado, **Twomey et al. (2004)**.

El primer bloque, que podemos denominar como *estudios sobre el diseño del mercado*, trata acerca de la elaboración de un conjunto de procedimientos y reglas de intercambio<sup>33</sup> cuyo objetivo es lograr que los resultados obtenidos en un mercado eléctrico reformado reproduzcan tanto como sea posible los resultados buscados por el diseñador (planificador central benevolente, que actuando con información perfecta, busca maximizar el bienestar social), cuando todos los agentes del mercado actuando en su propio interés maximizan sus beneficios de acuerdo a las reglas de dicho mercado.

En estos estudios se abordan cuestiones referentes a la provisión adecuada de servicios auxiliares, se tratan temas referentes a qué tipo de mecanismos para la determinación del precio del mercado deben utilizarse (por ejemplo subastas de precio simple o subastas discriminatorias), si los mercados mayoristas deben organizarse en base a “contratos bilaterales” o en base a un “despacho centralizado”, si se deben imponer o no pagos por capacidad, si la ausencia de participación de la demanda en los mercados mayoristas contribuye o no a que los mercados sean vulnerables al ejercicio de poder de mercado<sup>34</sup>, se abordan temas sobre si un inadecuado diseño de mercado facilita

---

<sup>33</sup> Tal como señala, **Hunt (2002)**: las reglas de intercambio son los pilares para el adecuado diseño de un mercado eléctrico. Tales reglas deben considerar que la electricidad no es almacenable a bajo coste, que no es posible dirigir la electricidad a través de determinada ruta, que la electricidad viaja a la velocidad de la luz y no responde a “atascos de tráfico”, y que la red de transmisión requiere de servicios auxiliares para su adecuado funcionamiento. En consecuencia, tales reglas deberán ser capaces de *resolver los problemas de desbalance energético*, esto es, la diferencia entre las cantidades contratadas y las cantidades verdaderamente vendidas por el suministrador y consumidas por los clientes en tiempo real; deberán permitir *gestionar la congestión y la sobrecarga de las líneas de transmisión*; *deberán permitir al operador del sistema realizar la programación (con antelación) y el despacho de energía (en tiempo real)*, teniendo en cuenta los contratos *forward* que las empresas eléctricas hayan firmado entre sí; y *deberán permitir al operador del sistema decidir como proveer los servicios auxiliares, a quién debe pagar por la provisión de tales servicios, y cuánto debe cobrar por ellos a los usuarios finales*. Sin embargo, tal como señala **Harris (2006)**, factores como el medio ambiente, capacidad de largo plazo y la gestión de la demanda también deben incorporarse en el diseño total de un mercado eléctrico.

<sup>34</sup> Según la guía para fusiones horizontales del *US Department of Justice y la Federal Trade Commission for Market Power* (1992), el *poder de mercado* es la habilidad que una empresa o grupo de empresas que compiten en un mercado tienen para incrementar rentablemente los precios encima de niveles competitivos y restringir la producción debajo de niveles competitivos por un periodo sostenido de tiempo. Para un análisis profundo del poder de mercado de corto y largo plazo en el sector eléctrico peruano véase:

el ejercicio de poder de mercado de las empresas eléctricas, y cuestiones sobre cómo impacta el diseño de mercado en las inversiones bajo incertidumbre. En esta línea se encuentran los trabajos de **Joskow (2003), Cramton (2003), Newbery (2004), Ubeda (2004), Chow et al. (2005), Cramton y Stoft (2006), De Vries y Petra (2008), Fabra, et al. (2009), Grimm y Zöttl (2010).**

La segunda línea de investigación se centra en *estudios sobre la estructura del mercado*. En general, estos trabajos analizan cuestiones sobre el establecimiento de restricciones al tamaño y número de empresas, se estudian las restricciones que deben imponerse en caso las empresas participen simultáneamente en actividades reguladas y desreguladas para disminuir el potencial ejercicio de poder de mercado, y se examina cómo la estructura de mercado puede influir positiva o negativamente en los precios de equilibrio de mercados eléctricos desregulados. Los trabajos de **Wolak (2000), Wolak y Patrick (2001a), Bower (2002), Fabra y Toro (2003), Knittel (2003), Bushnell et al. (2004 y 2008), Meade y O'Connor (2009), Meade (2010)** son ejemplo de ello.

Un tercer bloque lo constituyen los *estudios sobre el análisis de equilibrio del mercado*, desarrollados por **Green y Newbery (1992), Green (1996), Kahn (1998), Anderson y Philpott (2002), Day et al. (2002), Metzler (2003), Baldick et al. (2004), Sioshansi y Oren (2005), Rudkevich (2005), Ciarreta y Gutiérrez-Hita (2006), Lagarto et al. (2006), Holmberg et al. (2008), Newbery (2008)**. En estos estudios el denominador común es la obtención del equilibrio del mercado a través de la representación del comportamiento estratégico de las empresas eléctricas que interactúan en el mismo.

---

**Gallardo, et al. (2004), Alcalá y Ausejo (2005), Luyo (2008)**. Mientras que para los mercados eléctricos internacionales se puede recurrir a: **Day et al. (2002), Vassilopoulos (2003), Klein (2004), Twomey et al. (2004), Hortacsu y Puller (2005), Borenstein, et al. (2005), Newbery (2009), y Fabra y Fabra (2010), Castro-Rodríguez y Siotis (2010), Ciarreta y Paz (2010).**

Dentro de este bloque, podríamos distinguir los principales planteamientos utilizados: Equilibrio de *Nash -Cournot* (ENC), Equilibrio de Variaciones Conjeturales (EVC), Equilibrio de Funciones de Oferta Conjeturadas (EFOC) y el Equilibrio en Funciones de Oferta (EFO). No obstante, como señalan **Ventosa et al. (2005)**, cuando el problema a enfrentar es demasiado complejo para ser tratado bajo un enfoque formal de equilibrio, los modelos de simulación (relacionados a modelos de equilibrio y a modelos basados en los agentes) son una alternativa plausible. Dentro de los modelos de simulación cabe destacar los trabajos de **Borenstein, Bushnell y Knittel (1999)**, **Borenstein y Bushnell (1999)**, **Day y Bunn (2001)**, **Harvey y Hogan (2002)**, **Bunn y Martoccia (2005)**, **Batten y Grozev (2006)**, **Weidlich y Veit (2008)**, **Banal-Estañol y Rupérez (2009 y 2010)**, entre otros.

En el último bloque se encuentran los *estudios sobre el sistema de transmisión*, que abordan temas sobre las externalidades<sup>35</sup> que pueden provocar las redes de transmisión, sobre como la congestión en las líneas de transmisión pueden facilitar a determinadas empresas eléctricas el ejercicio de poder de mercado localizado, y sobre la expansión óptima de las redes de transmisión. Algunas referencias son los trabajos de **Hogan (1997)**, **Oren (1997)**, **Borenstein et al. (2000)**, **Rosellon (2003)**, **Joskow y Tirole (2004)**, **Hobbs (2004)**, **Sauma y Oren (2006)**, **Bompard et al. (2006)**, **Vaiani et al. (2007)**, **Dong y Zhang (2008)**, **Hogan et al. (2010)**, **Rosellon y Weigt (2010)**, entre otros.

Por otro lado, **Vassilopoulos (2003)** y **Twomey et al. (2004)**, señalan que independientemente de las diversas estructuras de mercado y de los distintos mecanismos de fijación de precios que se han establecido en los mercados eléctricos

---

<sup>35</sup> Las externalidades de red pueden ser negativas (por congestión y por flujos cerrados o *loop flows*) o positivas (por economías de escala). Un agente puede ser afectado negativamente si los flujos de potencia de otro causan congestión en alguna parte de la red. Por otro lado, un agente puede beneficiarse si la inversión de algún otro agente elimina la congestión (*free riding*).

desregulados en diversos países del mundo, el conjunto de estrategias que las empresas generadoras han utilizado en dichos mercados para ejercer poder de mercado han sido tres: en primer lugar, la retención de capacidad (retención física), en la que las empresas generadoras pueden deliberadamente declarar parte o la totalidad de la capacidad de alguna de sus unidades no operativas, o pueden retirar una o más unidades del proceso de subastas o del mercado durante cierto periodo de tiempo, para conseguir que alguna de las menos eficientes del parque generador sea la que fije el precio de equilibrio del mercado (unidad marginal).

En segundo lugar, en los mercados eléctricos en los que algunas empresas poseen activos en la generación y en la transmisión, dichas empresas pueden crear o agravar situaciones de congestión en las instalaciones de transmisión, con el propósito de incrementar el precio de determinado nodo de dicha red de transmisión. La forma en que dichas empresas consiguen este objetivo es pujando precios por encima de su coste marginal o reduciendo la capacidad de transmisión. Y en tercer lugar, la retención económica o financiera, en la que las empresas generadoras en el proceso de subastas pujan precios por encima del coste variable de producción de alguna de sus unidades, con el fin de llevar el precio de equilibrio del mercado por encima del nivel competitivo. El caso del mercado eléctrico peruano, cuyo proceso de reforma se inició a finales de 1992, no ha sido la excepción a la regla. **Dammert, Gallardo, y Quiso (2005)**, tras realizar un análisis dinámico de la inversión en la generación eléctrica y del manejo intertemporal de los recursos hídricos en dicho mercado, concluyen que las empresas generadoras incumbentes, consideradas como un monopolio, ejercerían poder de mercado a través del retraso de sus decisiones de inversión. Por su parte, **Alcalá y Ausejo (2005)**, para el periodo 2001-2006 estiman el poder de mercado en el mercado de generación eléctrica

peruano basándose en el modelo de **Bresnahan (1982)** y de **Lau (1982)**, mientras que para el periodo 2003-2005 evalúan dicho poder de mercado a través de la simulación de un modelo de *Cournot* con franja competitiva. Las estimaciones econométricas realizadas por estos autores les han permitido encontrar serios indicios de poder de mercado en los años 2001, 2003 y 2004, en los que las empresas generadoras han utilizado las estrategias de retención de capacidad y retención financiera para ejercer dicho poder. Asimismo **Luyo (2008)**, a través de la simulación del equilibrio de mercado intertemporal que se obtendría en un juego duopolístico *à la Nash-Cournot* con franja competitiva, y que resuelve como un problema de complementariedad mixta, diagnostica poder de mercado en el mercado eléctrico peruano durante el año 2005. También este mismo autor, en **Luyo (2009)**, encuentra que en un mercado eléctrico interconectado como el peruano, existe la posibilidad que, ante la congestión de una línea de transmisión, dicho mercado se divida en dos mercados aislados donde la empresa que es dominante en cada uno de ellos ejerza poder de mercado local.

A la luz de estos hechos, en este capítulo se realiza un análisis de corto plazo del comportamiento estratégico de las empresas generadoras de mayor tamaño del parque generador eléctrico peruano. Para ello se realiza una simulación de un modelo de competencia oligopolística *à la Nash-Cournot* con franja competitiva. En este capítulo se recogen algunas ideas de **Bushnell (1998)**, **Borenstein, Bushnell, y Knittel (1999)**, **Rojas (2001)**, **Villar y Rudnick (2003)**, **Arellano (2003 y 2005)**, **Alcalá y Ausejo (2005)**, y **Luyo (2008)**, empleadas para simular la interacción estratégica de las empresas generadoras en los mercados eléctricos de California, Chile, y Perú. Las principales contribuciones del presente estudio, respecto a los trabajos elaborados para el caso peruano, son las siguientes. En primer lugar, respecto a los trabajos desarrollados por **Alcalá y Ausejo**

(2005) y por **Luyo (2008)**, se analiza de manera más general la competencia estratégica en cantidades junto con una franja competitiva con una base de datos actualizada. En concreto, se simulan dos escenarios alternativos de competencia oligopolística, uno de competencia duopolística y otro triopolístico, cada uno con una franja competitiva<sup>36</sup>. En segundo lugar, se realiza la simulación de la competencia a la *Nash-Cournot* con franja competitiva haciendo uso de un método de optimización algebraico en lugar de emplear un método de optimización tradicional basado en el cálculo diferencial. No obstante, es importante resaltar que en este capítulo a diferencia de **Alcalá y Ausejo (2005)**, no se complementa el análisis con el modelo de **Bresnahan (1982)** y de **Lau (1982)** que utilizan estos autores de forma alternativa para el análisis de ejercicio de poder de mercado de corto plazo. En cuanto al trabajo de **Luyo (2008)**, no se realiza un análisis de las decisiones de optimización intertemporal del uso del recurso hídrico que estarían en condiciones de realizar las empresas que posean embalses de agua. Asimismo, dado el horizonte temporal de corto plazo en el que se analiza el comportamiento estratégico en el mercado eléctrico peruano, no se analizan las decisiones de inversión en la generación y en la transmisión. En consecuencia, si bien el modelo utilizado no recoge todas las características de un mercado eléctrico dinámico de largo plazo, los resultados obtenidos en la simulación realizada para el periodo marzo 2007 - diciembre 2008 nos permiten analizar el comportamiento estratégico que, en el corto plazo, podrían haber utilizado las empresas generadoras de mayor cuota de mercado para ejercer poder de mercado en la industria eléctrica peruana.

---

<sup>36</sup> El programa de simulación, implementado en MATLAB, permite generalizar el análisis de competencia oligopolística en cantidades con una franja competitiva para cualquier número de empresas estratégicas. Los códigos del programa de simulación se encuentran en el anexo 4.7.

Este capítulo está organizado de la siguiente manera. Tras esta introducción, la sección 4.2 describe la estructura y la regulación del mercado eléctrico peruano. A continuación, en la sección 4.3, se describe teóricamente el modelo a utilizar, y se detallan los datos empleados. En la sección 4.4 se describe el algoritmo empleado en la realización de la simulación para, en la sección 4.5, mostrar los resultados obtenidos en los diversos escenarios simulados. Finalmente, la última sección (4.6) incluye las conclusiones, recomendaciones de política económica aplicada al sector eléctrico peruano y posibles líneas de extensión.

## **4.2 El mercado eléctrico peruano**

Desde 1886, en que Lima gozó de alumbrado público por primera vez, hasta 1972, el sector eléctrico en Perú se desarrolló básicamente gracias al impulso privado, tanto nacional como extranjero. No obstante, en el año 1972, gracias a la Ley N° 19521 (Ley Normativa de Electricidad) el Estado estatizó la industria eléctrica, monopolizó todas las actividades eléctricas (generación, transmisión y distribución), e impidió el ingreso de la inversión privada. Al año siguiente, gracias a la Ley N° 19522 el Estado creó la Empresa de Electricidad del Perú (ELECTROPERÚ), que se convirtió en propietaria de los activos de generación, transmisión y distribución, y estuvo encargada de proporcionar el servicio de suministro eléctrico en el corto plazo, de supervisar y coordinar las Empresas Regionales de Electricidad, y de planificar las inversiones en el largo plazo.

Aún cuando, hasta inicios de los años ochenta hubo gran inversión en centrales hidroeléctricas y térmicas, a principios de los noventa la industria eléctrica peruana alcanzó su etapa más crítica fundamentalmente debido: a graves problemas financieros

que impidieron invertir adecuadamente en infraestructura, a que las tarifas no cubrían los costes de producción, a que la inversión sólo se restringía al mantenimiento de las instalaciones y equipos, y a la destrucción sistemática de infraestructura por parte de células terroristas [Dammert (2005)].

A comienzos de los años noventa, la situación crítica del sector se veía reflejada en algunos indicadores tales como: la cobertura del servicio no llegaba al 50%, mientras que la media en Latinoamérica era alrededor del 80%; existía un elevado déficit de generación eléctrica, el exceso de demanda era del 26%; las tarifas eléctricas eran establecidas bajo criterios políticos y no técnicos ni económicos; la inversión privada era nula; hubo necesidad de racionar el suministro de energía eléctrica debido a la falta de suficientes reservas para los años secos; las instalaciones eléctricas se encontraban en pésimas condiciones; habían elevadas pérdidas en la distribución; no existían estándares de calidad del servicio; existía un excesivo número de trabajadores en las principales empresas del sector; no existían normas que establecieran los derechos de los usuarios; no existían normas sobre protección y conservación del medio ambiente; etc.

### **4.2.1 El proceso de reforma y el marco legal**

Antes de iniciarse el proceso de reforma del sector eléctrico en Perú, en 1991 el Gobierno a través del DL 674 creó la Comisión de Promoción Privada (COPRI) que estaría a cargo de dirigir, controlar y coordinar el proceso de privatización. Asimismo, el Estado peruano fomentó la privatización de las empresas públicas que conformaban los sistemas

interconectados<sup>37</sup> con la finalidad de garantizar un entorno de libre competencia que permita fijar precios y asignar de forma eficiente los recursos escasos.

En noviembre de 1992, para combatir la crisis del sector, el Estado inició el proceso de reforma de la industria eléctrica peruana con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)<sup>38</sup>. El objetivo de esta Ley era sentar las bases para conformar una sólida industria eléctrica en Perú, brindando un adecuado servicio a la sociedad y con tarifas acordes con los costes económicos de operación y expansión del servicio. Esta Ley básicamente estableció las siguientes reestructuraciones en la industria eléctrica peruana. En primer lugar, se realizó la liberalización del sector (eliminación de barreras a la entrada de nuevos generadores para fomentar la innovación, mejorar la eficiencia productiva, y para que se produzca la posibilidad real de competencia).

En segundo lugar, se produjo un cambio en el rol del Estado, pasando de ser propietario y operador (productor, distribuidor, e inversionista) a regulador y encargado de formular políticas, elaborar normas, otorgar concesiones y autorizaciones de participación, realizar promoción, fiscalizar, y fijar tarifas en el sector eléctrico. Estas funciones estarían a cargo del Ministerio del Sector (Ministerio de Energía y Minas: MINEM).

---

<sup>37</sup> Antes de su interconexión en octubre de 2000, existían dos sistemas eléctricos de transmisión independientes en el Perú: el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). La interconexión del SICN y del SISUR constituyó el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Dentro del SEIN, el sistema de transmisión se clasifica en: Sistema Principal de Transmisión (SPT) y los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST). El SPT es aquella parte del SEIN en el que el flujo de energía puede viajar en dos direcciones y por tanto no se puede determinar exactamente que generadores utilizan las líneas de transmisión (son de uso común). El SPT permite a los generadores comercializar electricidad en cualquier nodo de dicho sistema. Los SST son aquellas partes del SEIN en el que el flujo de energía es unidireccional y que por ende permite identificar al usuario de la infraestructura (son de uso exclusivo). El SST permiten a los generadores conectarse al SPT o comercializar electricidad en cualquier nodo de los SST.

<sup>38</sup> La LCE se promulgó a través del Decreto Legislativo 25844. La reglamentación de la LCE se produjo en febrero de 1993 mediante DS N° 009-93-EM.

En tercer lugar, se creó un esquema tarifario para cada una de las actividades del sector basado en supuestos técnicos, que fomentara la eficiencia económica y que reflejara los costes económicos del suministro eléctrico. Asimismo, se crearon mecanismos de fomento de la inversión privada.

En cuarto lugar, las empresas de los sistemas eléctricos interconectados que fueron privatizadas tuvieron que experimentar una desintegración vertical en las diversas fases del suministro eléctrico (generación, transmisión y distribución<sup>39</sup>) conformando empresas independientes<sup>40</sup>. Es decir, se segmentó la cadena de producción-consumo.

En quinto lugar, se crearon dos mercados: un mercado de contratos bilaterales de largo plazo y un mercado *spot* (mercado de corto plazo en el que se realizan transferencias de potencia y energía en tiempo real). Asimismo, se decretó el libre acceso de terceros a las redes de transmisión y la adopción de estándares de eficiencia en la distribución.

Finalmente, se creó el Comité de Operación Económica del Sistema (COES-SINAC), con el propósito de coordinar la operación (el despacho económico) al mínimo coste y en tiempo real de las centrales generadoras y de las instalaciones de transmisión, garantizando la seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica y la óptima utilización de los recursos energéticos en cada sistema interconectado.

Una vez culminado este proceso inicial de reestructuración en la industria eléctrica peruana, tras la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), a lo largo de los

---

<sup>39</sup> Se debe indicar que la actividad de *comercialización*, venta y facturación del servicio eléctrico a los usuarios finales, al no haber sido reglamentada dentro del marco regulatorio, se considera inmersa dentro de la actividad de distribución. Es decir, en el Perú actualmente no existen comercializadoras independientes.

<sup>40</sup> Para el caso de los sistemas de electricidad aislados, la LCE sí permitía la integración vertical.

años se han ido modificando diversos artículos de dicha ley, y se han ido emitiendo leyes y diversos decretos (legislativos, supremos, y de urgencia), con el propósito de ir corrigiendo algunos fallos u omisiones en su diseño, y con el objeto de resolver diversos problemas que se fueron presentando en el mercado eléctrico peruano. En la **tabla 4.1** se puede observar un resumen de la evolución de la normativa que regula al sector eléctrico peruano, y que abarca el periodo septiembre de 1991- marzo de 2009.

**Tabla 4.1: Marco legal del sector eléctrico peruano**

LEY	FECHA	OBJETIVOS
D.L. 674	09/1991	Promover la inversión privada de las empresas del Estado.
D.L. 25844: Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).	11/1992	Normar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
D.S. Nº 009-93-EM: Reglamentación de la LCE.	02/1993	
Ley Nº 26734	12/1996	Crear Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía (OSINERGMIN).
D.S. Nº 020-97-EM: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.	10/1997	Asegurar un suministro eléctrico sin interrupciones, apropiado, fiable y oportuno.
Ley Nº 26876: Ley Antimonopolio y antioligopolio.	11/1997	Evitar las fusiones que tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en el sector eléctrico.
Ley Nº 27116	05/1999	Crear la Comisión de Tarifas de Energía (CTE), encargada de fijar, modificar y revisar las tarifas eléctricas promoviendo la eficiencia.
Ley Nº 27332: Ley marco de los organismos reguladores de la inversión privada en los servicios públicos.	07/2000	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anexar a la Presidencia del Consejo de Ministros a los entes reguladores de los servicios públicos.</li> <li>• Definir las funciones de los entes reguladores y fusionar la CTE a OSINERGMIN.</li> </ul>
Ley Nº 27435	03/2001	Promover la concesión de centrales hidroeléctricas.
Ley Nº 27510	08/2001	Crear el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).
Ley Nº 28447	12/2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modificar el periodo de la proyección de la demanda en el cálculo de la tarifa en barra.</li> <li>• Modificar el periodo de duración de la tarifa en barra.</li> </ul>
Ley Nº 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.	07/2006	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducir mecanismos para asegurar una efectiva competencia en el mercado de generación.</li> <li>• Garantizar una suficiente generación que reduzca la exposición de los agentes del sector a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento energético.</li> </ul>
D.U. Nº 035-2006	12/2006	Resolver la nueva ruptura de la cadena de pagos desde los distribuidores hacia los generadores suscitada por la carencia de contratos de suministro eléctrico entre empresas generadoras y empresas distribuidoras.
D.S. Nº 027-2007-EM: Reglamento de transmisión.	05/2007	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificar obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico, y seguro de la electricidad en bloque.</li> <li>• Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.</li> </ul>
D.U. Nº 046-2007	11/2007	Dictar medidas extraordinarias por congestión en el SEIN (modificar el cálculo de los costes marginales del SEIN).
Ley Nº 29179	01/2008	Establecer un mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado (legalizar los retiros de energía eléctrica sin contrato).
D.L. Nº 1058	06/2008	Establecer incentivos para los proyectos hidroeléctricos o para las inversiones que utilicen otro tipo de energías renovables.
D.U. 037-2008	08/2008	Asegurar el suministro eléctrico oportuno en el SEIN ante posible desabastecimiento eléctrico en el corto plazo.
D. S Nº 050-2008-EM	10/2008	Promover la inversión en generación eléctrica a partir de recursos energéticos renovables.
D.S. Nº 017-2009-EM	03/2009	Modificar normas para subasta de concesiones eléctricas declaradas en caducidad.

Fuente: Elaboración propia. Datos del MINEM y de OSINERGMIN. (\*D.L.: Decreto Legislativo \*D.U.: Decreto de Urgencia \*D.S.: Decreto Supremo)

## 4.2.2 La situación durante el periodo de análisis

Durante el 2008, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) operaron 16 empresas generadoras, 8 transmisoras y 21 empresas distribuidoras. En la **tabla 4.2** se pueden apreciar las empresas eléctricas que realizan las diversas actividades (generación, transmisión y distribución) en el SEIN.

En el 2008, el parque generador del SEIN estuvo compuesto por 54 centrales (166 unidades) de las cuales 23 (71 unidades) eran térmicas y 31 (95 unidades) hidroeléctricas con una potencia instalada total que ascendió a 5325,78 MW. La transmisión de energía se realiza a través del SEIN y de los sistemas no enlazados al SEIN, los denominados Sistemas Aislados (SSAA), y se preveía que para finales de 2008 dichos sistemas contarían con 15714 Km. de líneas de transmisión principal y secundaria, con niveles de tensión entre 30 y 220 kV. En la **figura 4.1** se muestran las líneas de transmisión eléctrica en el Perú al año 2010.

Durante el año 2008, la máxima demanda de potencia en el SEIN alcanzó los 4198,66 MW, un 5,88% superior a los 3965,60 MW del año 2007, mientras que la producción de energía eléctrica fue de 29558,71 GWh, un 8,45% mayor respecto a los 27558,7 GWh del año 2007. De los 18010,20 GWh de energía eléctrica que se produjeron en el SEIN durante el 2008, el 60,93% fue producido por centrales hidráulicas y el 30,07% por centrales térmicas.

**Tabla 4.2: Empresas eléctricas en el SEIN**

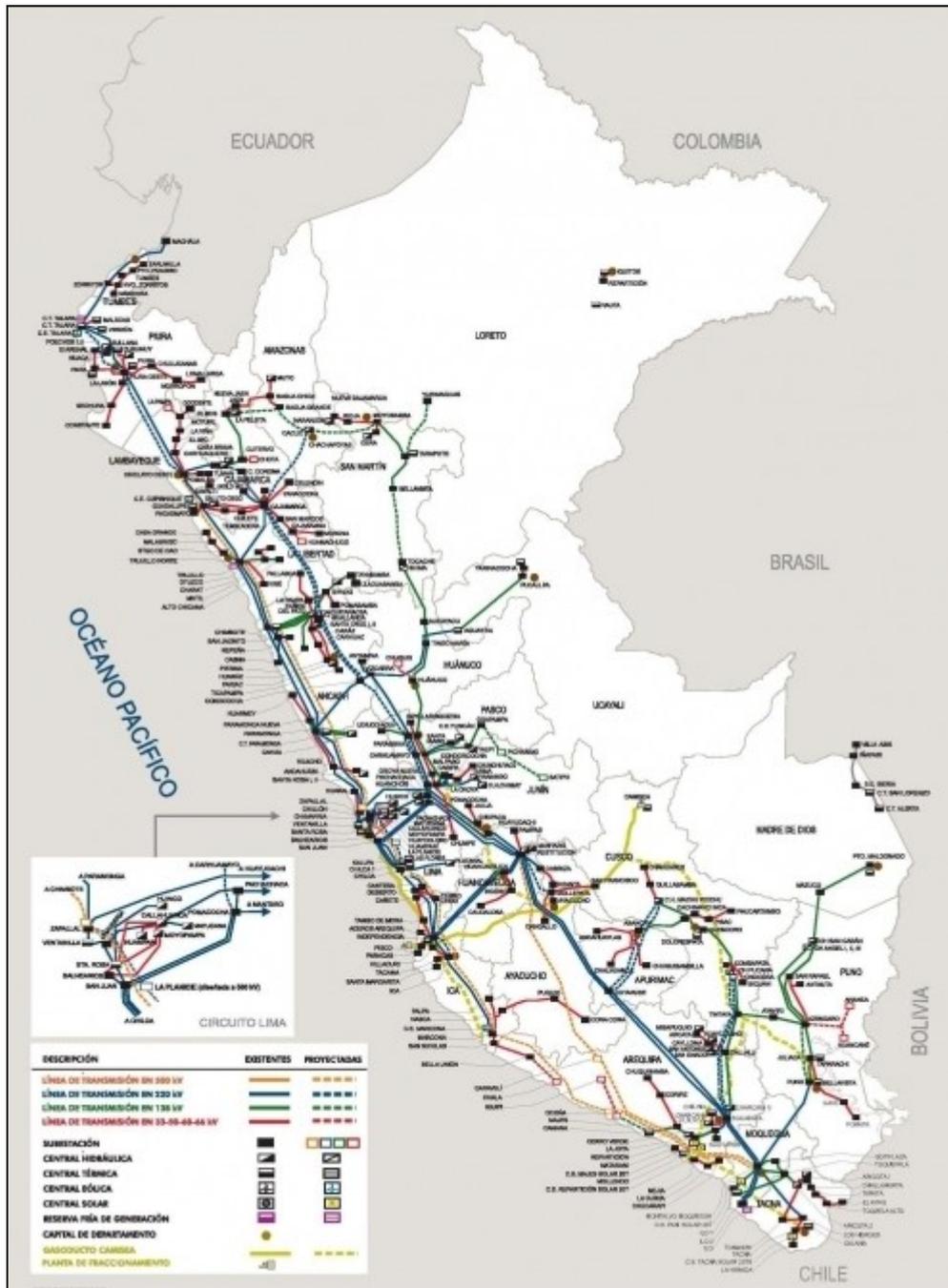
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>EMPRESA</b>
<b>GENERACIÓN</b>	CAHUA
	EDEGEL
	EEPSA
	EGASA
	EGEMSA
	EGENOR
	EGESUR
	ELECTRICA SANTA ROSA*
	ELECTROANDES
	ELECTROPERU
	ENERSUR
	KALLPA
	SAN GABAN
	SHOUGESA
SOCIEDAD MINERA CORONA	
TERMOSELVA	
<b>TRANSMISIÓN</b>	COMPAÑÍA TRANSMISORA ANDINA
	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAVELICA
	CONSORCIO TRANSMANTARO
	DIRECCIÓN DEL PROYECTO OLMOS-TINAJONES (DEPolti)
	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ
	ETESSELVA (GRUPO ENERGÉTICO AGUAYTIA)
	REDES ELÉCTRICAS DEL SUR
	ISA PERÚ
<b>DISTRIBUCIÓN</b>	SERVICIOS ELECTRICOS RIOJA
	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE
	LUZ DEL SUR
	ELECTRO NOR OESTE
	EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS ELECTRICOS UTCUBAMBA
	EMPRESA DE SERVICIOS ELECTRICOS MUNICIPALES DE PARAMONGA
	EMPRESA MUNICIPALIDAD DE SERVICIO ELECTRICO YAULI - LA OROYA
	ELECTRO UCAYALI
	ELECTRO TOCACHE
	ELECTRO SUR MEDIO
	ELECTRO SUR ESTE
	ELECTROSUR
	ELECTRO PUNO
	ELECTRO PANGOYA
	ELECTRO ORIENTE
	ELECTRONORTE MEDIO – HIDRANDINA (GRUPO DISTRILUZ)
	ELECTRONORTE - EMPRESA REG. DE SERV. PUB. DE ELECTRICIDAD DEL NORTE (GRUPO DISTRILUZ)
	ELECTROCENTRO (GRUPO DISTRILUZ)
	EDELNOR
	EDECAÑETE - UNIDAD ESTRATEGICA DE NEGOCIOS
COELVISAC - CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI	

Fuente: Elaboración propia. Datos de OSINERGMIN.

\*Eléctrica Santa Rosa dejó de pertenecer al COES-SINAC en febrero de 2008.

En la **tabla 4.3** se muestra la energía eléctrica total (térmica más hidráulica) producida por cada empresa generadora en el SEIN. Se puede percibir que las empresas generadoras con mayor cuota de mercado durante 2008 eran EDEGEL, con casi un 28% de la energía total producida, y ELECTROPERÚ, con casi un 23% (aproximadamente un 51% entre ambas). Asimismo, en esta tabla se aprecia que las empresas con mayor producción de energía térmica fueron EDEGEL y ENERSUR, cada una con casi un 35% (entre las dos tienen una cuota alrededor del 70% de la producción total térmica), mientras que las empresas que mayor participación tuvieron en la producción de energía hidráulica fueron ELECTROPERÚ y EDEGEL, con casi un 37% y 24%, respectivamente (aproximadamente un 61% entre las dos). Asimismo, en esta tabla se puede observar que para el año 2007 EDEGEL y ENERSUR en conjunto tenían una cuota próxima a un 55% de la producción total de energía. También se puede apreciar que si consideramos la cuota de producción total de energía de las tres principales empresas, ELECTROPERÚ, EDEGEL y ENERSUR, su cuota ascendería a un 67% en el 2008, y casi un 69% para el 2007. En consecuencia, resultaría importante analizar si la tercera empresa de mayor tamaño en el mercado de generación eléctrica sería lo suficientemente grande como para afectar el precio del mercado utilizando sus recursos estratégicamente, en el caso hipotético que esta empresa junto con las otras dos empresas de mayor cuota de mercado compitiesen en cantidades enfrentando su demanda residual, y considerando que las empresas de menor tamaño se comportan como precio aceptantes (franja competitiva).

Figura 4.1: Líneas de transmisión del sector eléctrico peruano (2010)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

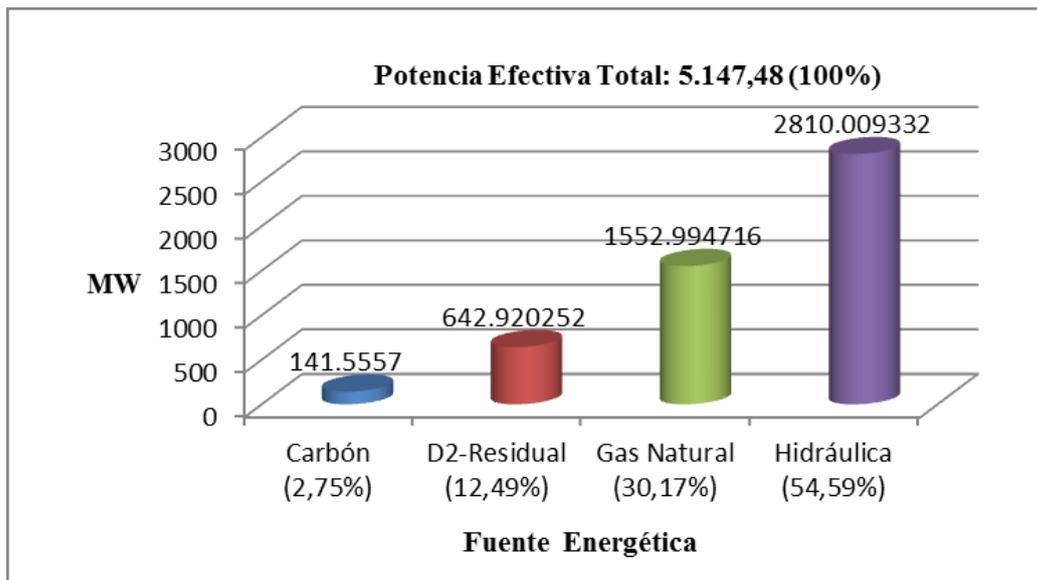
**Tabla 4.3: Producción de energía eléctrica por empresa generadora en el SEIN**

AÑO	2008						2007					
	TOTAL		TÉRMICA		HIDRÁULICA		TOTAL		TÉRMICA		HIDRÁULICA	
EMPRESAS	GWh	(%)	GWh	(%)	GWh	(%)	GWh	(%)	GWh	(%)	GWh	(%)
CAHUA	544,6	1,8	0,0	0,0	544,6	3,0	527,4	1,9	0,4	0,004	527,0	2,8
<b>EDEGEL</b>	<b>8235,5</b>	<b>27,9</b>	<b>4002,3</b>	<b>34,7</b>	<b>4233,2</b>	<b>23,5</b>	<b>7787,9</b>	<b>28,6</b>	<b>3344,4</b>	<b>38,591</b>	<b>4443,4</b>	<b>23,9</b>
EEPSA	685,1	2,3	685,1	5,9	0,0	0,0	601,0	2,2	601,0	6,935	0,0	0,0
EGASA	915,2	3,1	109,5	1,0	805,7	4,5	986,7	3,6	38,7	0,447	948,0	5,1
EGEMSA	751,4	2,5	3,1	0,0	748,3	4,2	750,5	2,8	0,7	0,008	749,7	4,0
EGENOR	2386,0	8,1	179,5	1,6	2206,5	12,3	2185,7	8,0	125,1	1,444	2060,5	11,1
EGESUR	108,4	0,4	0,0	0,0	108,4	0,6	92,2	0,3	0,2	0,002	92,0	0,5
ELECTRICA SANTA ROSA	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	7,4	0,0	0,0	0,000	7,3	0,0
ELECTROANDES	1053,5	3,6	0,0	0,0	1053,5	5,9	976,0	3,6	0,0	0,000	976,0	5,3
<b>ELECTROPERÚ</b>	<b>6740,1</b>	<b>22,8</b>	<b>88,9</b>	<b>0,8</b>	<b>6651,2</b>	<b>36,9</b>	<b>7171,6</b>	<b>26,3</b>	<b>56,2</b>	<b>0,649</b>	<b>7115,3</b>	<b>38,3</b>
<b>ENERSUR</b>	<b>4823,1</b>	<b>16,3</b>	<b>4040,9</b>	<b>35,0</b>	<b>782,1</b>	<b>4,3</b>	<b>3823,3</b>	<b>14,0</b>	<b>3038,7</b>	<b>35,062</b>	<b>784,6</b>	<b>4,2</b>
KALLPA GENERACIÓN	987,6	3,3	987,6	8,6	0,0	0,0	279,9	1,0	279,9	3,229	0,0	0,0
MINERA CORONA	136,9	0,5	0,0	0,0	136,9	0,8	118,1	0,4	0,0	0,000	118,1	0,6
SAN GABAN	741,5	2,5	2,6	0,0	738,9	4,1	767,4	2,8	1,2	0,014	766,2	4,1
SHOUGESA	225,3	0,8	225,3	2,0	0,0	0,0	38,5	0,1	38,5	0,444	0,0	0,0
TERMOSELVA	1223,7	4,1	1223,7	10,6	0,0	0,0	1141,6	4,2	1141,5	13,172	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>29558,7</b>	<b>100,0</b>	<b>11548,5</b>	<b>100,0</b>	<b>18010,2</b>	<b>100,0</b>	<b>27254,9</b>	<b>100,0</b>	<b>8666,5</b>	<b>100,000</b>	<b>18588,5</b>	<b>100,0</b>

ente: Elaboración propia. Datos del COES-SINAC.

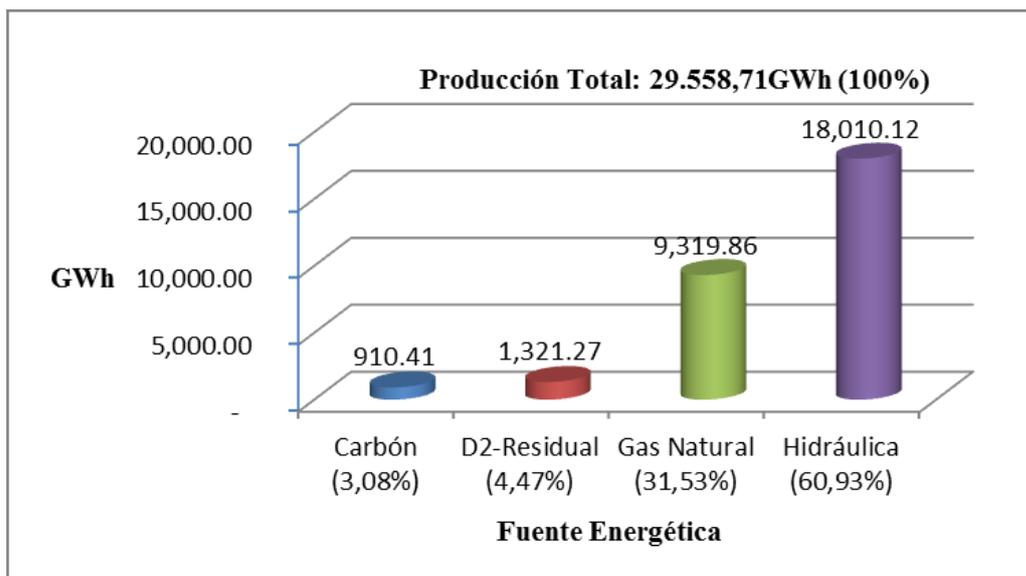
Por otro lado, en la **figura 4.2** se puede apreciar el porcentaje de potencia efectiva, que en el año 2008 ascendió a 5.147,48 MW (54,59% correspondientes a centrales hidráulicas y 45,41% a centrales térmicas), en función al tipo de fuente energética, mientras que en la **figura 4.3** se muestra el porcentaje de energía que se produjo durante el año 2008 en el SEIN también de acuerdo al tipo de fuente energética. En este punto es importante resaltar que gracias al impulso del Gobierno, el gas natural en el 2008 tuvo una importante presencia tanto en la potencia efectiva como en la energía producida en el SEIN, en ambos casos, por encima del 30%. No obstante, es relevante notar que la potencia efectiva y la producción de energía eléctrica en el SEIN mediante recursos hídricos durante el 2008 siguieron siendo muy importantes en Perú, por encima del 54% en el caso de la potencia y arriba del 60% en el caso de la energía.

**Figura 4.2: Potencia efectiva por tipo de fuente energética en el SEIN (2008)**



Fuente: Elaboración propia. Datos del COES-SINAC.

**Figura 4.3: Energía eléctrica producida por tipo de fuente energética en el SEIN (2008)**



Fuente: Elaboración propia. Datos del COES-SINAC.

En la **tabla 4.4** se muestra la evolución temporal de los indicadores relevantes del sector eléctrico peruano hasta el 2008.

**Tabla 4.4: Evolución de los principales indicadores del sector eléctrico peruano**

<b>Indicadores</b>	<b>1995</b>	<b>1999</b>	<b>2004</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Potencia instalada en el SEIN (MW)	2838,6	4466	4898,7	5970	5326
Potencia efectiva en el SEIN (MW)	2861,1	4029,8	4493,8	5363,4	5147
Potencia firme <sup>41</sup> en el SEIN (MW)	n.d.	n.d.	4245	5049	5042
Demanda Máxima en el SEIN(MW)	2052	2580	3131	3966	4199
Pérdidas en Distribución (%)	19,7	11,3	8,7	8,2	7,9*
Tarifa Residencial Promedio (ctvo. US\$/KWh)	11,3	9,5	10	10,7	11*
Coefficiente de Electrificación Nacional (%)	64,9	72,2	76,3	79,5	n.d.
Inversión Anual Ejecutada en Electricidad (millones US\$)	295,2	764,2	323,8	629	696,1*
Facturación por venta de energía eléctrica de empresas generadoras (miles US\$)	49897	213570	395430	525184	726100*
Facturación por venta de energía eléctrica de empresas distribuidoras (miles US\$)	776779	778389	986870	1305448	1477497*
Consumo de Energía Eléctrica per cápita (KWh/hab)	584	656	794	938	1010*
Producción de Energía Eléctrica per cápita (KWh/hab)	723	767	905	1061	1138*
Población (habitantes)	23345374	24823960	26804569	28220764	28672296*

Fuente: Elaboración propia. Datos del MINEM, OSINERGMIN, y del COES-SINAC.

(\*) Cifras estimadas.

<sup>41</sup> *La energía firme* es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperadas para las unidades de generación térmica. *La energía firme* es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica. La *potencia firme* es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento (LCE). En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.

## **4.2.3 Características de la industria eléctrica peruana**

### **4.2.3.1 Agentes y actividades del sector eléctrico peruano**

Los tipos de actividades que se desarrollan, y las diversas empresas e instituciones que desempeñan un papel en el sector eléctrico peruano son:

*Empresas Generadoras:* empresas de capital privado y estatal autorizadas por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) para producir y vender electricidad. Estas empresas también están encargadas de realizar la ampliación de capacidad de producción de electricidad haciendo uso de diversas tecnologías (hídrica, térmica, ciclo combinado de gas natural). En Perú, la competencia en la generación no se da a través de la interacción entre la oferta y la demanda en un mercado mayorista en donde los generadores puedan ofertar precios que están dispuestos a recibir por la producción de cierta cantidad de electricidad y en donde la demanda (comercializadoras en representación de pequeños clientes y los clientes libres) pueda ofertar precios que está dispuesta a pagar por determinada cantidad de electricidad (es decir, no hay una doble subasta en un *Power Exchange* con un día de antelación al despacho en tiempo real), sino a través del libre acceso a la actividad (aunque requiere de una concesión especial del MINEM cuando la potencia a instalarse sea superior a los 10 MW), y a través de la competencia entre las generadoras y las distribuidoras por la firma de contratos con los usuarios libres (no regulados).

*Empresas Transmisoras:* empresas concesionarias que desarrollan la actividad del transporte de electricidad a través de un conjunto de redes en muy alta, alta y media tensión. Las empresas transmisoras únicamente brindan el servicio de transporte (desde la generación hasta subestaciones de transformación o barras base en media tensión), pero no brindan el servicio de comercialización de la electricidad. Gracias al libre acceso de terceros a la red, los clientes no necesitan firmar contratos con las empresas transmisoras para utilizar la capacidad disponible. La *actividad de transmisión* se considera como monopolio natural debido a que su estructura de costes son subaditivas fundamentalmente debido a la existencia de economías de alcance, escala y de densidad. En consecuencia, las tarifas de la transmisión están sujetas a regulación.

*Empresas Distribuidoras:* empresas concesionarias que desarrollan la actividad del transporte de electricidad en media y baja tensión. Las empresas distribuidoras son las encargadas de hacer llegar la electricidad a los usuarios finales, para ello transportan la electricidad desde subestaciones de transformación o barras base en media tensión hasta los usuarios finales quienes reciben la electricidad a baja tensión. La *actividad de distribución*, al igual que la de transmisión, debido a sus economías de escala, es considerada como un monopolio natural que debe ser regulada. Las empresas distribuidoras tienen el monopolio de la red de distribución y el de la comercialización sobre los usuarios regulados, y suministran electricidad a dichos clientes a la tarifa en barra.

*Los Clientes o Usuarios Finales:* como veremos en la siguiente sección, los clientes finales se clasifican como clientes libres y clientes regulados, dependiendo de su capacidad contratada.

*El Sistema de Supervisión de la Inversión de la Energía:* está constituido por: OSINERGMIN, que cumple el papel de fiscalizador de las actividades de la industria; El Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), encargado de velar y promover la libre competencia (control de acuerdos y prácticas restrictivas de la competencia horizontales y verticales, y control de abuso de posición de dominio), y la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), que sustituyó a la antigua Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) como institución encargada de fijar las tarifas eléctricas.

*La Dirección General de Electricidad (DGE):* es una entidad a través de la cual el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) se encarga de normar y planificar el desarrollo del sector, y de otorgar las autorizaciones y las concesiones a los diversos agentes del sector eléctrico en Perú.

*El Comité de Operaciones Económica del Sistema (COES-SINAC):* como ya se mencionó, el COES-SINAC es una entidad que realiza la programación del despacho económico óptimo. Dentro de sus principales funciones se encuentra: el cálculo de la potencia y energía firme de cada central generadora, el cálculo y la valoración de las transferencias de electricidad entre los generadores, el cálculo del coste marginal de corto plazo del sistema eléctrico, la planificación de la operación del SEIN, el control y la coordinación de los principales programas de mantenimiento de las instalaciones, entre otras.

### 4.2.3.2 Segmentación de la industria

El sector eléctrico peruano, está segmentado en dos grandes mercados: *el mercado de contratos bilaterales de largo plazo*, que a su vez está constituido por el mercado libre de la electricidad y por el mercado regulado, y *el mercado spot* (mercado de corto plazo).

En el *mercado de contratos bilaterales de largo plazo (plazos superiores al año)*, los generadores pueden vender su electricidad vía contratos a: clientes libres en el mercado libre de la electricidad (a un precio negociado: precio libre) y/o a clientes regulados en el mercado regulado o mercado de servicio público de electricidad (a tarifa regulada).

En el *mercado libre* de la electricidad se realizan aquellos suministros eléctricos que se encuentran bajo el régimen de libertad de precios. Este mercado está constituido por aquellos usuarios, denominados *usuarios libres*<sup>42</sup>, y que no están sujetos a regulación de precios ni por la energía ni por la potencia que consumen. Los usuarios libres tienen la capacidad de negociar el precio de generación (precio libre) con su suministrador, que puede ser una empresa distribuidora o generadora que forme parte del SEIN. El usuario libre puede o bien comprar electricidad en una barra de referencia de generación o bien en su mismo punto de entrega. Independientemente de la forma en la que el cliente libre compre electricidad, los precios libres (precios de potencia y de energía referidos a una barra de referencia de generación) son negociados libremente entre las partes, mientras que las tarifas de transmisión y/o distribución entre la barra de referencia de generación y el punto de suministro del cliente son reguladas por el OSINERGMIN.

---

<sup>42</sup> En el *mercado libre* fundamentalmente participan los grandes clientes industriales y las mineras, que tienen suficiente poder de negociación para directamente acordar precios con los generadores. Los usuarios libres son aquellos cuya potencia contratada es superior a 1 MW. A los *usuarios libres* con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de usuarios libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW se les denomina *grandes usuarios*.

En el mercado regulado (mercado de servicio público de la electricidad), los pequeños consumidores (con consumos de potencia por debajo de 1 MW), son abastecidos por las empresas distribuidoras a una tarifa regulada. La aplicación del régimen tarifario al mercado de clientes regulados al comienzo de la reforma del sector eléctrico quedó en manos de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Sin embargo, actualmente las tarifas del mercado de clientes regulados la calcula la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN, la antes denominada CTE.

El mercado *spot*, como ya se mencionó, es un mercado de corto plazo en el que se realizan las transferencias de potencia y energía en tiempo real. Debido a que las reglas de conexión y de operación en este mercado son establecidas por el COES-SINAC, en este mercado no es necesaria la firma de contratos. El precio de las transferencias (compra y venta) de potencia<sup>43</sup> y energía es establecido por el COES-SINAC y el precio de la transferencia de energía es igual al coste marginal de corto plazo (precio *spot*). Antes de mediados de 2006, en el mercado *spot* sólo se realizaban transferencias de electricidad entre los generadores. Dichas transferencias les permitían eliminar las diferencias entre la electricidad contratada y la verdaderamente producida. Tras la promulgación de la Ley N° 28832, en julio de 2006, se permitió el acceso al mercado *spot* no sólo a los generadores sino también a los distribuidores (para que puedan atender a sus usuarios libres) y a los grandes usuarios (usuarios libres con potencias superiores a 10 MW).

---

<sup>43</sup> Los retiros de potencia que se realicen en el mercado *spot* y que coincidan con la demanda máxima del mes vigente, estarán sometidos a pagos por capacidad.

### 4.2.3.3 La operación técnica y económica en el sistema eléctrico

En Perú, el despacho de la generación y la coordinación del suministro en el sistema eléctrico se realiza de forma centralizada y obligatoria a través de una institución constituida por generadores y transmisores (*pool*), que simultáneamente hace las veces de operadora del sistema (operación técnica de la red de transmisión) y de operadora del mercado (operación económica). En el sector eléctrico peruano, el *pool* lo constituye el COES-SINAC<sup>44</sup>.

Para realizar en tiempo real el despacho de la electricidad que minimice el coste total de generación, teniendo en cuenta las pérdidas, la seguridad del sistema y el uso eficiente de los recursos hídricos, el COES-SINAC ordena de manera creciente cada una de las unidades que los generadores han puesto a su disposición en función de los costes variables auditados de cada unidad, hasta cubrir la demanda pronosticada (tanto para periodos pico como para periodos valle).

Dado que en Perú, la competencia en la generación de electricidad no se da a través de la interacción entre la oferta y la demanda en un mercado mayorista a través de una doble subasta operada por un *Power Exchange*, donde se determine el precio y la cantidad de equilibrio del mercado mayorista en cada instante (con un día de antelación al despacho real de electricidad), las generadoras no pueden fijar el precio de equilibrio del sistema, ya que dicho precio lo determina el COES-SINAC administrativamente, en base a los costes variables auditados a las unidades generadoras. Además, si los generadores no han sido programados por el COES-SINAC en el despacho económico,

---

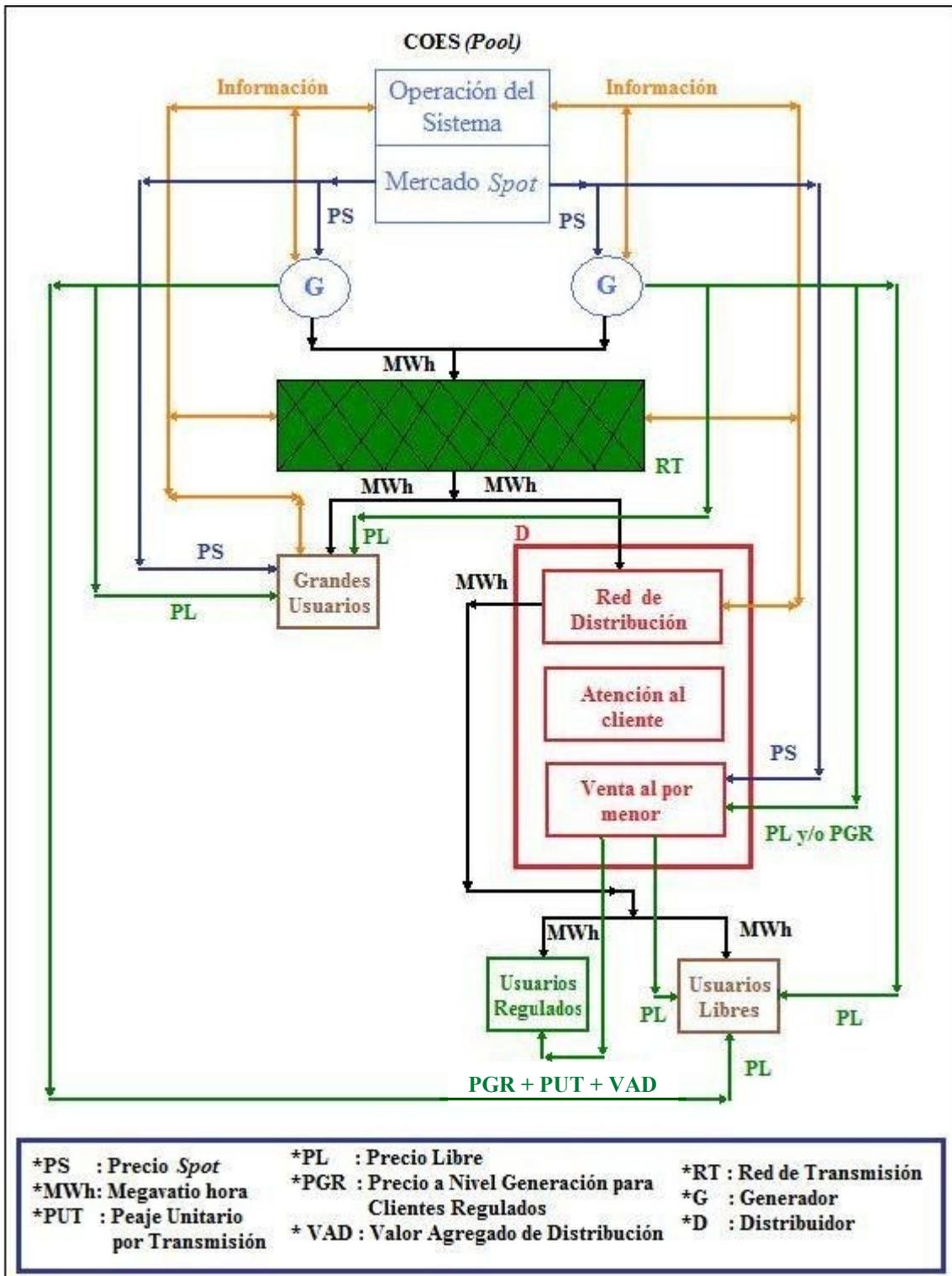
<sup>44</sup> Actualmente, los distribuidores y los clientes libres tienen un representante en el COES-SINAC.

éstos están impedidos de inyectar electricidad en la red de transmisión para atender sus compromisos contractuales.

Por otra parte, es importante señalar que el despacho económico de la generación lo realiza el COES-SINAC independientemente a los contratos bilaterales de largo plazo que los generadores hayan transado con clientes libres y/o con empresas distribuidoras. Es decir, los contratos bilaterales de largo plazo en el sector eléctrico peruano son de tipo financiero antes que físicos. En consecuencia, esto ocasiona un desbalance entre la potencia y energía verdaderamente producida y la contratada por las empresas generadoras, por lo que para eliminar dicho desbalance se estableció un sistema de transferencias entre los generadores (el mercado *spot*) que es administrado por el COES-SINAC.

En la **figura 4.4** se muestra la estructura del mercado eléctrico peruano. En esta figura se puede apreciar los flujos de energía eléctrica desde la generación hasta los clientes finales, los flujos de información entre las empresas eléctricas y el COES-SINAC, y las transacciones financieras entre los diversos agentes del sector (compra y venta de electricidad en el mercado *spot* en tiempo real y en el mercado de contratos bilaterales de largo plazo).

Figura 4.4: Estructura del Sector Eléctrico Peruano



Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.3.4 Las tarifas eléctricas

En Perú, las tarifas eléctricas se calculan utilizando mecanismos que buscan la eficiencia, la promoción de la competencia y el acceso no discriminatorio. *La tarifa de generación* para el suministro del mercado regulado es fijada administrativamente y se calcula en base a la estimación de los costes marginales esperados del sistema. Para determinar *las tarifas de electricidad en la transmisión* se reconocen los costes medios eficientes de la empresa transmisora (monopolio natural). Mientras que *las tarifas eléctricas en la distribución* se calculan, teniendo como referencia el concepto de competencia por comparación (*Yardstick Competition*) con una empresa modelo eficiente, sobre la base de costes medios eficientes.

##### ***Tarifa de Generación***

A nivel de la generación, el régimen tarifario se basa en la determinación de costes marginales de suministro de energía y potencia (*Peak Load Pricing*), calculados para un programa óptimo de expansión del sistema eléctrico [Campodónico (1999)]. A diferencia de algunas experiencias en mercados eléctricos internacionales (por ejemplo: España, Inglaterra y California), donde las tarifas de la generación surgen de la interacción de la oferta y la demanda en un *Power Exchange* o bolsa de energía, las tarifas máximas de la generación en Perú son fijadas por el regulador de manera administrativa en base a los costes auditados a las empresas generadoras.

Las tarifas de generación, denominadas *tarifas en barra*, son determinadas por el OSINERGMIN en base a la variación de la oferta y la demanda, y en base a la variación del precio de los combustibles. Las *tarifas en barra* representan el precio máximo al que una generadora puede vender electricidad a una empresa distribuidora en el mercado regulado vía contrato (sin licitación<sup>45</sup>).

Para poder fijar la tarifa en barra, primero será necesario determinar el *precio básico por energía (PBE\*)* y el *precio básico por potencia de punta (PBPP\*)*. Ambos precios están ligados a la barra donde se consume la mayor cantidad de electricidad (la denominada barra de referencia).

*El precio básico por energía (PBE\*)*, es lo que las empresas generadoras cobran por cada unidad de energía que suministran al distribuidor, y representa el promedio ponderado de los costes marginales mensuales del sistema, traídos a valor presente, de los próximos 24 meses y de los 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año, ponderados por las demandas mensuales de energía de los 12 meses anteriores (teniendo en cuenta la demanda y el programa de obras histórico) y por las proyecciones de la demanda de energía mensual de los próximos 24 meses. La LCE establece una tasa de descuento real anual del 12% para el cálculo del valor presente de los costes marginales.

---

<sup>45</sup> *Las licitaciones* son procesos de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitarán la suscripción de contratos de acuerdo a las especificaciones establecidas en el artículo 8º de la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley Nº 28832). Aquellas ventas de electricidad que un generador haga a un distribuidor, que suministrará dicha electricidad a clientes regulados, pueden realizarse a través de contratos de largo plazo con y sin licitación. Los precios firmes de aquellos contratos resultantes de una licitación de suministro eléctrico no podrán ser superiores a un precio máximo establecido por OSINERGMIN. Los precios de los contratos de suministro eléctrico sin licitación no podrán ser superiores a la tarifa en barra.

Los costes marginales mensuales del sistema se determinan resolviendo un problema de programación dinámica estocástica que minimiza los costes variables auditados de las centrales térmicas y el coste de oportunidad del uso de los recursos hídricos, teniendo en cuenta entre otros factores: múltiples escenarios hidrológicos, los embalses, la capacidad de la generación, las probabilidades de falla (costes de racionamiento), el mantenimiento de las centrales, las restricciones de la transmisión, y la oferta esperada de generación y de transmisión para los próximos 24 meses (plan de obras).

La demanda del sistema se proyecta en base a un modelo econométrico que utiliza como variables explicativas el PBI esperado, el crecimiento de la población, y las tarifas. La demanda proyectada es calculada para cada barra del sistema tanto para horas punta como para horas fuera de punta, lo cual permite determinar los costes marginales para cada uno de estos periodos. En Perú, de acuerdo a la R.M. N° 248-2007-MEM/DM se considera el periodo punta entre las 17:00 y 23:00 horas.

El *precio básico de la energía* ( $PBE^*$ ) se calcula para horas punta ( $PBEHP^*$ ) y para horas fuera de punta ( $PBEHFP^*$ ). El promedio de estos dos últimos precios, tomando como factor de ponderación el Factor de Ponderación de Punta ( $FPP$ )<sup>46</sup>, constituye el denominado *precio de energía* ( $PE^*$ ) asociado a la barra de referencia.

$$PE^* = PBEHP^* \cdot FPP + PBEHFP^* \cdot (1 - FPP)$$

El *precio básico por potencia de punta* ( $PBPP^*$ ), es el pago que se da a los generadores por estar listos para suministrar energía, y representa la anualidad de los costes de inversión de la planta eficiente para atender a los incrementos de la demanda en las

---

<sup>46</sup> El FPP es el cociente entre las horas punta y el total de horas de un día típico.

horas punta del periodo de análisis (24 meses), utilizando una tasa de descuento del 12% para un periodo de vida útil de 30 años para la conexión y de 20 años para el generador.

Una vez calculado el  $PE^*$ , se determinarán para cada una de las barras del sistema de transmisión los *factores nodales*<sup>47</sup> de energía teniendo en cuenta las pérdidas marginales y la capacidad de la red de transmisión. Para determinar el *precio de potencia de punta en barra* (PPPB), para cada una de las barras del sistema, se añade al  $PBPP^*$  en la barra de referencia el *peaje de transmisión (PT)* y el *peaje de conexión (PC) al SPT*<sup>48</sup>. Para calcular el *precio de la energía en barra* (PEB), para todas las barras del sistema, al  $PE^*$  se le multiplica por sus correspondiente factor nodal de energía.

Finalmente, las tarifas en barra (TB), para cada una de las barras del sistema, son la suma del *precio de energía en barra* (PEB) y del *precio de potencia de punta en barra* (PPPB), corregido por un factor de conversión de unidades. Esto es:

$$TB(\$/KWh) = PEB + \left( \frac{PPPB}{720 \cdot FC} \right)$$

Donde el PPPB viene expresado en  $\$/KW$ -mes, el *Factor de Carga (FC)* es el cociente entre la energía consumida en el año y la demanda máxima en el año, 720 es el número de horas del mes, y el PEB está expresado en  $\$/KWh$ .

La tarifa en barra calculada se compara con el precio promedio ponderado de los precios de las licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, y debe encontrarse dentro de una banda de  $\pm 10\%$ . Las tarifas en barra y sus respectivas fórmulas de reajuste permanecen fijas por un periodo de un año (son revisadas por OSINERGMIN en mayo de

---

<sup>47</sup> El factor nodal será igual a la unidad en la barra de referencia.

<sup>48</sup> El *peaje de conexión (PC) al SPT*, es una parte de lo recaudado por las empresas generadoras en los contratos que tienen transados. El PC posteriormente es transferido a los titulares de la transmisión.

cada año). Estas tarifas se actualizan únicamente cuando alguno de sus componentes, los precios de los combustibles y/o algún indicador macroeconómico como por ejemplo: el tipo de cambio, la tasa arancelaria, etc., varía por encima del 5% al valor vigente.

### ***Tarifa de Transmisión***

Las tarifas de transmisión tienen en cuenta los costes de las inversiones eficientes (anualidad de la inversión<sup>49</sup>) de acuerdo al concepto del Sistema Económicamente Adaptado (SEA)<sup>50</sup>, los costes de operación y mantenimiento y las pérdidas eléctricas marginales.

Los costes totales de la transmisión (CT) son cubiertos por el ingreso tarifario (IT) y por el peaje de conexión (PC). El IT es la diferencia de precios<sup>51</sup> en la barras de retiro e ingreso de electricidad en el SEIN. El IT debe ser transferido por los generadores a las empresas transmisoras para remunerar la transmisión. El PC es la diferencia entre CT e IT. El peaje por conexión unitario (PCU) es el cociente entre el PC y la demanda máxima proyectada a ser suministrada a los clientes.

El sistema de transmisión, se divide en el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y en los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST)<sup>52</sup>. La transmisión en el SPT se remunera a

---

<sup>49</sup> La anualidad de la inversión se calculará teniendo en cuenta el valor de nuevo reemplazo (VNR), su vida útil y una tasa de actualización del 12% real anual. Donde el VNR es el valor de una inversión razonablemente eficiente que el ente regulador basado en estudios técnico-económicos asigna a determinado activo.

<sup>50</sup> El Sistema Económicamente Adaptado (SEA): Es aquel sistema en el que la oferta se adecua a la demanda de electricidad al mínimo coste y manteniendo la calidad del servicio durante el periodo en que se fija la tarifa.

<sup>51</sup> La diferencia de precios entre dos barras de la red de transmisión fundamentalmente se debe a la congestión de la red y a la manera como se valorizan las pérdidas eléctricas en cada barra de retiro de dicha red.

<sup>52</sup> Ver nota 5.

través del peaje de conexión unitario a dicho sistema (cobrado vía un cargo mensual por potencia que los generadores transfieren a los clientes libres y a las distribuidoras a través de los contratos), coste que es asumido por todos los usuarios del sistema eléctrico. La tarifa de transmisión en el SPT se fija anualmente en el mes de mayo. La transmisión en los SST, que se remunera a través de peajes unitarios secundarios de transformación y transmisión, es cubierta por aquellos usuarios que utilizan los sistemas secundarios. En caso las instalaciones secundarias sean utilizadas por generadores para llegar al sistema, éstos pagan el coste anual de las mismas en base a la “utilización”<sup>53</sup> de las instalaciones. En caso las instalaciones secundarias sean utilizadas por una empresa distribuidora para suministrar electricidad a sus clientes en su área de concesión, su coste es pagado por los usuarios a través de un cargo equivalente en energía (**Pérez-Reyes, 2008**). La tarifa de transmisión en los SST se fija cada cuatro años.

### ***Tarifa de Distribución***

Las tarifas en la distribución están constituidas por el denominado *Valor Agregado de Distribución* (VAD). El VAD se determina en base a principios de eficiencia y utiliza mecanismos que simulan competencia, ya que como se ha mencionado antes, la actividad de distribución, gracias a sus economías de escala, es un monopolio natural. El VAD está compuesto por los costes medios de facturación y cobranza (costes asociados a los usuarios, independientes de su demanda de electricidad), las pérdidas técnicas y comerciales (costes por pérdidas en la distribución), y el coste estándar de inversión<sup>54</sup>,

---

<sup>53</sup> La “utilización” se determina en base a algoritmos de casación física.

<sup>54</sup> El *coste estándar de inversión* es la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del SEA, teniendo en cuenta su vida útil y una tasa de descuento del 12% real anual. El VNR es actualizado cada cuatro años.

operación y mantenimiento por unidad de potencia que una empresa modelo eficiente (*yardstick competition*) incurriría para suministrar electricidad a un cliente. El VAD se valida mediante la verificación de la tasa interna de retorno para el conjunto de empresas de distribución (*benchmarking*). El VAD tiene un factor de corrección que se determina en función de las ventas de potencia de la empresa distribuidora, tanto para las horas punta como para las horas fuera de punta. Las tarifas en la distribución son reguladas cada cuatro años y se fijan en el mes de noviembre.

### ***Garantía de Red Principal***

La Garantía de Red Principal (GRP) es una compensación que el usuario final de electricidad en Perú paga desde el año 2002 por ser el beneficiario de tarifas eléctricas más económicas gracias a que las centrales térmicas del parque generador peruano pueden utilizar gas natural del yacimiento de Camisea<sup>55</sup>, que es transportado a través de la *red principal*<sup>56</sup>, a un precio más barato que el precio cobrado a otros consumidores del gas natural del gasoducto de Camisea.

El Gobierno, para incentivar el consumo de gas en el sector eléctrico, y garantizar a los inversionistas de los contratos de concesión del transporte y distribución de gas natural unos ingresos anuales que les permitiesen recuperar el coste del servicio, impuso tarifas menores a las centrales térmicas que utilizaran el gas natural como insumo para la

---

<sup>55</sup> Los yacimientos de Camisea se encuentran ubicados en el departamento del Cusco y tienen reservas de gas natural equivalentes a 2 800 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP), de los cuales 2 200 son gas natural seco y 600 son líquidos (GLP más gasolina natural), **OSINERMIN-GART (2008)**.

<sup>56</sup> *La red principal* es un conjunto de tuberías que se utilizan para transportar el gas natural desde Camisea al City Gate (ubicado en Lurín), y para distribuirlo en alta presión en Lima y Callao.

producción de electricidad respecto a las tarifas que pagan otros consumidores de gas natural que no son productores de electricidad.

La garantía otorgada a Camisea consiste en definir una demanda mínima para el gasoducto (capacidad garantizada) la cual sería pagada al transportista aunque la demanda real sea inferior. La diferencia entre la demanda mínima y la real se denomina el coste de la garantía y es pagada por los beneficiarios del gasoducto, los usuarios eléctricos, OSINERGMIN-GART (2008).

De acuerdo a la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley No 27133, la GART del OSINERGMIN es quien regula las tarifas y el cargo de la GRP del transporte y la distribución del gas natural a lo largo de la red principal del proyecto Camisea. La GRP es incorporada periódicamente en el peaje del SPT.

*Las tarifas máximas de los usuarios finales regulados* están compuestas por el precio a nivel generación de los usuarios regulados (PGR), los peajes unitarios de los sistemas de transmisión principal o secundaria (PUT), y por la tarifa de distribución (VAD)<sup>57</sup>.

Según estipula la ley N° 28832, los PGR se determinarán como la media ponderada de los siguientes precios:

a) *Contratos de suministro eléctrico de largo plazo sin licitación.* Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de las Tarifas en Barra (TB) y de los precios del contrato sin licitación (cuyo tope es la tarifa en barra);

b) *Contratos de suministro de largo plazo resultantes de licitaciones.* Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firmes resultantes de la Licitación (cuyo tope es establecido por OSINERGMIN).

---

<sup>57</sup> Véase **Figura N° 4.3.**

## **Precio Spot**

El precio *spot*, también conocido como coste marginal de corto plazo del sistema eléctrico, viene a ser el coste variable de la última unidad generadora (la más cara) que se ha considerado en el despacho del sistema<sup>58</sup>, en determinado instante, debido a que su producción resulta necesaria para poder atender la demanda de energía en dicho instante. El precio *spot*<sup>59</sup> de la energía, es el precio utilizado en las transacciones que se realizan en el mercado *spot*.

Este precio presenta alta volatilidad fundamentalmente debido a que depende de factores climatológicos (periodos de escasez/abundancia de recursos hídricos por disminución/aumento del volumen de precipitaciones pluviales), del precio del petróleo, de la falla fortuita de alguna planta, de posibles congestiones en las líneas de transmisión, etc.

En la **figura 4.5** se puede apreciar la evolución temporal del promedio mensual del coste marginal de corto plazo en la barra de referencia Santa Rosa (precio *spot*) y del promedio mensual del precio regulado para el periodo enero de 2004 a diciembre de 2008. Se puede apreciar que el precio *spot* promedio mensual es muy variable durante cada año, presentándose los mayores valores de manera estacional durante el período

---

<sup>58</sup> En Perú, como ya se ha dicho, el despacho de energía a mínimo coste y en tiempo real en el SEIN está a cargo del COES-SINAC. Para cumplir con este propósito, el COES-SINAC en cada instante debe ordenar de forma creciente (en orden de mérito) los costes variables de operación de cada central hasta cubrir la demanda. Primero programará la entrada en operación de las centrales hidráulicas sin embalse, ya que poseen costes variables casi nulos (costes de uso del agua), luego la de las centrales de carbón, posteriormente la de las centrales hidráulicas con embalse, después la de las de gas, y por último la entrada de las de petróleo (residual y diesel).

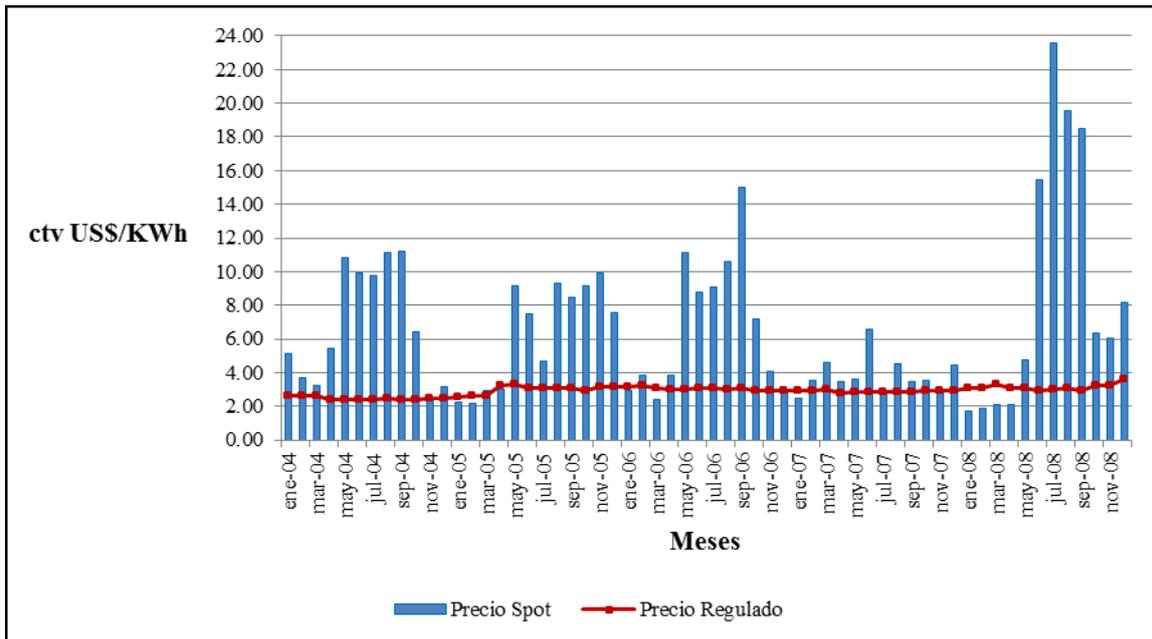
<sup>59</sup> Desde principios de la reforma hasta el 2004, el *precio spot* era registrado cada hora por el COES-SINAC. Sin embargo, desde el año 2005 el *precio spot* viene siendo registrado por el COES-SINAC cada 15 minutos. Hasta el año 2004, aún cuando se contaba con precios *spot* horarios, las transacciones realizadas entre generadores a precios *spot* se liquidaban con frecuencia mensual. Es decir, en la práctica no existía un mercado *spot* horario, ni siquiera diario, sino mensual.

junio-noviembre. Para el periodo 2004-2008 su mayor valor, se registró en el mes de julio de 2008, y alcanzó los 23,6 ctvs. US\$/KWh. Este valor tan elevado del precio *spot*, el nivel más alto registrado en el SEIN, se debió fundamentalmente a que el ducto de gas natural de Camisea estuvo congestionado y a las bajas precipitaciones pluviales que disminuyeron los recursos hídricos necesarios para la producción de electricidad mediante centrales hidráulicas (las centrales térmicas menos eficientes fueron las que fijaron el precio *spot* en el SEIN). Asimismo, es importante señalar que el precio *spot* se ha incrementado notoriamente respecto al precio regulado debido a que el marco normativo, hasta antes del D.L.Nº 1058 emitido en junio de 2008, no había incentivado las inversiones en tecnología hidráulica<sup>60</sup> y debido al crecimiento que la demanda ha experimentado en los últimos años, impulsado por una mayor dinámica de la economía peruana. En la **figura 4.6** se puede apreciar la variación porcentual anual del PBI real y de la máxima demanda de electricidad en el SEIN para el periodo 2001-2008. Sin embargo, se puede apreciar que la tasa de crecimiento de la máxima demanda durante el 2008 no resultó tan alta como lo había pronosticado OSINERGMIN, fundamentalmente debido a la crisis financiera internacional.

---

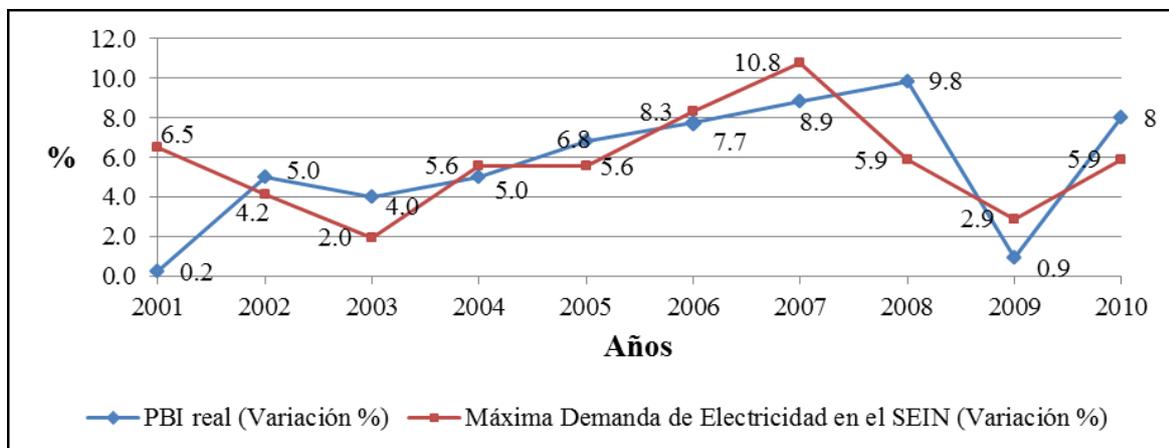
<sup>60</sup> Con el propósito de desarrollar un mercado para el gas natural de Camisea, el Gobierno promovió las concesiones a proyectos de construcción de centrales térmicas, lo cual constituyó una barrera a la entrada de nuevos proyectos de generación hidráulica, y que a su vez generó un inobjetable riesgo para los proyectos de inversión en tecnología hidráulica. Para un análisis más profundo sobre la problemática de las inversiones de centrales hidráulicas véase **Universidad ESAN (2008)**.

**Figura 4.5: Coste marginal (Precio *spot*) vs. precio regulado en el SEIN**



Fuente: Elaboración propia. Datos del COES-SINAC.

**Figura 4.6: Variación porcentual del PBI real y de la máxima demanda de electricidad en el SEIN (2001-2008)**



Fuente: Elaboración propia. Datos del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) y del COES-SINAC.

### 4.2.3.5 Problemática del sector eléctrico peruano

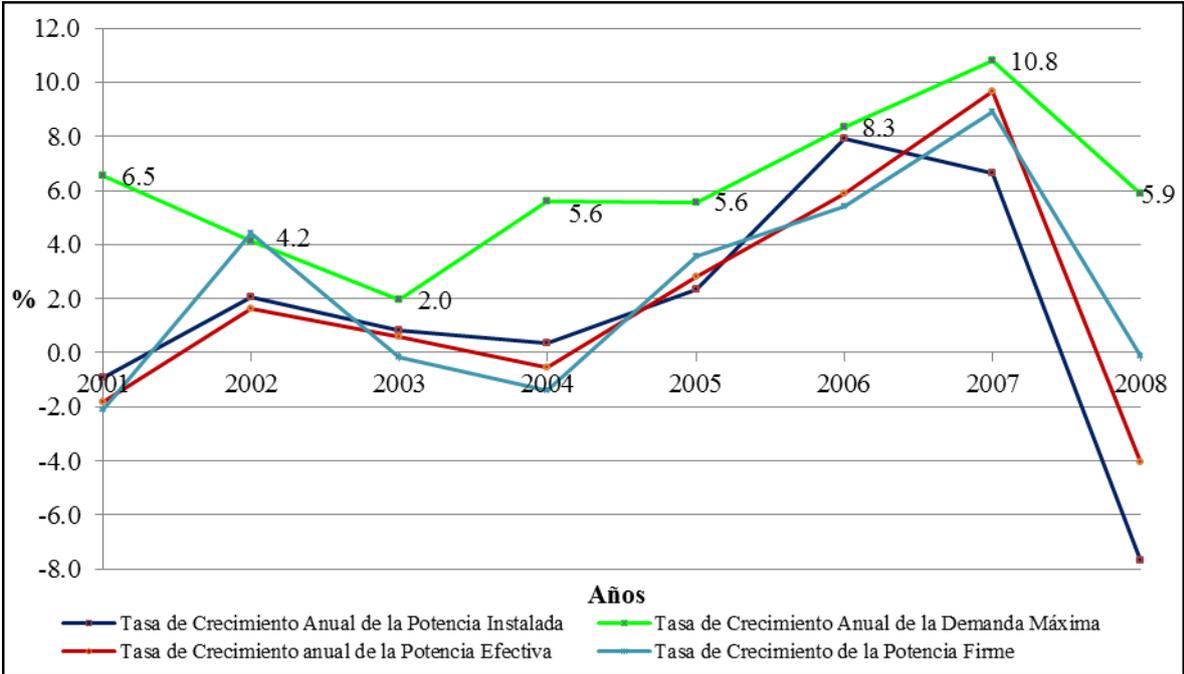
#### *No existen señales de precios adecuadas para incentivar inversiones en la generación*

La incertidumbre sobre los precios regulados, que son modificados anualmente, y la alta volatilidad de los precios *spot* no proporcionan señales adecuadas para incentivar nuevas inversiones en la generación de electricidad. Además, se pudo observar que la demanda máxima en el SEIN estuvo creciendo desde el año 2001 hasta diciembre de 2008 a una tasa anual superior (a excepción del año 2002 en que la tasa de crecimiento anual de la potencia firme la superó) a las tasas de la potencia efectiva, firme, e instalada (ver **figura 4.7**), que de no haber sido por la crisis financiera internacional del 2008, que afectó el crecimiento de la demanda máxima de electricidad en el SEIN, pudo haber generado una crisis de racionamiento eléctrico, con el consecuente incremento de los precios de la electricidad, enormes pérdidas económicas para el país, y una desaceleración del crecimiento económico. En la **figura 4.7** se puede apreciar que la brecha entre las tasas de crecimiento anual de la demanda máxima y los diversos tipos de potencia del parque generador en el SEIN ha sido mayor en los años 2001, 2004, y 2008.

En la **figura 4.7** se puede apreciar que en el año 2008 el crecimiento de la demanda máxima en el SEIN fue alrededor de un 6%, lo cual originó que la reserva de generación disminuyera de un 58,3% en el año 2001 a un 22,6% en el 2008 (ver **figura 4.8**). Asimismo, la **figura 4.8** permite observar que en el año 2008 la demanda máxima en el SEIN se incrementó en forma considerable respecto a los años anteriores (5,9% respecto a la demanda máxima del 2007 y 17,3% respecto de la demanda máxima del 2006). En consecuencia, dado que las inversiones en generación no fueron suficientes para atender el

crecimiento de la demanda (del 2001 al 2008 la demanda máxima en el SEIN creció, en promedio 197,25 MW cada año, mientras que la potencia efectiva creció en promedio 80,7 MW cada año), durante el periodo de análisis (marzo 2007 – diciembre 2008) se generó un alto riesgo de racionamiento<sup>61</sup> (racionamiento industrial y/o cortes energéticos rotativos) en el SEIN.

**Figura 4.7: Tasas de crecimiento de la demanda máxima de energía y de las potencias efectiva, firme, e instalada en el SEIN**



Fuente: elaboración propia. Datos del MINEM.

Durante los primeros días de agosto de 2008 diversos distritos de Lima se vieron afectados por cortes de suministro eléctrico. Estos cortes de electricidad fundamentalmente se debieron a la congestión del gasoducto de Camisea que abastece de este insumo para la producción de electricidad a las centrales de generación térmica. Asimismo, en febrero de 2009 se produjeron dos cortes de suministro eléctrico debido a

<sup>61</sup> El riesgo de racionamiento viene medido por la probabilidad que en un horizonte temporal de corto plazo exista desabastecimiento temporal en periodos pico en las zonas de mayor demanda, Barco et al. (2008).

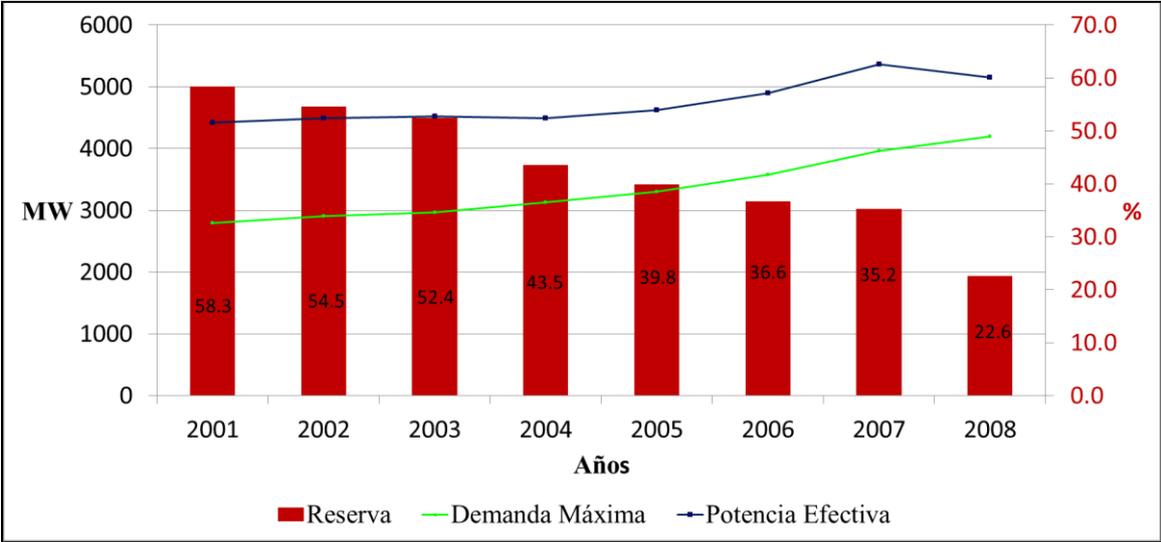
fallas técnicas (fallaron las válvulas de acceso de gas) en la central térmica de Ventanilla, mientras que durante los primeros días de marzo de 2009, se produjeron otros cortes de electricidad que afectaron al menos a 17 distritos de Lima debido a una falla en la central hidroeléctrica del Mantaro. Todos estos cortes de electricidad no hacen más que corroborar que el mercado eléctrico peruano no cuenta en la actualidad con una adecuada reserva de generación eléctrica que permita evitar este tipo de problemas, sobre todo cuando por imprevistos no se puede contar en el SEIN con la generación de electricidad de las centrales hidráulicas cuyos costes variables son casi nulos y cuando los costes marginales de la electricidad se ven seriamente afectados al tener que utilizar centrales térmicas menos eficientes que las centrales de generación termoeléctrica a gas en el SEIN debido a la congestión del ducto del gas de Camisea.

No obstante, es importante señalar que la capacidad instalada de generación eléctrica en 2009 se incrementó en 722 Mw. Las centrales térmicas que entraron a operar fueron: Trujillo con 69,3 MW, Kallpa TG2 con 192.4 MW, Chilca TG3 con 199,8 MW y Santa Rosa TG8 con 193,2 MW. Mientras que las centrales hidráulicas que entraron a operar en 2009 fueron: Santa Cruz I con 7 MW, Poechos II con 10 MW, La Joya con 10,4 MW. Asimismo, durante el 2010 entró a operar el sistema de cogeneración de la central térmica Oquendo con 39,9 MW.

Asimismo, es importante resaltar que en el 2010 la capacidad instalada de generación eléctrica se incrementó en 613,7 Mw. Las centrales térmicas que entraron a operar fueron: Kallpa TG3 con 192,3 Mw, Las flores con 192,5 MW. Mientras que las centrales hidráulicas que entraron a operar en 2010 fueron: El Platanal con 220 MW, Roncador con 1,9 MW y Cruz II con 7 Mw. Asimismo, en el 2010 entraron a operar dos

turbinas a gas natural de la central Pisco y se convirtieron en cuatro grupos electrógenos a gas natural de la central térmica Independencia, que en conjunto sumaron 73,2 MW.

**Figura 4.8: Potencia efectiva vs. demanda máxima en el SEIN**



Fuente: Elaboración propia. Datos del COES-SINAC y de OSINERGMIN.

**Falta de Inversión en la transmisión: congestión en las líneas de transmisión<sup>63</sup>**

La incertidumbre que crea en posibles inversionistas la diversidad de tipos de remuneración para los sistemas de transmisión<sup>64</sup> sobre la recuperación total de las inversiones es el factor más importante que ha limitado el incremento de capacidad en la transmisión a través de adecuadas inversiones.

Desde hace ya varios años, fundamentalmente por falta de inversión en el sistema de transmisión, se vienen presentando problemas de congestión en algunas líneas de transmisión en el SEIN, lo que ha ocasionado el incremento de los costes marginales en

<sup>63</sup> Para un análisis más detallado sobre la problemática del sistema de transmisión véase: **De La Cruz y García (2003), Universidad ESAN (2008), y Luyo (2009).**

<sup>64</sup> Entre la diversidad de formas de remunerar las inversiones en la transmisión de electricidad en Perú podemos encontrar los contratos con Remuneración Anual Garantizada (RAG), los contratos tipo *BOOT (Build, Own, Operate and Transfer)*, y las inversiones que son remuneradas de acuerdo a lo que estipulan la LCE y el reglamento de la transmisión, **Universidad ESAN (2008).**

determinadas zonas del país. Entre las líneas que periódicamente han presentado problemas de congestión podemos mencionar, la línea Lima-Paramonga-Chimbote y la línea Mantaro-Socabaya. El hecho que determinadas líneas de la red de transmisión presenten problemas de congestión tiene como principal consecuencia que no se pueda suministrar electricidad más barata en uno de los nodos de la línea al tener que utilizar en ese nodo electricidad suministrada por un generador local menos eficiente<sup>65</sup>. Asimismo, la congestión de una línea de transmisión puede generar en el largo plazo problemas de seguridad en el sistema de transmisión, a parte de los previsibles problemas de calidad. Específicamente, si durante breves periodos de tiempo algunas líneas de transmisión son utilizadas por encima de su capacidad con el objetivo de reducir los costes por congestión, esto incrementará el riesgo de falla en el sistema de transmisión ante cualquier contratiempo.

Como señala **Universidad ESAN (2008)**, otro factor a tener en cuenta y que podría generar problemas de congestión en el futuro es el considerable número de generadoras eléctricas que se han ubicado en Lima y en el centro del Perú para proveerse de gas natural proveniente de Camisea. Esto a la larga podría generar problemas de restricción de capacidad en aquellas líneas de transmisión que llevan la electricidad desde Lima y el centro del Perú hacia otras regiones del país, sobre todo si la demanda en esas regiones sigue creciendo a un ritmo acelerado y no se incrementa la capacidad de dichas líneas por falta de adecuadas inversiones.

---

<sup>65</sup> Como señalan **Kirschen y Strbac (2004)**, la congestión en la red de transmisión puede transformar un mercado global razonablemente competitivo en una colección de más pequeños mercados eléctricos locales. Ya que estos mercados eléctricos más pequeños inevitablemente tienen un número de participantes activos más pequeño que en el mercado global, algunos de los generadores conseguirán probablemente ejercer poder de mercado de manera sencilla y rentable a través de pujas estratégicas presentadas en un *Power Exchange*.

Ante estos hechos, la DGE ha venido realizando una serie de acciones para paliar estos problemas. En primer lugar, ha realizado la convocatoria para la construcción y puesta en servicio de la línea de transmisión Independencia-Ica, de 55 Km. (de 220 KV), que finalmente fue adjudicada al consorcio ISA-CTM. En segundo lugar, ha incluido en el Plan Transitorio de Transmisión del proyecto “Reforzamiento del sistema de transmisión Centro-Norte Medio en 500 KV”, la construcción de dos ejes de transmisión. El primero de ellos, de 510 Kms. de longitud, unirá a la Subestación de Zapallal en Lima con la Subestación Nueva Trujillo en la Libertad (finalmente adjudicada al consorcio ISA-CTM). El segundo, de 420 Kms. de longitud, unirá a las subestaciones de Chilca en Lima con Nueva Marcona en Ica. Estos ejes permitirán garantizar el suministro eléctrico en los departamentos de Ancash, La Libertad, Lambayeque, e Ica, y tras la implementación de la línea de transmisión Marcona-Caravelí de 180 Km. de longitud, al departamento de Arequipa y a la región sur del Perú. Finalmente, señalar que la DGE conduce la fase final del proceso de aprobación del estudio de consorcio Transmantaro para el reforzamiento de la línea de transmisión de 220 KV Mantaro–Cotaruse–Socabaya.

Por otro lado, es importante indicar que para mitigar los problemas de congestión y para incrementar la capacidad de atender la demanda futura de electricidad de manera confiable en el SEIN, en el 2010 entraron en servicio las siguientes líneas de transmisión: Paragsha - Carhuamayo a 220 KV, Tocache - Bellavista de 138 kV, y El Platanal - Chilca de 220 KV. Asimismo, se dieron en concesión los siguientes proyectos de líneas de transmisión: Chilca – Marcona – Ocoña - Montalvo de 500 KV, Zapallal – Chimbote - Trujillo a 500 KV, Tintaya - Socabaya a 220 KV, Piura Oeste - Talara a 220 KV, Machupicchu – Abancay - Cotaruse de 20 KV, y Pomacocha - Carhuamayo de 220 KV.

### ***Problemas en la distribución: empresas distribuidoras no cuentan con contratos de suministro eléctrico***

El marco normativo del sector eléctrico peruano no vincula el precio *spot*, precio al que compran electricidad los generadores en el mercado *spot*, con el precio al que las distribuidoras realizan sus ventas de suministro eléctrico a los usuarios regulados (precio regulado). En consecuencia, se presenta una falta de incentivos por parte de las generadoras para vender electricidad a las distribuidoras que suministran electricidad en el mercado regulado a precio regulado, dado que la diferencia entre el precio *spot* y el precio regulado suele ser muy volátil y por lo general alta, tal como se aprecia en la **figura 4.5**.

Como señala **Luyo (2006 y 2008)**, en el año 2004 se presentó una crisis de insuficiencia energética en el SEIN, ya que los generadores se negaron a renovar contratos de suministro eléctrico a los distribuidores<sup>66</sup>, que pagaban el precio regulado por atender a los usuarios regulados, debido a que los precios del mercado *spot* se incrementaron más de cinco veces respecto a los precios de años anteriores y los precios regulados se mantuvieron casi constantes. Ante estas circunstancias, las empresas distribuidoras se vieron en la necesidad de realizar retiros físicos de potencia y energía del SEIN sin contar con contratos vigentes. Esto a su vez puso en grave peligro la seguridad del sistema eléctrico y de la continuidad del suministro del servicio público de electricidad en Perú, y generó la rotura en la cadena de pagos de los generadores. Para hacer frente a esta crisis, el Gobierno promulgó el Decreto de Urgencia N° 007-2004.

---

<sup>66</sup> Para un análisis más detallado acerca de por qué las empresas generadoras no tienen incentivos a firmar contratos con las distribuidoras, véase **García (2006)**.

Por otro lado, el aumento del precio del petróleo en los mercados internacionales produjo el alza en el precio *spot*, lo cual a su vez hizo que se ampliara aún más la brecha entre dicho precio y los precios regulados en el SEIN.

Ante estos hechos, en julio de 2006 el Gobierno promulgó la Ley N° 28832 para asegurar la adecuada capacidad de generación a través de incentivos a la inversión en dicha actividad del sector eléctrico. Una de las principales medidas de esta ley fue la de estipular que las transacciones entre generadores y distribuidores se realizaran a través de la firma de contratos que resulten de licitaciones.

Sin embargo, es importante señalar que en reiteradas ocasiones se han declarado licitaciones desiertas<sup>67</sup>. Una posible explicación a este hecho podría ser que las empresas de generación eléctrica estarían utilizando como instrumentos estratégicos, para impulsar al alza las tarifas en barra, el no presentarse a las licitaciones convocadas por las empresas distribuidoras, o la realización de ofertas de precios de venta de electricidad por encima al precio tope fijado por OSINERGMIN.

Posteriormente, el Gobierno ha implementado una serie de medidas que buscan que las distribuidoras continúen retirando energía del sistema a precio regulado. En enero de 2008 el Gobierno publicó la Ley N° 29179 en la que se establecía un mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado. En concreto esta Ley legalizaba los retiros de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sin contrato de aquellas generadoras que tuviesen energía no contratada.

---

<sup>67</sup> El 16 de marzo de 2007 finalizó la segunda convocatoria del proceso de licitación dirigido por la empresa distribuidora Luz del Sur, la misma que fue declarada desierta debido a la ausencia de postores, y cuya primera convocatoria fue parcialmente declarada desierta en el año 2006. La convocatoria a licitación de compra de electricidad que efectuó la distribuidora EDELNOR a finales de 2008 fue declarada desierta en abril de 2009 debido a que los precios de venta ofertados por las empresas generadoras fueron superiores al precio tope fijado por OSINERGMIN.

## 4.3 Modelo de simulación

En este capítulo, se realizará un análisis contrafactual para estudiar cuáles serían los resultados que se obtendrían si en el mercado eléctrico peruano existiese competencia oligopolística en cantidades (competencia *à la Nash-Cournot*) entre las empresas de mayor cuota de mercado, mientras las de menor tamaño, al no poder modificar el precio de equilibrio a través de la modificación estratégica de su producción, se comportan como precio aceptantes (*franja competitiva*).

Las hipótesis sobre las que se basa un equilibrio de mercado de competencia imperfecta *à la Cournot*<sup>68</sup> corresponden al equilibrio de *Nash* en teoría de juegos no cooperativos. En el equilibrio de *Nash-Cournot*, las cantidades producidas son inferiores a las que se obtendrían en competencia perfecta y superiores a las que se obtendrían en un equilibrio colusivo (cuyos resultados coinciden con los de una estructura de monopolio). Indudablemente, una segunda empresa actuará como monopolista sobre la demanda residual que no es cubierta por la primera empresa, una tercera lo hará sobre la demanda residual que no ha cubierto la segunda, una cuarta sobre la demanda que no cubra la tercera, y así sucesivamente.

Un mercado en el que a pesar de existir un número aceptable de empresas, un grupo reducido de ellas puede competir estratégicamente dado que poseen en conjunto

---

<sup>68</sup> Los supuestos de un modelo de competencia oligopolística en cantidades (*a la Cournot*) básicamente son: i) la variable estratégica es la cantidad a producir, ii) el producto es homogéneo (el bien que produce cada empresa es idéntico), iii) todas las empresas (los jugadores) tienen el mismo conjunto de información (todas las empresas conocen la estructura de costes de sus competidores y conocen la demanda del mercado), y iv) cada empresa maximiza sus beneficios (su función de utilidad) teniendo como variable de elección la cantidad a producir y considerando que la cantidad producida por sus rivales se mantiene invariable.

una elevada cuota de mercado (como ocurre en Perú<sup>69</sup>), puede ser conjuntamente modelado por un grupo de empresas oligopolísticas que interactúan estratégicamente más otro grupo de empresas que son tomadoras de precios (franja competitiva).

En este capítulo, en primer lugar, supondremos que el mercado de generación eléctrica está constituido por dos empresas estratégicas (las de mayor cuota de mercado) y una franja competitiva, para en segundo lugar analizar cómo afecta a los resultados del equilibrio el considerar una tercera empresa que interactúa estratégicamente con las otras dos (en este caso la franja competitiva queda reducida en una empresa generadora respecto del caso duopolístico). En ambos casos, para el grupo oligopolístico, se supondrá que el modelo subyacente al mercado de generación eléctrica en Perú es un modelo de competencia en cantidades (*à la Cournot*).

Una alternativa al modelo de *Cournot*, para representar el comportamiento estratégico de las empresas generadoras en el mercado de generación eléctrica peruano, en un escenario contrafactual en el que por ejemplo las empresas generadoras pudiesen presentar sus pujas en precios en una bolsa de energía (*Power Exchange*), podría ser el modelo de *Bertrand*. No obstante, en este capítulo no se analiza la posibilidad de que las empresas estratégicas (grupo oligopolístico) puedan competir en precios (*à la Bertrand*), dado que uno de los supuestos sobre el cual descansa este modelo es que cada empresa generadora podría atender por sí misma a toda la demanda del mercado, y este supuesto es poco realista para el caso del mercado eléctrico peruano, en el que las empresas

---

<sup>69</sup> A finales de diciembre de 2008, las dos empresas con mayor cuota de mercado (EDEGEL y ELECTROPERÚ) en conjunto alcanzaron una cuota de mercado de 50,66% respecto a toda la energía producida en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), mientras que si se considera a la tercera empresa con mayor cuota de mercado (ENERSUR), la participación de estas tres empresas ascendió a 66,98%. Véase **tabla 4.3** para un mayor detalle.

generadoras tienen restricciones de capacidad que impiden cumplir con esta hipótesis bastante restrictiva.

Por otro lado, otra plausible pero más compleja alternativa para realizar un análisis del comportamiento estratégico de las empresas generadoras en Perú, es la aproximación del Equilibrio en las Funciones de Oferta (EFO), en la que se asume que la cantidad de electricidad que las empresas están dispuestas a producir se relaciona con el precio a través de una función de oferta. En este caso, las variables de decisión de cada empresa serán los parámetros de su función de oferta, y dado que estos parámetros son desconocidos, para encontrar el EFO, en el que todas las empresas generadoras simultáneamente maximizan sus beneficios dada la función de oferta de sus competidores, será necesario resolver un sistema de ecuaciones diferenciales, a diferencia del conjunto de ecuaciones algebraicas que suele resolverse en los modelos de competencia imperfecta *à la Cournot* o *à la Bertrand*. Por tanto, como argumentan **Batten y Grozev (2006)**, los modelos de EFO tendrán serias limitaciones para ser tratados numéricamente y raramente incluyen una detallada representación del sistema de generación eléctrica que está bajo consideración.

En consecuencia, dada la relativa versatilidad numérica y dado que usualmente el equilibrio de *Nash-Cournot* es más sencillo de determinar que el EFO (esta aproximación usualmente produce múltiples equilibrios), en este capítulo se ha considerado adoptar como modelo de comportamiento estratégico del mercado eléctrico peruano un modelo de competencia en cantidades *à la Nash-Cournot con franja competitiva*. Asimismo, tal como señalan **Borenstein, Bushnell y Knitell (1999)**, el equilibrio de *Cournot* es un límite

superior del EFO<sup>70</sup>, por lo que aun cuando los resultados obtenidos con el modelo de *Nash-Cournot* con franja competitiva no sean exactos en la medición del posible poder de mercado que puedan ejercer las empresas generadoras en un mercado eléctrico donde dichas empresas tengan como variable estratégica su producción, esta aproximación permitirá analizar cómo varían los equilibrios del mercado y los posibles niveles de poder de mercado de las empresas estudiadas ante cambios en los valores de la elasticidad de la demanda teniendo en cuenta distintos niveles de consumo (periodos de consumo bajo, medio y alto).

### 4.3.1 Formulación del modelo

El procedimiento empleado en la implementación de la simulación de las operaciones de corto plazo en el mercado eléctrico peruano se sustentará en el modelo oligopolístico de competencia imperfecta de *Nash-Cournot* con *franja competitiva*. Este modelo asume que las variables estratégicas utilizadas por cada generadora estratégica del SEIN (aquellas con mayor participación en la producción de energía eléctrica) son las cantidades de electricidad que cada una de ellas deberá producir para maximizar sus beneficios. Asimismo, en este modelo se asume que en el momento en que cada empresa estratégica elige la cantidad óptima de su producción, éstas conocen la producción del resto de empresas estratégicas y suponen que dicha producción permanecerá fija. Además, se supondrá que las empresas con menor cuota de mercado de producción de energía eléctrica no tienen la capacidad de modificar el precio del mercado, por lo que en

---

<sup>70</sup> **Klemperer y Meyer (1989)** encuentran que para un oligopolio simétrico que produce bienes homogéneos, el EFO tiene como límite superior el equilibrio de *Cournot* y como límite inferior el equilibrio de *Bertrand*.

el modelo serán consideradas como tomadoras de precios y se les denominará la *franja competitiva*. Finalmente, el equilibrio resultante de este juego no cooperativo en cantidades, el equilibrio de *Nash-Cournot*, será aquél resultado del juego en el que ninguna empresa estratégica podrá incrementar sus beneficios modificando individualmente su producción, dadas las cantidades ofertadas por las demás empresas estratégicas.

## 4.3.2 Implementación del modelo<sup>71</sup>

En esta sección se describe la forma en que se definen y construyen las curvas de oferta y demanda agregadas utilizadas en las simulaciones de distintos escenarios.

### 4.3.2.1 Demanda del mercado

Para cada uno de los meses del periodo marzo 2007 - diciembre 2008, se aproximan las curvas de duración<sup>72</sup> a través de una curva escalonada para seis niveles discretos de potencia, los cuales corresponden a seis periodos horarios de 120 horas cada uno (720 horas correspondientes a un mes), donde el periodo 1 corresponde a los niveles de mayor consumo de electricidad y el periodo seis corresponde a los niveles de menor consumo. El

---

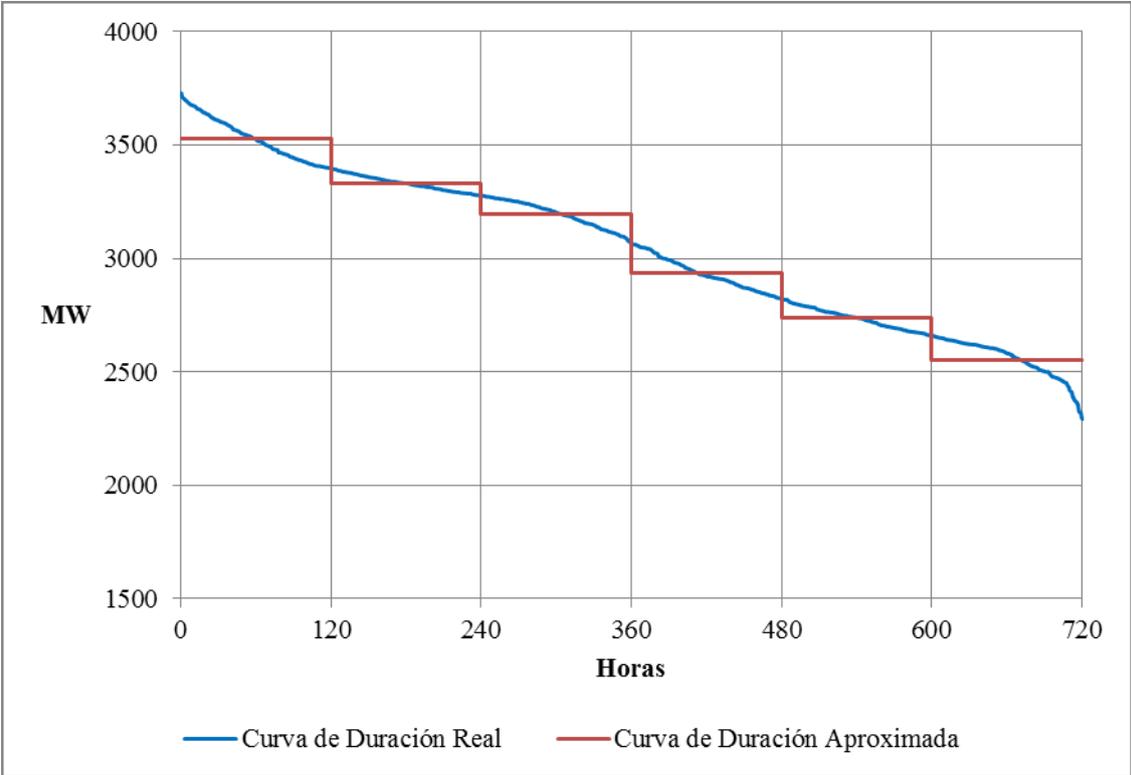
<sup>71</sup> Esta sección recoge diversas ideas empleadas en los trabajos realizados por **Bushnell (1998)**, **Bushnell y Knitell (1999)**, **Rojas (2001)**, **Arellano (2003)**, **Villar y Rudnick (2003)**, **Alcalá y Ausejo (2005)**, y **Luyo (2008)**.

<sup>72</sup> Las curvas de duración se han obtenido a partir de las curvas de carga correspondientes a los mismos meses (con información cada media hora). Las curvas de carga muestran como varía la potencia durante un periodo determinado (horas, días, semanas, meses, etc.). Las curvas de duración se obtienen a partir de las curvas de carga, ordenando los valores de potencia de forma decreciente durante el periodo de análisis. Las curvas de duración, aproximadas a través de líneas horizontales escalonadas, permiten observar el número de horas a lo largo de un determinado periodo de tiempo (horas, días, meses, años, etc.) durante el que la potencia requerida por los consumidores es igual o mayor a determinado valor.

nivel de potencia de cada escalón, que denominaremos *cantidad de referencia*, corresponde a la potencia promedio consumida en cada uno de los seis periodos horarios.

En la **figura 4.9** se puede apreciar la curva de duración real para las 720 horas del mes de abril del año 2007, y la curva de duración escalonada (aproximada), donde a cada uno de los seis periodos horarios le corresponde un valor de potencia en MW (*cantidad de referencia*). En esta figura se puede apreciar que la máxima potencia demandada durante el mes de abril de 2007 fue de 3729,99 MW, mientras que el valor mínimo fue de 2293,43 MW. Asimismo, se puede observar que la *cantidad de referencia* correspondiente al periodo de mayor consumo (periodo 1: primeras 120 horas) fue de 3530,29 MW, mientras que para el periodo de menor consumo (periodo 6: entre las 600 y las 720 horas) fue de 2553,92 MW.

**Figura 4.9: Curvas de duración por horas (Abril de 2007)**



Fuente: Elaboración propia. Datos del COES-SINAC.

En este punto, para poder determinar las curvas de demanda de electricidad en el SEIN, para cada uno de los seis periodos horarios, se va a suponer que la forma funcional de ésta es una función lineal, cuyos parámetros, intercepto y pendiente, dependerán del *precio de referencia*, de la *cantidad de referencia*, y de su *elasticidad precio*. En concreto:

$$Q(p) = Q_{ref} \cdot (1 - \varepsilon) + \left( \varepsilon \cdot \frac{Q_{ref}}{p_{ref}} \right) \cdot p \quad [4.1]$$

Donde,  $Q$  es la cantidad de MW consumidos,  $p$  es el precio expresado en \$/MWh,  $\varepsilon$  es la elasticidad precio de la demanda (valor negativo) evaluada en el punto de referencia,  $Q_{ref}$  es la cantidad de referencia de cada uno de los seis periodos horarios, y  $p_{ref}$  es el precio de referencia (el mismo para los seis periodos horarios), que vendrá dado por el promedio mensual de los costes marginales de la energía de corto plazo observados en el SEIN.

Para poder definir completamente las curvas de demanda, para los seis periodos horarios, se necesitará estimar el valor de de la elasticidad precio de la demanda de electricidad en el SEIN. **Bendezú y Gallardo (2006)** encuentran en sus estimaciones que dentro de la distribución de ingresos de los hogares peruanos, para los deciles de renta más bajos (correspondientes a los hogares más pobres) y para un nivel de significancia del 1%, los valores de la elasticidad precio de la demanda de electricidad en los hogares peruanos son cercanos a -0,94, mientras que para deciles de ingresos más altos (correspondientes a los hogares más ricos) y también para el mismo nivel de significancia, los valores de la elasticidad precio de la demanda de electricidad son cercanos a -0,17. Ellos también encuentran que un gran porcentaje de valores de la elasticidad precio se encuentra entre 0 y -0,5. Además, dado que en el contexto internacional los trabajos

realizados sobre la estimación de la elasticidad precio de la demanda de electricidad<sup>73</sup>, tanto de corto como de largo plazo, y ya sea a nivel residencial, industrial y/o comercial, sugieren que ésta suele encontrarse entre -0,1 y -1, en este capítulo se realizarán simulaciones que adoptarán valores de la elasticidad precio de la demanda comprendidos en este rango, incluidos los extremos<sup>74</sup>. Dentro de cada simulación, se ha asumido que la elasticidad precio de la demanda permanecerá constante para todos los periodos horarios.

En la **figura 4.10** se pueden apreciar las curvas de demanda inversa para el mes de abril del año 2007, para cada uno de los seis periodos horarios, y para  $\varepsilon = -0,3$ . Es importante resaltar que todas las seis curvas de demanda son cortadas por el precio de referencia en sus respectivas cantidades de referencia. El precio de referencia para el mes de abril de 2007 fue de 34,56 \$/MWh, mientras que las cantidades de referencia para los periodos 1 y 6 fueron de 3530,29 MW y 2553,92 MW, respectivamente.

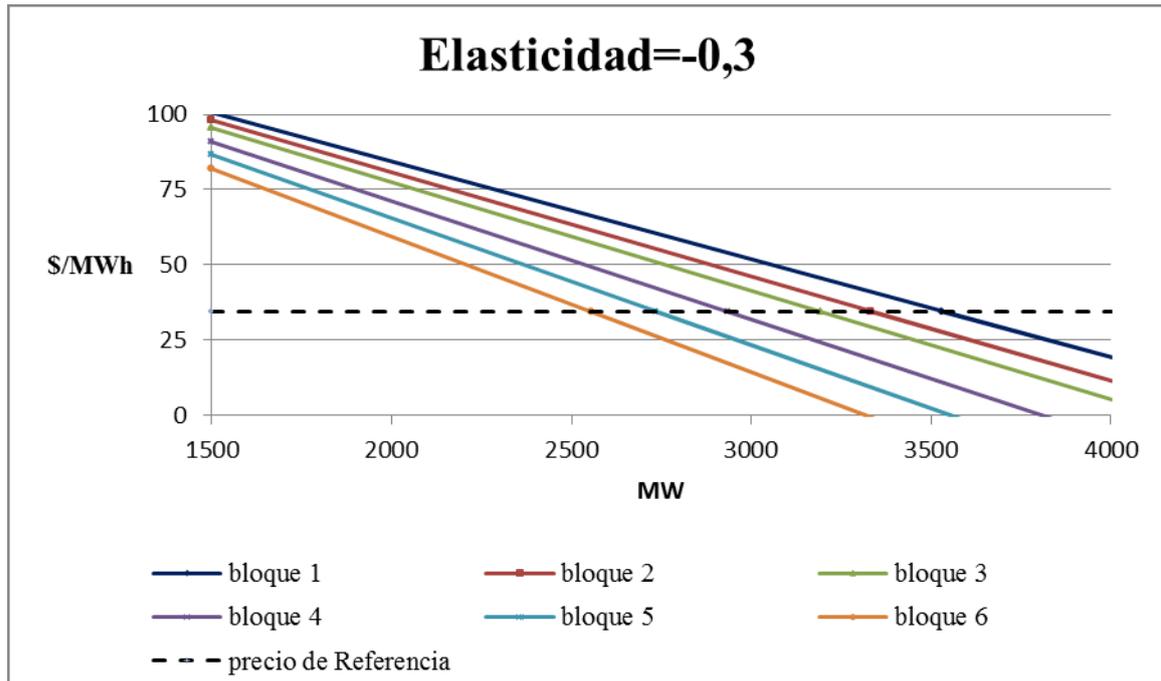
Por otro lado, es importante señalar que el análisis realizado en este capítulo se realiza para niveles de demanda que cubren el rango de operación del SEIN (se ha observado que para el periodo de análisis (marzo 2007 - diciembre 2008), la demanda mínima de potencia fue aproximadamente de 1920MW, mientras que la máxima ascendió aproximadamente a 4228MW). En consecuencia, al cubrir todo el rango de operación del SEIN en las simulaciones, para distintos valores de elasticidades precio de la demanda, se garantiza la validez de los resultados de las simulaciones para dicho rango.

---

<sup>73</sup>Para más detalles sobre la estimación de la elasticidad de la demanda de electricidad a nivel internacional, véase: **Bohi y Zimmerman (1984)**, **Patrick y Wolak (1997)**, **Wolak y Patrick (2001b)**, **King y Chatterjee (2003)**, **Reiss (2005)**, y **NIEIR (2007)**.

<sup>74</sup> Los incrementos empleados en este capítulo para el análisis con diversos valores de las elasticidades precio de la demanda han sido del orden de las centésimas, en términos absolutos.

Figura 4.10: Curvas de demanda para  $\epsilon = -0,3$  (Abril de 2007)



Fuente: Elaboración propia. Datos del COES-SINAC.

Finalmente, es relevante mencionar que los datos utilizados para la construcción de las curvas de duración para cada mes correspondiente al periodo de análisis se han promediado los datos de la programación diaria que proporciona el COES-SINAC en su página Web, que viene dada por intervalos de media hora.

### 4.3.2.2 Oferta del mercado

Para construir las curvas de oferta de cada una de las empresas generadoras del SEIN (las estratégicas y la franja competitiva) en función de su potencia efectiva, se han ordenado en forma creciente las curvas discretas de los costes variables de cada una de sus unidades de generación. Los costes variables de las unidades de generación térmicas están dados por la suma de los costes variables de combustible y los costes variables de

no combustible<sup>75</sup>, mientras que los costes variables de las unidades hidráulicas de pasada<sup>76</sup> vienen dados por la suma del canon del agua<sup>77</sup> y de los costes por sólidos en suspensión<sup>78</sup>, y para las unidades hidráulicas con embalses regulables (central hidráulica de regulación<sup>79</sup>) adicionalmente a los costes por sólidos en suspensión y al canon del agua se les añade el valor del agua (coste de oportunidad del agua embalsada)<sup>80</sup>. Sin embargo, dado que el valor del agua se obtiene como resultado de un programa de optimización (a través del modelo PERSEO) en un contexto dinámico donde se valora la posible escasez futura de este recurso, el coste del agua no constituye un coste efectivamente incurrido sino una provisión ante posibles periodos de escasez de agua, por lo que dicho valor no será considerado dentro del cálculo de las curvas de oferta de las centrales hidráulicas ya que el marco de análisis del presente capítulo es estático<sup>81</sup>.

Los costes variables de las unidades generadoras son referidos a la barra Santa Rosa (barra de referencia<sup>82</sup> del SEIN). Además, la capacidad de cada una de las unidades

---

<sup>75</sup> El *coste variable de combustible (CVC)* es el gasto que se deriva del combustible empleado para producir una unidad de energía eléctrica (MWh) y representa el consumo medio indispensable para producir determinado valor de potencia, mientras que el *coste variable de no combustible (CVNC)* es el gasto de mantenimiento de una unidad generadora y que están en proporción directa con la producción de electricidad de dicha unidad.

<sup>76</sup> Las *centrales hidráulicas de pasada* son aquellas centrales que utilizan el caudal natural de un río, cuya agua no se almacena en reservorios, para la generación de energía eléctrica.

<sup>77</sup> El *canon del agua* es una retribución única al Estado, por el uso de los recursos naturales procedentes de centrales hidráulicas.

<sup>78</sup> Los *costes por sólidos en suspensión* representan los costes de mantenimiento de las centrales hidráulicas debido al desgaste ocasionado por los sólidos en suspensión del agua turbinada.

<sup>79</sup> Las *centrales hidráulicas de regulación* son aquellas centrales que emplean agua almacenada en reservorios, y cuyo caudal es regulable, para la generación de energía eléctrica. El almacenamiento del agua puede ser variable: horario, diario, semanal, mensual, anual y multianual.

<sup>80</sup> El *valor del agua semanal* considera la variación del coste futuro actualizado de operación y falla del SEIN, en relación a la variación del volumen del embalse del lago Junín durante una semana. El valor del agua ( $\$/m^3$ ) puede expresarse en  $\$/MWh$  empleando los rendimientos de las centrales eléctricas.

<sup>81</sup> No obstante, es importante resaltar que en un escenario dinámico, en el que el valor marginal del agua se obtiene como precio sombra en el resultado de un programa de optimización dinámica estocástico, el valor del agua juega un papel vital en la determinación del coste marginal de un sistema hidrotérmico.

<sup>82</sup> Como las operaciones en el SEIN se modelan como si todas ellas se realizaran en una misma barra (barra de referencia), los costes variables de cada unidad generadora en la barra de producción son afectados por un factor de penalidad (factor de pérdidas marginales para condiciones de baja, media, y alta demanda)

generadoras, aproximada por su potencia efectiva, ha sido ajustada por un factor de pérdidas en la transmisión y por un factor de autoconsumo. Para determinar los factores de pérdidas en la transmisión y de autoconsumo se ha empleado el promedio del total de pérdidas en transmisión (subtransmisión y transmisión), y del autoconsumo de cada central generadora en el SEIN del periodo 2001-2007 (6,6% y 0,8% respectivamente).

Asimismo, es importante señalar que a partir de los datos utilizados para la construcción de las curvas de costes (ordenados en forma creciente) de cada unidad generadora térmica, correspondiente a las empresas generadoras que operan en el SEIN, se han calculado los promedios de los costes mensuales a partir de datos semanales que proporciona el COES-SINAC para periodos de demanda alta media y baja, mientras que para el caso de las unidades hidráulicas se ha utilizado los costes operativos mensuales que proporciona el COES-SINAC en el programa de operación de mediano plazo.

Una vez determinados los costes variables de cada unidad generadora perteneciente a las 16 empresas generadoras (térmicas e hidráulicas) que producen electricidad en el SEIN, con el propósito de analizar el potencial ejercicio de poder de mercado que podrían ejercer las empresas generadoras que operan en el SEIN, las unidades térmicas de cada empresa han sido agrupadas por el tipo de combustible que emplean como insumo para la producción de electricidad, considerando implícitamente que la localización espacial de las centrales es irrelevante en el sentido que sus costes variables, que consideran las pérdidas marginales de transmisión desde la barra en que se encuentra ubicada cada central hasta la barra de referencia, están referidos a una barra de referencia (es decir, se está considerando que toda la oferta y la demanda están

---

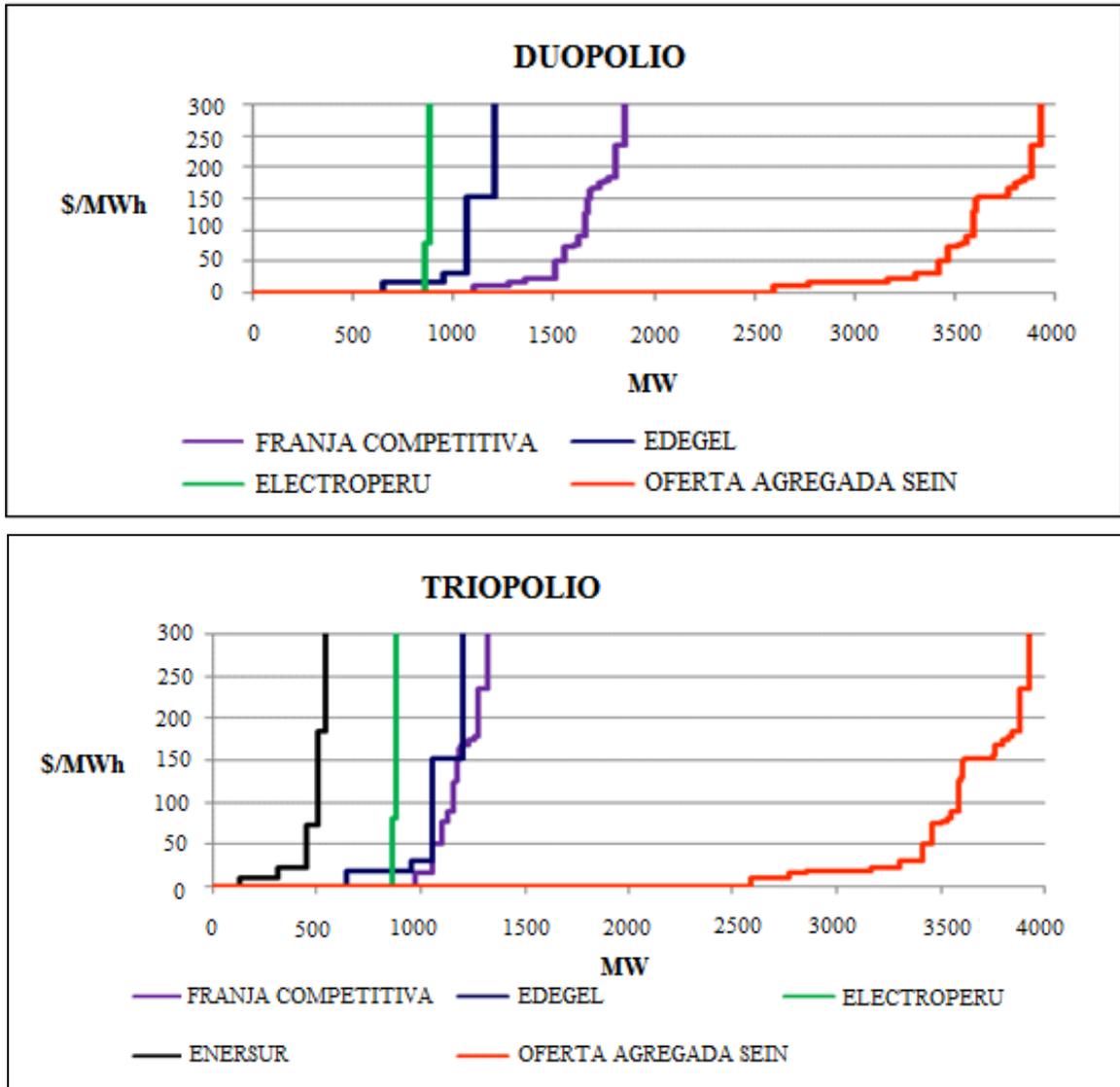
para ser referidos a la barra de referencia, y así considerar las pérdidas de transmisión que habrían desde la barra de producción hasta la barra de referencia.

concentradas en un único lugar geográfico del sistema de transmisión, y que por tanto, no existe diferenciación espacial) por lo que para dichas centrales se trabaja con los promedios de los costes variables de cada unidad generadora por tipo de combustible dentro de cada empresa. Otra opción para medir el poder de mercado de las empresas generadoras sería trabajar con los promedios de costes variables de las unidades generadoras térmicas de cada empresa que utilizan como insumo para la producción de electricidad distintos tipos de combustible cuyos costes son muy diferentes (los costes variables promedios pueden variar desde los 18\$/MWh para centrales a gas con ciclo combinado, hasta más de 200\$/MWh en el caso de las centrales que queman diesel con ciclo simple), pero consideramos que esta alternativa no es tan realista ya que se obtendrían promedios de costes variables que diferirían mucho de los costes reales de cada unidad generadora.

Por último, en la **figura 4.11** se puede apreciar para el mes de abril de 2007 la oferta agregada del SEIN, y las estructuras de costes (ordenados en forma creciente) de la franja competitiva y de las empresas generadoras que consideraremos como estratégicas, a saber: EDEGEL, ELECTROPERÚ y ENERSUR. Primeramente simularemos el mercado eléctrico peruano como un duopolio (considerando a EDEGEL y ELECTROPERÚ como empresas estratégicas que compiten entre sí en cantidades atendiendo a su demanda residual) con una franja competitiva, para luego comparar los resultados con los obtenidos de simular el mercado eléctrico peruano como un triopolio (considerando a ENERSUR junto con EDEGEL y ELECTROPERÚ como empresas estratégicas que compiten entre sí en cantidades atendiendo su demanda residual) con una franja competitiva, y así verificar si la tercera empresa de mayor tamaño, interactuando estratégicamente con las otras dos empresas

de mayor cuota de mercado, en el mercado de generación eléctrica sería lo suficientemente grande como para afectar considerablemente el precio del mercado.

**Figura 4.11: Oferta agregada del SEIN y costes variables de las empresas estratégicas y de la franja competitiva (Abril de 2007)**



Fuente: Elaboración propia.

## 4.4 Simulación

En esta sección vamos a describir el algoritmo implementado para realizar la simulación de un modelo de competencia oligopolística *à la Nash-Cournot* entre las empresas estratégicas, con franja competitiva. Asimismo, describiremos como las empresas estratégicas maximizan sus beneficios tanto en un escenario de competencia *à la Nash-Cournot* como en un escenario competitivo (*benchmark*).

### 4.4.1 Algoritmo del modelo de *Nash-Cournot*

Ahora vamos a describir el algoritmo iterativo<sup>83</sup> que se utilizará en la determinación del equilibrio de *Nash-Cournot* para las empresas estratégicas. Una vez determinada la demanda residual “Dr” que enfrentarán las empresas estratégicas (restando precio a precio a la curva de demanda total del mercado la curva de oferta agregada de la franja competitiva), en la primera iteración, la empresa estratégica con mayor cuota de producción determinará su producción óptima teniendo en cuenta su propia curva de costes variables y suponiendo que sus rivales no producen potencia alguna. A continuación, la segunda empresa estratégica (con la segunda mayor cuota de mercado), que enfrenta la demanda residual “Dr” menos la producción óptima de la primera empresa (dado que supone la producción de la primera empresa permanecerá invariable) y que tiene en cuenta sus costes variables, fija su producción óptima. De forma sucesiva

---

<sup>83</sup> Este algoritmo ha sido utilizado anteriormente para analizar el comportamiento estratégico de las empresas eléctricas, en diversos mercados internacionales, por **Bushnell y Knitell (1999)**, **Rojas (2001)**, **Villar y Rudnick (2003)** y **Alcalá y Ausejo (2005)**.

se procede con el resto de empresas estratégicas hasta iniciar la segunda iteración en la que la primera empresa nuevamente tendrá que elegir su producción óptima teniendo esta vez en cuenta la producción de las empresas rivales que se obtuvo en la primera iteración y su estructura de costes variables. El proceso iterativo culminará cuando ninguna de las empresas estratégicas sea capaz de mejorar su beneficio mediante la modificación de su producción individual, dadas las cantidades recientemente producidas por el resto de empresas estratégicas. Esto es lo que se conoce como un equilibrio de *Nash-Cournot*, siempre que se converja a una misma solución partiendo de distintas condiciones iniciales (modificando el orden en el que las empresas estratégicas inician el juego en la primera iteración).

## **4.4.2 Maximización de los beneficios de las empresas**

### **4.4.2.1 Escenario de competencia à la *Nash-Cournot***

Para cada mes del periodo de análisis (marzo 2007 - diciembre 2008), en cada iteración, cada una de las empresas estratégicas fijará un nivel de producción (variable estratégica: potencia medida en MW) de manera que maximice su beneficio en función del precio que obtiene a través de la función de su demanda residual<sup>84</sup>. El algoritmo implementado en la simulación del modelo de competencia à la *Nash-Cournot* permite determinar para cada nivel de producción de la oferta agregada de cada empresa estratégica el beneficio de cada una de ellas, seleccionando el beneficio óptimo (valor máximo global, dentro de sus

---

<sup>84</sup> La demanda residual que encaran las empresas estratégicas se determina restando para cada precio la oferta agregada de la franja competitiva a la demanda total, para cada uno de los seis periodos horarios.

respectivos *espacios de estrategias*<sup>85</sup>). Es decir, el programa de simulación para cada nivel de producción<sup>86</sup> perteneciente al espacio de estrategias de cada empresa estratégica determina el precio a cobrar por dicha producción a través de la curva de su demanda residual, y con dichos valores calcula los beneficios correspondientes a cada nivel de producción como la diferencia entre los ingresos y los costes.

Posteriormente, el algoritmo seleccionará el/los equilibrio/s (producción y precio) para los cuales se obtiene el mayor beneficio en el espacio de estrategias de cada empresa estratégica. Este procedimiento se repetirá para cada uno de los seis periodos horarios, con lo cual se obtendrán seis valores de producción óptima (MW) y seis valores de precios (\$/MWh) para cada una de las empresas estratégicas. Para cada bloque horario, sumando la producción óptima de las empresas estratégicas se determina a través de la curva de demanda residual correspondiente a cada periodo horario el precio de *Nash-Cournot*.

Con los seis valores de precios de *Nash-Cournot*, para cada bloque horario, se podrá determinar la cantidad de potencia (MW) total del SEIN a través de la demanda total del mercado. Restando a la potencia total del SEIN la suma de la producción óptima de las empresas estratégicas se obtendrá para cada bloque horario la producción de potencia de la franja competitiva. Para obtener en cada periodo horario la energía (MWh) promedio mensual producida por cada empresa estratégica y por la franja competitiva, se multiplicarán las potencias producidas por cada una de ellas por 720 horas (el número de horas correspondientes a un mes). Con los precios de *Nash-Cournot* y con los valores de energía

---

<sup>85</sup> El *espacio de estrategias* de cada empresa estratégica vendrá dado por  $[0, q_k]$  donde  $q_k$  es la capacidad instalada de cada empresa estratégica (aproximada por su potencia efectiva).

<sup>86</sup> El programa de simulación permite calcular los beneficios de las empresas estratégicas, en sus respectivos espacios de estrategias, para incrementos de producción mínimos de hasta 0,1 MW.

determinados en cada periodo horario se determinará una media ponderada mensual tanto para los precios de *Nash-Cournot* como para la energía producida por las empresas estratégicas y la franja competitiva.

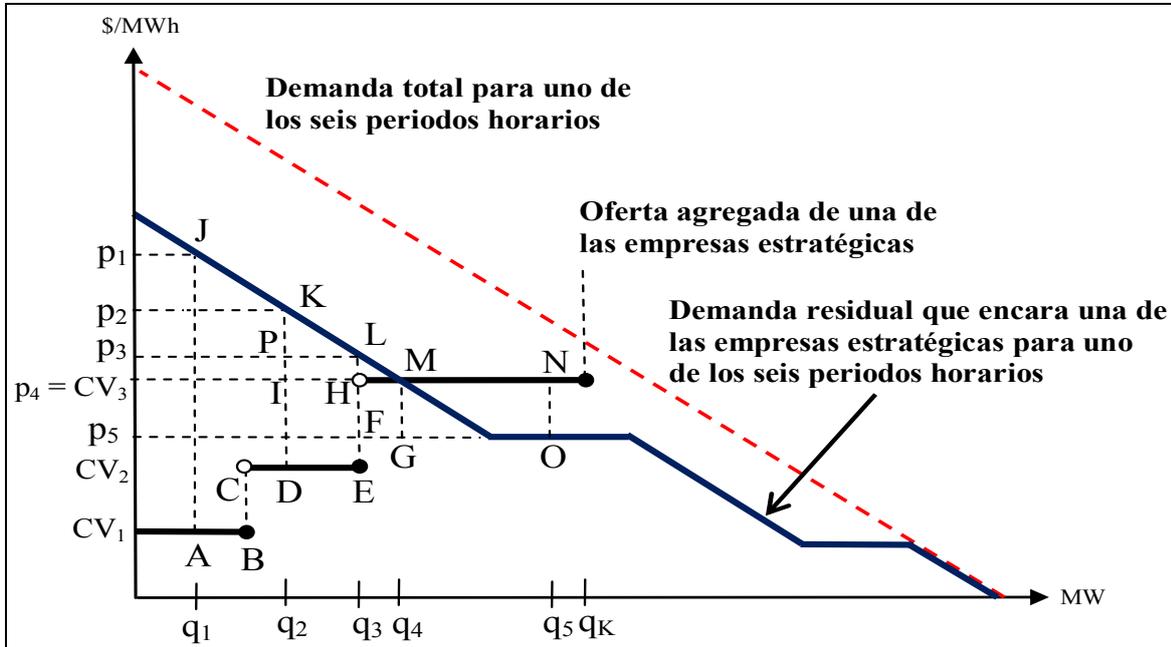
En caso se presenten diversos valores de producción que maximicen los beneficios de las empresas estratégicas (equilibrios múltiples), se seleccionará el mayor nivel de producción como cantidad de equilibrio, ya que se supondrá que las empresas producirán la mayor cantidad de electricidad que les sea posible, para cada una de las unidades de su *mix* de producción, siempre y cuando los diversos valores de producción, menores o iguales a la capacidad de aquella unidad cuyo coste variable coincide con la demanda residual (tramo horizontal en el que la curva de costes variables y la curva de demanda residual se traslapan), le generen el mismo beneficio (ver **figura 4.13**).

En la **figura 4.12**, se aprecian cinco posibles valores de cantidades,  $q_1, q_2, q_3, q_4$  o  $q_5$ , pertenecientes al espacio de estrategias  $[0, q_K]$ , entre los cuales una empresa estratégica tendría que decidir su producción óptima, luego de determinar a través de su demanda residual los precios  $p_1, p_2, p_3, p_4$  o  $p_5$ , correspondientes a cada nivel de producción. En tal figura, la cantidad óptima sería  $q_2$ , ya que produce un beneficio (área  $p_2-K-D-C-B-CV_1$ ) mayor al que se obtendría con  $q_1$  (área  $p_1-J-A-CV_1$ ),  $q_3$  (área  $p_3-L-E-C-B-CV_1$ ),  $q_4$  (área  $p_4-H-E-C-B-CV_1$ ), o con  $q_5$  (área  $p_5-F-E-C-B-CV_1$  menos área  $H-N-O-F$ ), siempre que se verifique que el área  $p_2-K-P-p_3$  es mayor al área  $P-L-E-D$  y que el área  $p_2-K-I-p_4$  es mayor al área  $I-H-E-D$ .

En la **figura 4.13** se presenta el caso en el que la oferta y la demanda agregadas tienen múltiples puntos de intersección (equilibrios múltiples). En este caso, para valores mayores a  $K_2$  y menores o iguales a  $q^*$ , la empresa estratégica obtendría el mismo nivel de beneficios. No obstante, como ya se ha indicado, el punto de equilibrio vendrá dado por

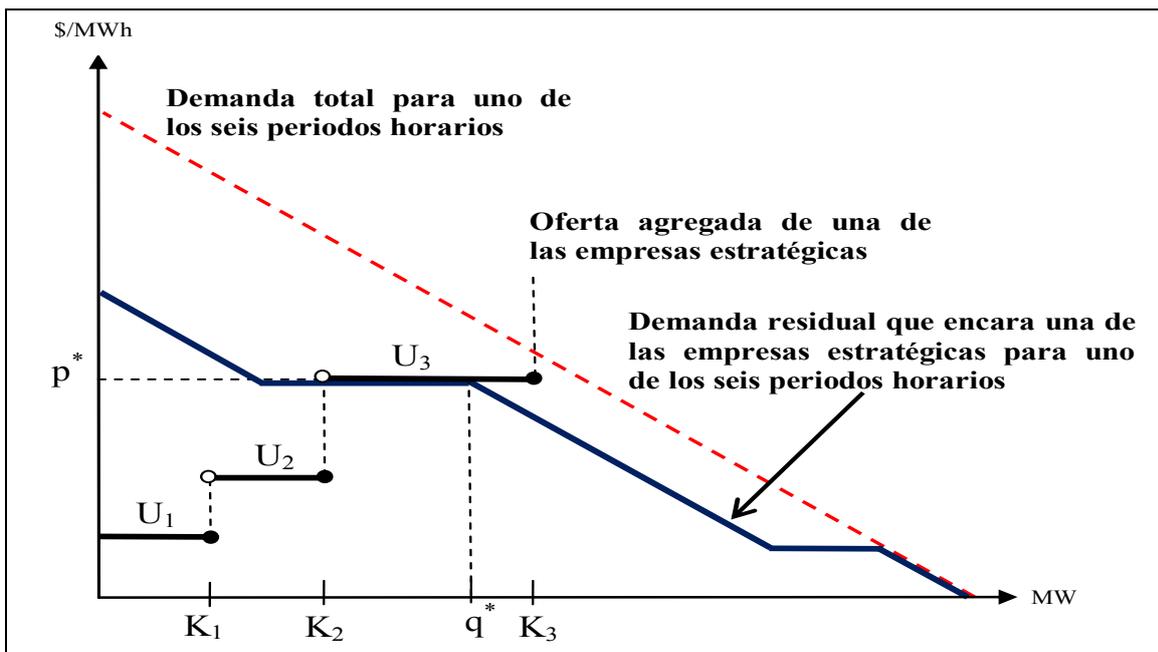
aquél cuya cantidad sea la mayor posible (menor o igual a la capacidad de la unidad  $U_3$ : esto es,  $K_3$ ). En este caso, el punto de equilibrio que se adoptará será:  $(p^*, q^*)$ .

**Figura 4.12: Beneficios de empresas estratégicas compitiendo à la Cournot**



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 4.13: Caso de equilibrios múltiples (caso Cournot)**



Fuente: Elaboración propia.

#### **4.4.2.2 Escenario competitivo (*Benchmark*)**

Como marco de referencia se va a simular un escenario competitivo, donde las empresas estratégicas igualan su función de oferta agregada (de ambas) con la función de demanda residual que ambas enfrentan, para cada uno de los seis periodos horarios. El cruce de las curvas de demanda residual para cada periodo horario con la función de oferta agregada determinará el precio competitivo de cada periodo (\$/MWh), el que a su vez permitirá determinar la cantidad de potencia (MW) que cada empresa estratégica produciría y la cantidad de potencia (MW) que la franja competitiva produciría en cada periodo horario correspondiente a este escenario competitivo. Sumando para cada periodo horario la potencia producida por las empresas estratégicas y por la franja competitiva se obtiene la potencia total (MW) producida en el sistema. Para obtener la cantidad de energía (MWh) mensual de cada empresa estratégica, de la franja competitiva, y de la totalidad del sistema, correspondiente a cada mes del periodo de análisis (marzo 2007 - diciembre 2008), se deberá sumar sus correspondientes niveles de potencia despachada (MW) en cada bloque horario y a dicha suma multiplicarla por 120 horas. Asimismo, para determinar el promedio ponderado mensual del precio competitivo, dividimos la suma de los productos de los precios y las potencias totales correspondientes a cada uno de los periodos horarios entre la suma de las potencias totales para cada periodo horario.

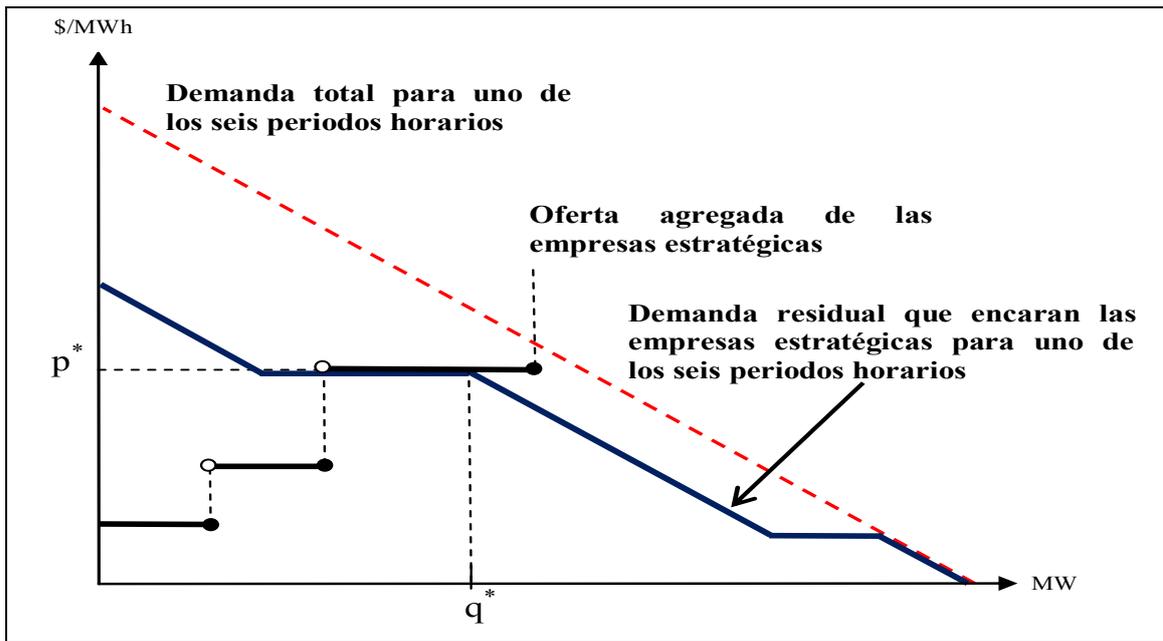
En caso de que existan varios niveles de producción que maximicen el beneficio de determinada empresa estratégica, se ha decidido elegir el mayor valor de la producción (inferior o igual a la capacidad de la unidad de generación cuyo coste variable coincide con la demanda residual en determinado tramo horizontal) que maximice dicho beneficio, dado que en un escenario competitivo las empresas, en teoría, no tendrían

incentivos a restringir capacidad. Asimismo, en caso la curva de demanda residual pase justo entre dos escalones de la curva de oferta agregada, aún cuando no existe un corte real entre la demanda residual y la curva de oferta agregada, se ha decidido elegir como precio de equilibrio el valor del precio que se obtiene a través de la demanda residual correspondiente a la cantidad donde se produce el salto de la curva de oferta agregada.

En la **figura 4.14**, se muestra el caso en el que la oferta y la demanda agregadas tienen múltiples puntos de intersección (equilibrios múltiples). Como ya se ha señalado, el punto de equilibrio vendrá dado por aquél cuya cantidad sea la mayor posible. En este caso, el punto de equilibrio que se adoptará será:  $(p^*, q^*)$ .

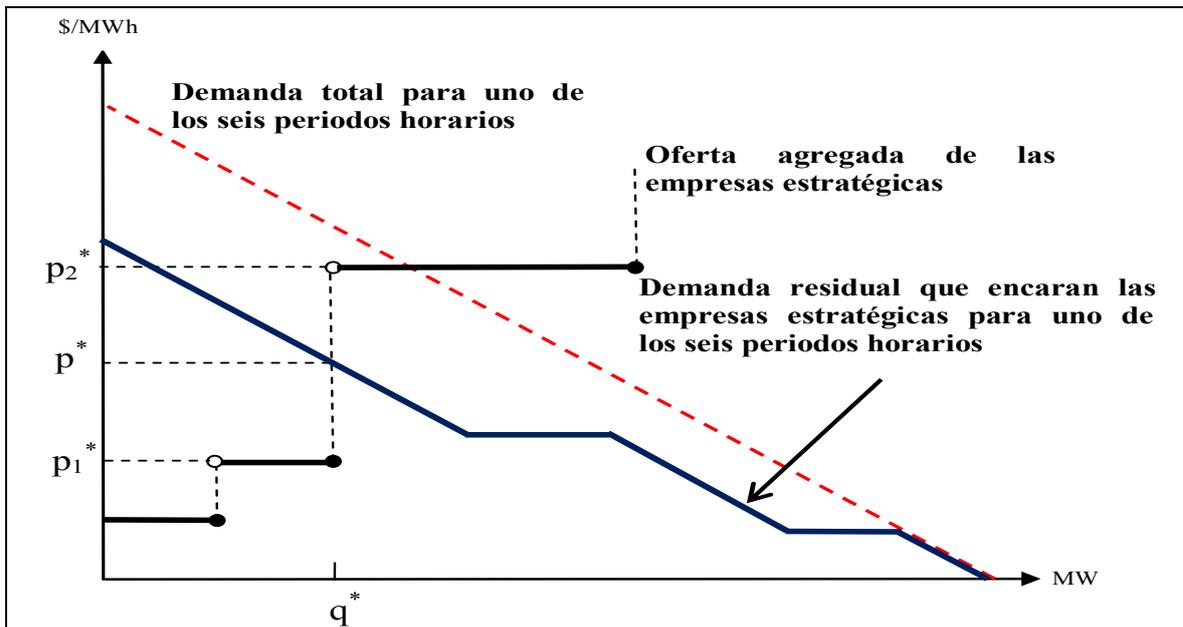
En la **figura 4.15**, se muestra el caso en el que la demanda residual de las empresas estratégicas pasa por uno de los saltos de su curva de oferta agregada (donde la función de costes no está definida). Para el nivel de producción  $q^*$  se han dibujado tres valores de precios,  $p_1^*$ ,  $p^*$ , y  $p_2^*$ . De acuerdo a lo señalado líneas arriba, se adoptará como precio de equilibrio para el nivel  $q^*$  el valor de  $p^*$ .

**Figura 4.14: Caso de equilibrios múltiples (caso competitivo)**



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 4.15: Caso en el que no hay cruce entre oferta y demanda agregadas**



Fuente: Elaboración propia.

## 4.5 Resultados de la simulación

En este capítulo se utilizan, además del índice de Lerner promedio mensual simulado de todo el SEIN (el margen entre el promedio mensual del precio de *Nash-Cournot* simulado y el promedio mensual del precio competitivo simulado, dividido entre el promedio mensual del precio de *Nash-Cournot*) y del PCMI (el margen entre el precio de *Nash-Cournot* promedio mensual simulado y el precio competitivo promedio mensual simulado, dividido entre el precio competitivo promedio mensual simulado) expresados en términos porcentuales, dos de los cuatro indicadores<sup>87</sup> de ejercicio de poder de mercado definidos en **Stoft (2002)**<sup>88</sup>, bajo el supuesto que no existen restricciones de capacidad en la transmisión, dado que estos dos indicadores son los que proporcionan una mayor evidencia del ejercicio de poder de mercado. En concreto, los indicadores de poder de mercado definidos en **Stoft (2002)** aquí utilizados son: *la distorsión del precio* y *la distorsión de la cantidad*. *La distorsión del precio*<sup>89</sup> es la diferencia entre el precio de equilibrio estratégico (en nuestro caso el precio de *Nash-Cournot*) y el precio de equilibrio competitivo, es decir el

---

<sup>87</sup> Suponiendo que, de la totalidad de productores presentes en el mercado, uno de ellos estratégicamente retira cierta cantidad de producción de su potencial oferta competitiva, y asumiendo que el resto de productores mantienen su oferta basada en sus costes marginales, la oferta correspondiente a un escenario estratégico se contraería respecto a la oferta de un escenario competitivo produciendo una cantidad de equilibrio estratégico menor a la obtenida en un escenario competitivo y un precio de equilibrio estratégico mayor al correspondiente al de un escenario competitivo (la cantidad y el precio de equilibrio competitivos se obtienen del cruce de la demanda total del mercado y de la oferta competitiva total del mercado, mientras que la cantidad y el precio de equilibrio estratégicos se obtienen del cruce de la demanda total del mercado y de la oferta contraída). En este escenario, a parte de *la distorsión del precio* y de *la distorsión de la cantidad*, los otros dos indicadores de poder de mercado propuestos en **Stoft (2002)** son: *la retención de cantidad* (la diferencia entre la cantidad que debería producirse dado el precio que se cobrará en el equilibrio estratégico y la cantidad de equilibrio estratégico) y el *mark-up del mercado* (la diferencia entre el precio de equilibrio estratégico y el coste marginal de todo el mercado, ambos evaluados en la cantidad de equilibrio estratégico).

<sup>88</sup> En **Alcalá y Ausejo (2005)** podrá encontrarse una explicación bastante detallada a favor de complementar el uso del tradicional índice de Lerner con los indicadores definidos en **Stoft (2002)** y con el PCMI para detectar y medir el ejercicio de poder de mercado en los mercados eléctricos.

<sup>89</sup> La distorsión del precio (promedio mensual) vendría a ser igual al PCMI multiplicado por el precio de equilibrio competitivo simulado (promedio mensual).

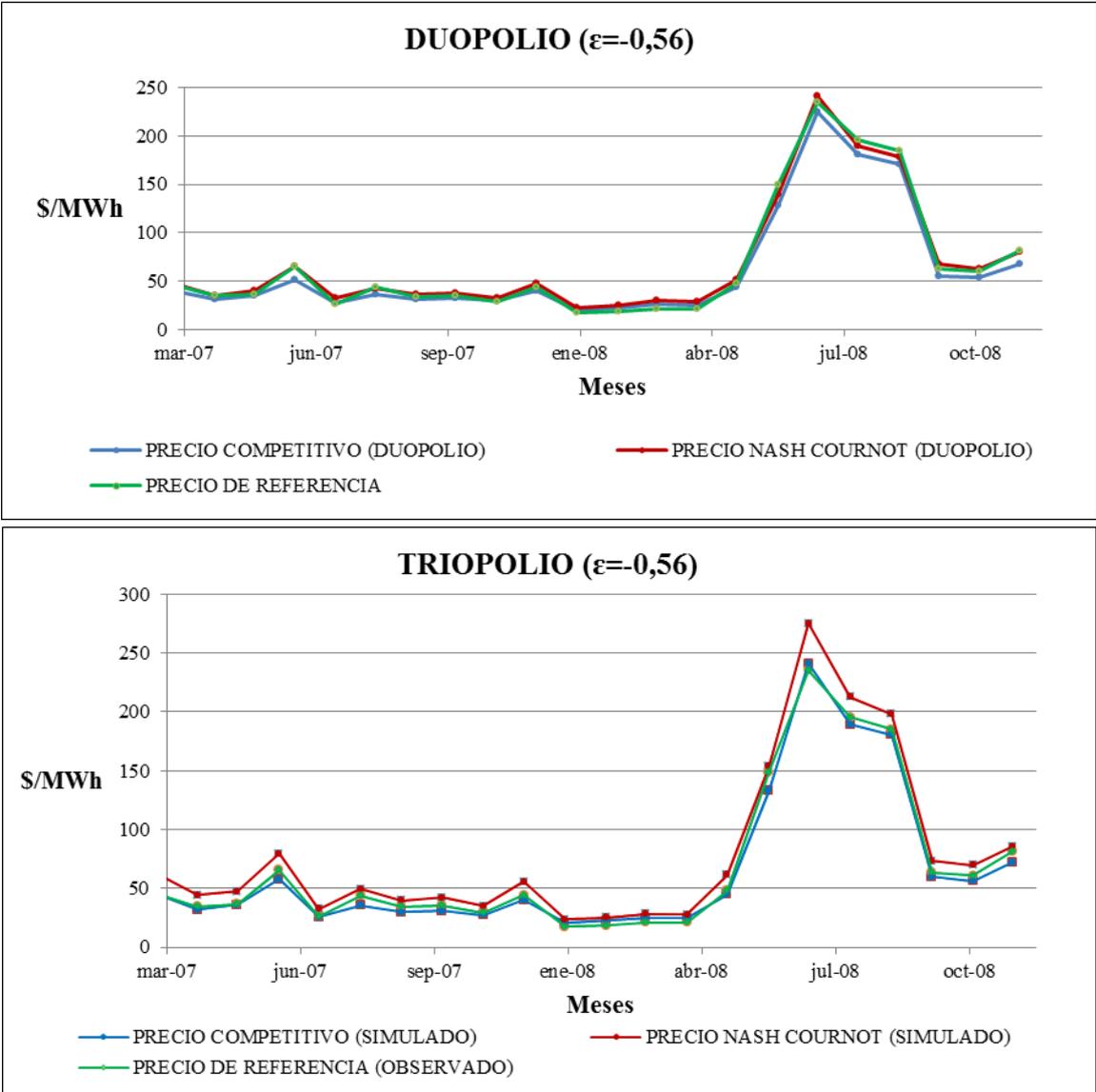
el incremento del precio respecto al equilibrio de un escenario competitivo; mientras que *la distorsión de la cantidad* viene dada por la diferencia entre la cantidad de equilibrio competitivo y la cantidad de equilibrio estratégico, es decir decremento de la producción respecto al nivel competitivo. Si cualquiera de estos indicadores es estrictamente positivo, en consecuencia existe poder de mercado en el lado de la oferta en un mercado eléctrico. Sin embargo, si la demanda es perfectamente inelástica, entonces podría haber poder de mercado en el lado de la oferta aún cuando la distorsión de la cantidad fuese nula.

Para poder comparar los resultados obtenidos tanto para el escenario de triopolio como para el escenario de duopolio con franja competitiva, se ha buscado un valor de la elasticidad precio tal que para ambos casos el precio de *Nash-Cournot* simulado sea mayor al precio observado (precio *spot*) y éste a su vez mayor al precio del escenario competitivo simulado. El valor de la elasticidad que mejor ajuste simultáneo nos ha proporcionado, para la mayoría de los meses del periodo de análisis, ha correspondido al valor de -0,56. En la **figura 4.16**, para  $\epsilon = -0,56$ , se presentan los precios simulados y los precios observados, tanto para el caso de duopolio como para el caso de triopolio.

En la **figura 4.16**, además se puede apreciar que en los meses de sequía (junio-noviembre) los precios son más altos que en el resto de meses. En el caso del 2008, el pico observado, tanto para el caso de duopolio como para el caso de triopolio se explica por las escasas lluvias que se produjeron durante los meses de sequía y por la congestión de la red de transporte del ducto de gas de Camisea, que se utiliza como insumo para la producción de electricidad de las centrales termoeléctricas, que obligó a dichas centrales a quemar combustibles mucho más caros que el gas natural para la producción de electricidad.

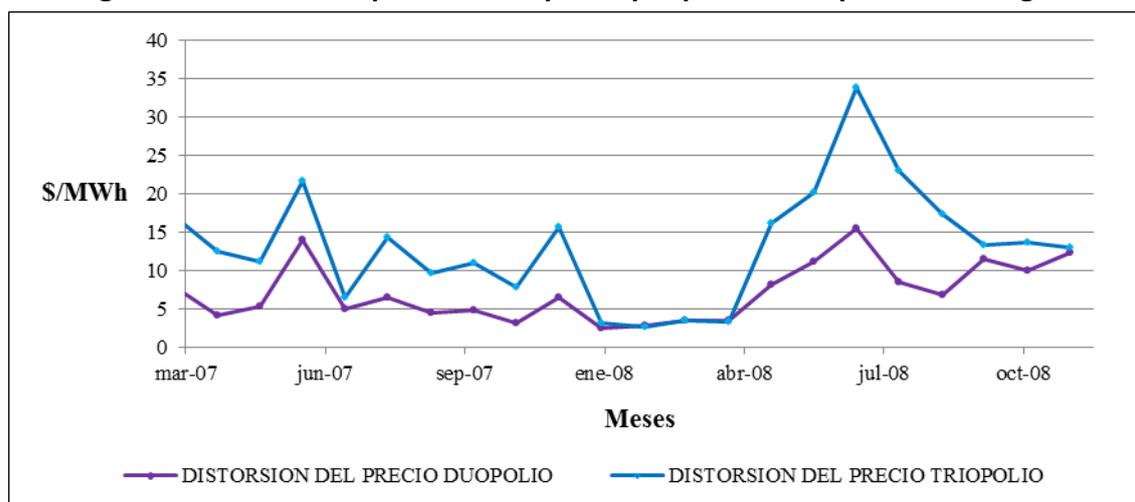
En la **figura 4.17**, para  $\epsilon = -0,56$ , presentamos la distorsión de precios que las empresas estratégicas, (Edegel y Electroperú en el caso de duopolio, y adicionalmente Enersur en el caso de triopolio), estarían incentivadas a realizar. Como era de esperar, la distorsión de precios para el caso de triopolio es mayor al caso de duopolio, dado que en el escenario triopolístico existe una empresa estratégica adicional (y la oferta de la franja competitiva se ha reducido exactamente en la oferta de la tercera empresa estratégica) interactuando estratégicamente con las otras dos para influir sobre el precio de la electricidad a la alza.

**Figura 4.16: Precios simulados y observados en el SEIN**



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 4.17: Distorsión potencial del precio por parte de empresas estratégicas**



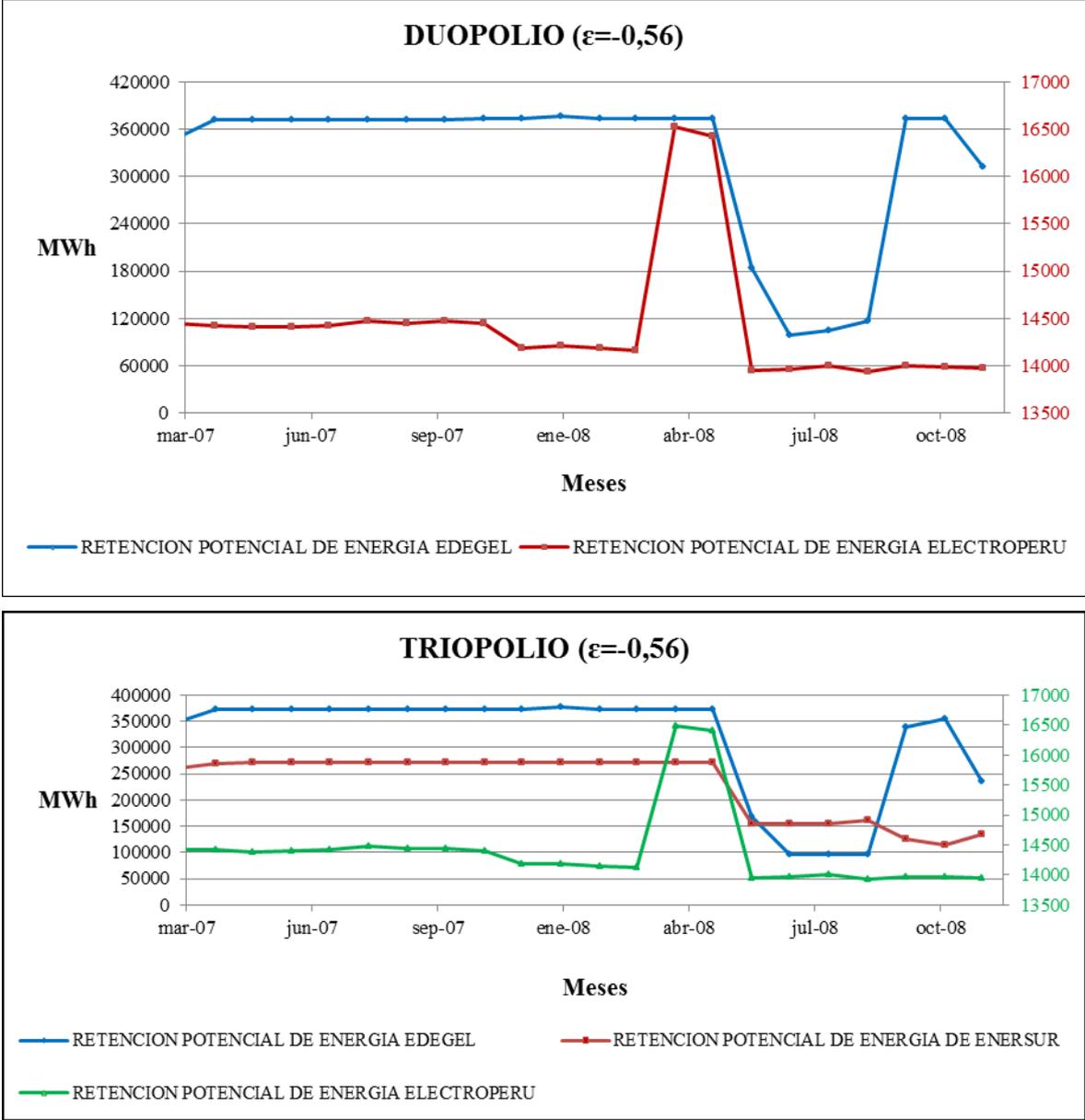
Fuente: Elaboración propia.

En la **figura 4.18**, para  $\epsilon = -0,56$ , se muestra la cantidad de energía que las empresas habrían estado incentivadas a retener, tanto para el caso duopolístico como para el caso triopolístico. En esta figura se puede apreciar que debido a la diversa composición tecnológica de las empresas estratégicas, sus incentivos a retener capacidad son muy distintos entre sí. No obstante, lo que es evidente, es que la distorsión potencial de energía por parte de las empresas estratégicas no es para nada despreciable, sobre todo para Edegel y para Enersur (empresas de propiedad privada, a diferencia de la empresa estatal Electroperú).

La **figura 4.19** nos muestra, para todos los meses del periodo de análisis, los índices de Lerner y los PCMI para  $\epsilon = -0,56$ , tanto para el caso duopolístico como para el caso triopolístico. Para el caso duopolístico, el promedio mensual correspondiente al periodo de análisis del índice de Lerner ascendió a 12,63% y del PCMI ascendió a 14,71%, mientras que para el caso triopolístico dichos índices fueron de 19,66% y 25,35%, respectivamente. Nuevamente, como era previsible y por razones similares a las

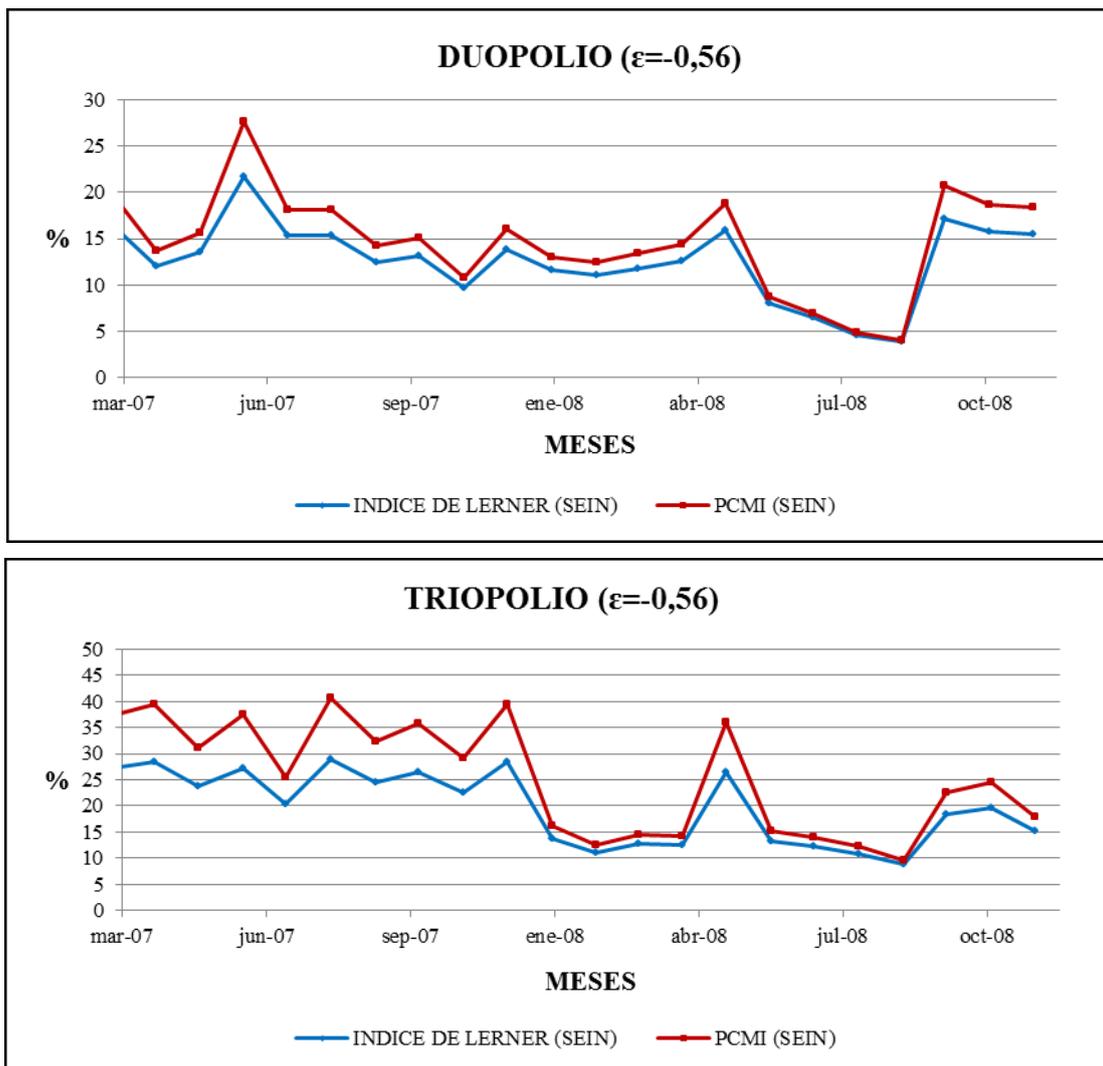
expuestas en el análisis de la distorsión de precios, los índices de poder de mercado de todo el SEIN resultan mayores para el caso triopolístico.

**Figura 4.18: Retención potencial de energía por parte de empresas estratégicas**



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.19: Índices de poder de mercado del SEIN



Fuente: Elaboración propia.

Para complementar este análisis, tanto para el caso duopolístico como para el caso triopolístico, a continuación mostramos los resultados que se han obtenido para diversos valores de elasticidades del precio de *Nash-Cournot* simulado, de la distorsión potencial del precio, y de los índices de poder de mercado en el SEIN.

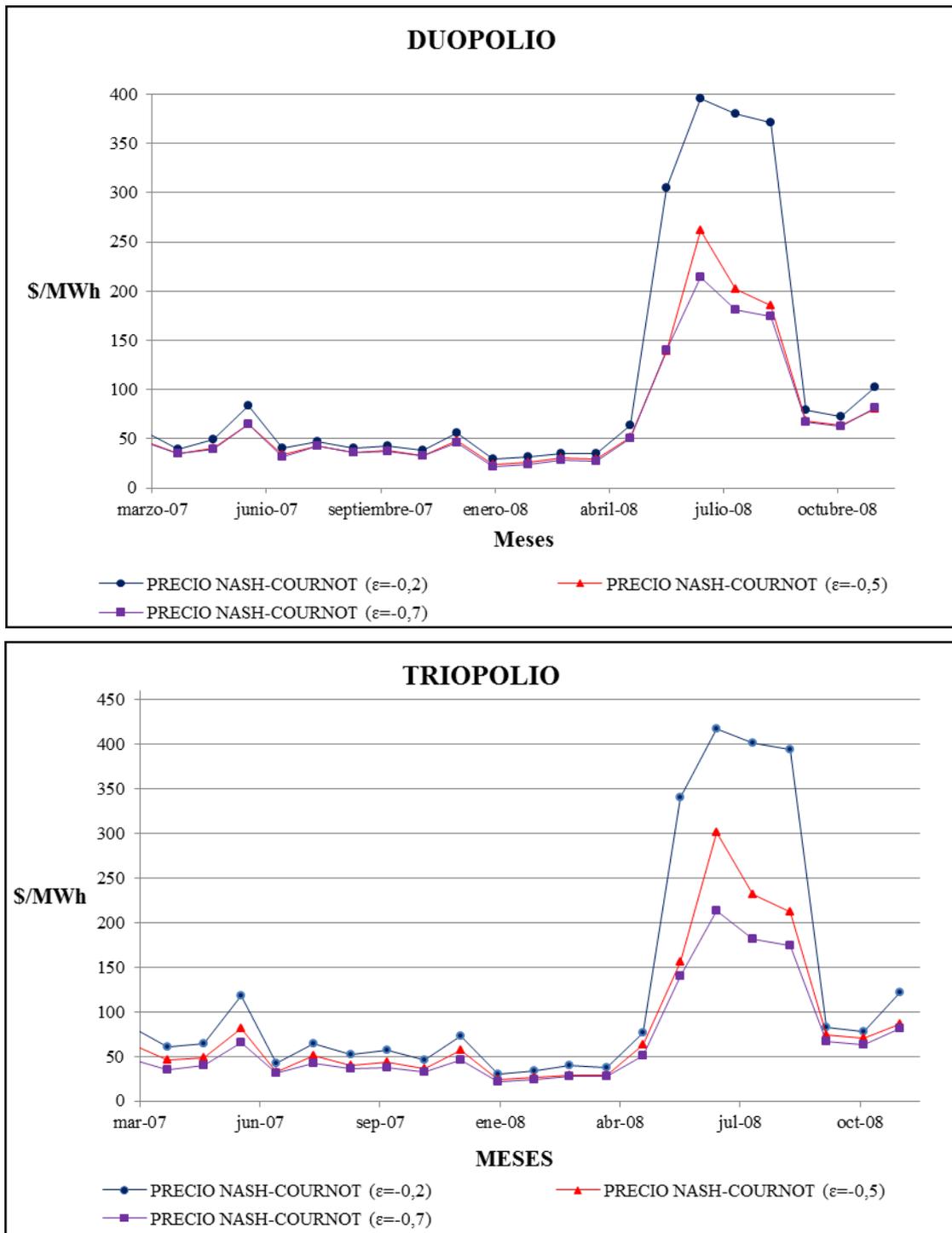
En la **figura 4.20** podemos observar el precio de *Nash-Cournot* simulado en función de la elasticidad precio de la demanda para los dos escenarios de competencia oligopolística simulados. Asimismo, podemos notar que para cada elasticidad, los precios de *Nash-Cournot* simulados son mayores en el caso de triopolio. Además, como era

previsible, se puede notar que al aumentar la elasticidad precio de la demanda, para todos los meses del periodo de análisis, los precios caen independientemente del escenario oligopolístico analizado.

Respecto a la distorsión potencial del precio, la **figura 4.21** nos permite apreciar que para todo el periodo de análisis e independientemente del escenario de competencia oligopolística simulado, las empresas estratégicas tendrían incentivos menores para distorsionar los precios según la elasticidad de la demanda precio de la demanda disminuye. Además, nuevamente observamos que, mes a mes, para el caso triopolístico se obtienen valores de distorsión de precios superiores a los del caso duopolístico.

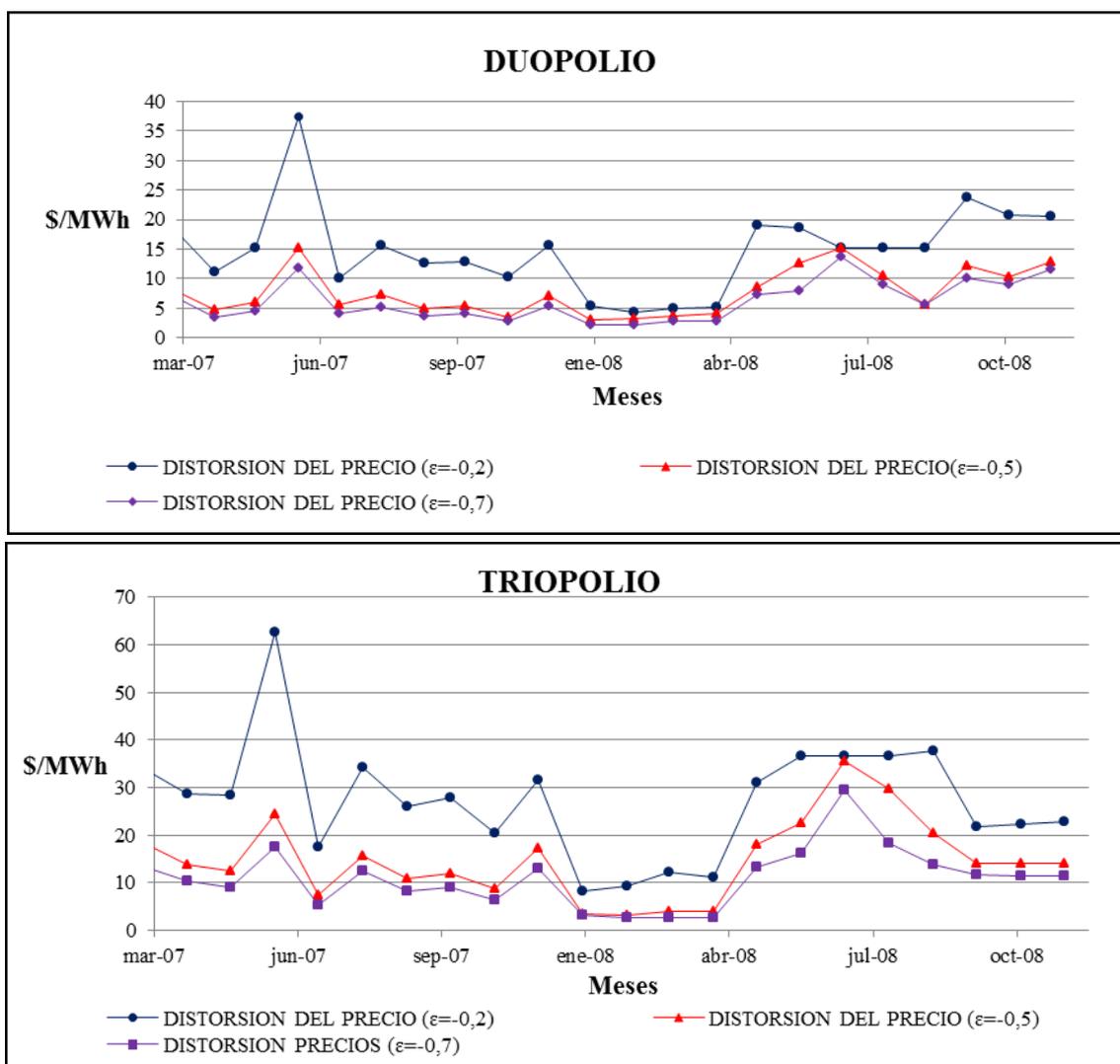
Finalmente, en cuanto a la variación de los índices de poder de mercado para distintos valores de elasticidades, la **figura 4.22** muestra, tanto para el caso de duopolio y para el caso de triopolio, los índices de Lerner y los PCMI del SEIN para cada mes del periodo de análisis. En esta figura se aprecia que en general y como era de esperar, a mayor elasticidad el poder de mercado disminuye, independientemente del escenario de competencia oligopolística simulado.

Figura 4.20: Precios de *Nash-Cournot* en función de la elasticidad precio de la demanda



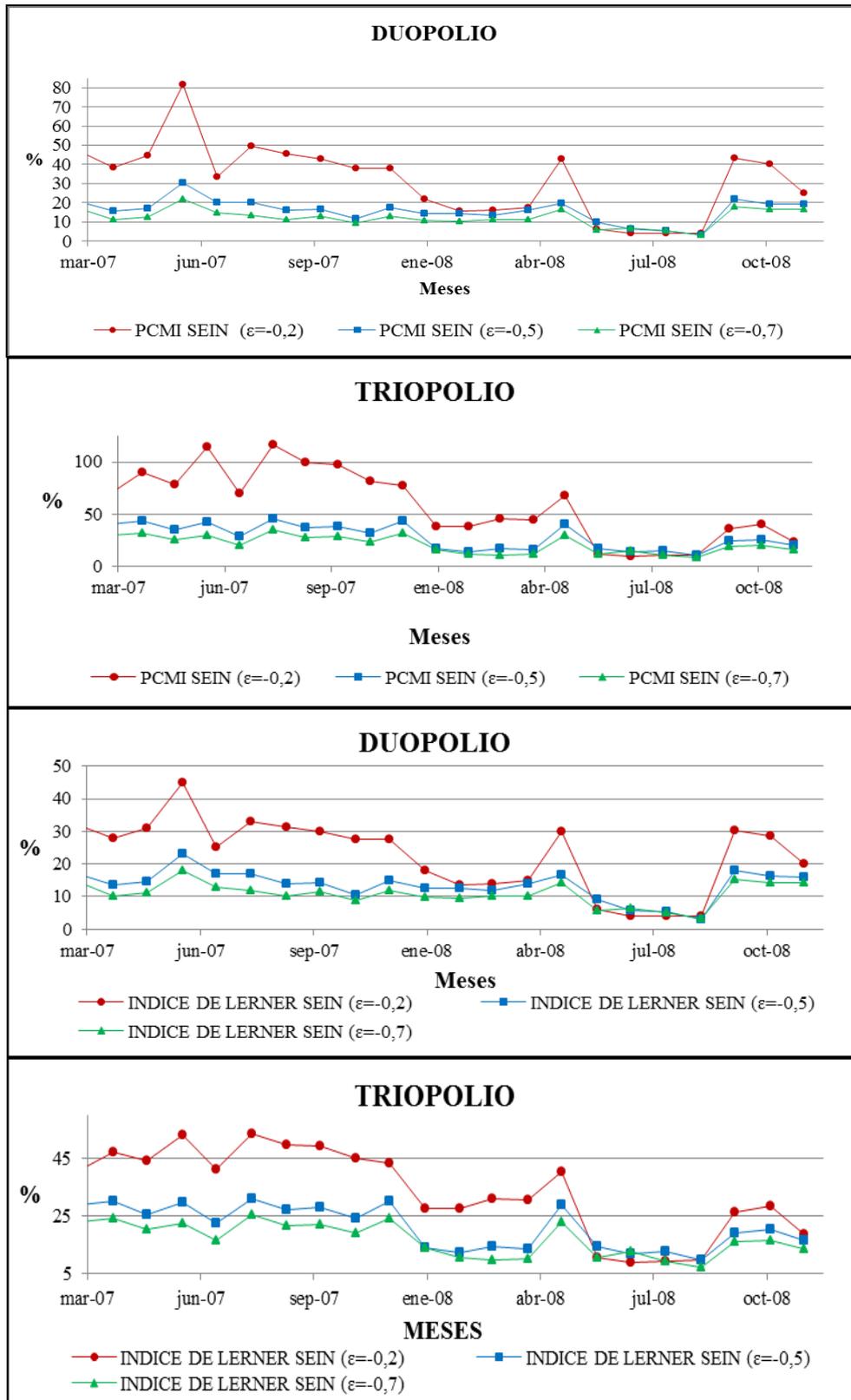
Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.21: Distorsión del precio en función de la elasticidad precio de la demanda



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 4.22: Índices de poder de mercado del SEIN en función de la elasticidad precio de la demanda**



Fuente: Elaboración propia.

## 4.6 Conclusiones

El modelo de *Nash-Cournot* con franja competitiva simulado en este capítulo podría ayudar a las autoridades peruanas a investigar bajo que condiciones resultaría beneficioso (o no) implementar un mercado mayorista competitivo tipo bolsa energética (*Power Exchange*) en la industria eléctrica peruana de manera tal que los precios de la generación eléctrica se determinasen por la libre y reiterada interacción entre la oferta y la demanda y no de manera administrativa como ocurre en la actualidad; y podría permitirles analizar algunas de las estrategias, como distorsión del precio y retiro de la producción, que las empresas generadoras estratégicas que operan en el sector eléctrico peruano estarían en condiciones de utilizar para influir al alza del precio de la electricidad si se llegara a efectuar la implementación de dicha bolsa energética en el Perú. No obstante, es importante recordar que este modelo sólo es una representación simplificada, de la amplia gama de posibles representaciones, de la demanda, de la estructura de costes y de las diversas estrategias que podrían emplear las empresas generadoras con mayor cuota de mercado para ejercer poder de mercado en el SEIN. En consecuencia, los resultados aquí obtenidos, que dependen de la elasticidad precio de la demanda, y de la estructura de costes de las empresas estratégicas y de la franja competitiva, deben considerarse únicamente como un análisis de los incentivos y de las estrategias que tendrían las empresas generadoras del SEIN para ejercer poder de mercado, en lugar de ser considerados como una predicción exacta de los precios de la electricidad en la industria eléctrica peruana, si es que en ella se implementara un mercado mayorista competitivo tipo bolsa energética.

Para el periodo de análisis, los resultados obtenidos, tanto para el caso de duopolio como para el caso de triopolio simulados, muestran que el incremento de la elasticidad reduce sustancialmente los precios, los valores de los índices de poder de mercado, y la distorsión del precio. Esto no hace más que confirmar la importancia del valor de la elasticidad precio de la demanda cuando analizamos el potencial ejercicio de poder de mercado en el SEIN.

Por otra parte, tras el presente análisis, nuestros resultados muestran los fuertes incentivos que las empresas generadoras tendrían para ejercer poder de mercado en el mercado eléctrico peruano reteniendo parte de su producción, si en dicho mercado los precios no se determinasen de manera administrativa. Por tanto, entre las posibles implicaciones de política, para buscar disminuir los potenciales ejercicio y abuso de poder de mercado en el SEIN por parte de las empresas generadoras estratégicas ante la implementación de un mercado mayorista competitivo tipo *Power Exchange*, podemos recomendar la venta de activos (*divestiture*) de las empresas generadoras de mayor cuota de mercado, el monitoreo del potencial abuso de poder de mercado por parte de la autoridad de promoción y defensa de la competencia (INDECOPI) en coordinación con el organismo regulador, políticas que promuevan la respuesta del lado de la demanda ante las fluctuaciones de los precios de la electricidad (si los consumidores contasen con medios tecnológicos para encarar y responder a las fluctuaciones del precio de la electricidad en tiempo real, se podría conseguir el incremento de la elasticidad de la demanda, lo cual contribuiría a mitigar el problema de poder de mercado y el riesgo latente del abuso de poder de mercado por parte de las empresas generadoras del SEIN), y políticas que promuevan el incremento de las reservas de la capacidad de la generación y de la transmisión eléctrica y de la capacidad de la red de transporte de gas natural de

Camisea para las centrales termoeléctricas que utilizan este insumo en la producción de electricidad.

Finalmente, es importante resaltar que aún queda por explorar los resultados que se obtendrían si se intercambiase el orden inicial en que las empresas estratégicas tomasen sus decisiones de optimización de sus beneficios (en el presente capítulo se ha asumido que la empresa con mayor cuota de mercado es la que inicia el proceso de toma de decisiones en el proceso iterativo en el que las empresas optimizan sus beneficios escogiendo cantidades y haciendo frente a sus respectivas demandas residuales). Asimismo, estamos implementando el programa de manera tal que nos permita analizar en un futuro cercano los efectos de una posible fusión entre algunas empresas generadoras que operan en el SEIN y el efecto que tendría la venta de activos de las empresas generadoras con mayor cuota de mercado.

## 4.7 Anexo: Códigos del programa de simulación

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%   MAIN.m
%
%   Es el programa "raíz" del simulador a partir del cual se
lleva a cabo la ejecución del proceso completo para una
elasticidad determinada mediante sucesivas llamadas a la
función "mainElectricas".
%
%   Al final de la ejecución, y con los resultados obtenidos,
se muestra un gráfico de evolución de precios Competitivo,
Cournot, y de Referencia para todos los meses con los que se
ha trabajado. Asimismo se crean diversas tablas con índices
PCMI/LERNER. Dichos resultados y gráficos son almacenados
como tablas Excel en las carpetas "gráficos" y "resultados",
respectivamente (ver final del presente fichero para más
detalle).
%
%   No tiene parámetros de entrada ni de salida, la ejecución
es tipo batch.
%
%   La ejecución de este programa se lleva a cabo en las
siguiente fases:

% FASE 1: INICIALIZACIÓN DE MATRICES DE RESULTADOS
% FASE 2: EJECUCIÓN DEL PROCESO COMPLETO PARA CADA UNO DE
LOS MESES
% FASE 3: GRÁFICOS DE EVOLUCIÓN DE PRECIOS COURNOT, DE
REFERENCIA Y COMPETITIVO
%           FASE 4: CÁLCULO DE LOS ÍNDICES LERNER/PCMI DEL SEIN

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%FASE 1: INICIALIZACIÓN DE MATRICES DE RESULTADOS

%   Matrices que almacenaran los 2 primeros graficos para
duopolio y triopolio. Es una matriz de 4x22 en la que en la
primera fila se almacenan los meses, en la segunda los precios
medios competitivos, en la tercera los precios medios Cournot
y en la ultima los precios de referencia.
graficolduo(1,:)=[1:1:22];
graficoltrio(1,:)=[1:1:22];

%   Matrices para los resultados de índices LERNER/PCMI del
SEIN. En la primera columna se indica el mes, en la segunda el
promedio del índice LERNER, en la tercera el promedio del
```

```

índice PCM y en la cuarta ladiferencia entre precio de
Cournot y precio competitivo
indicesLernerSEINduo(:,1)=[1:1:22];
indicesLernerSEINtrio(:,1)=[1:1:22];

```

```

%FASE 2: EJECUCIÓN DEL PROCESO COMPLETO PARA CADA UNO DE LOS
MESES

```

```

[graficolduo(2,1),graficoltrio(2,1),graficolduo(3,1),graficol
trio(3,1),graficolduo(4,1),graficoltrio(4,1)]=mainElectricas(
'200703',-0.1);
[graficolduo(2,2),graficoltrio(2,2),graficolduo(3,2),graficol
trio(3,2),graficolduo(4,2),graficoltrio(4,2)]=mainElectricas(
'200704',-0.1);
[graficolduo(2,3),graficoltrio(2,3),graficolduo(3,3),graficol
trio(3,3),graficolduo(4,3),graficoltrio(4,3)]=mainElectricas(
'200705',-0.1);
[graficolduo(2,4),graficoltrio(2,4),graficolduo(3,4),graficol
trio(3,4),graficolduo(4,4),graficoltrio(4,4)]=mainElectricas(
'200706',-0.1);
[graficolduo(2,5),graficoltrio(2,5),graficolduo(3,5),graficol
trio(3,5),graficolduo(4,5),graficoltrio(4,5)]=mainElectricas(
'200707',-0.1);
[graficolduo(2,6),graficoltrio(2,6),graficolduo(3,6),graficol
trio(3,6),graficolduo(4,6),graficoltrio(4,6)]=mainElectricas(
'200708',-0.1);
[graficolduo(2,7),graficoltrio(2,7),graficolduo(3,7),graficol
trio(3,7),graficolduo(4,7),graficoltrio(4,7)]=mainElectricas(
'200709',-0.1);
[graficolduo(2,8),graficoltrio(2,8),graficolduo(3,8),graficol
trio(3,8),graficolduo(4,8),graficoltrio(4,8)]=mainElectricas(
'200710',-0.1);
[graficolduo(2,9),graficoltrio(2,9),graficolduo(3,9),graficol
trio(3,9),graficolduo(4,9),graficoltrio(4,9)]=mainElectricas(
'200711',-0.1);
[graficolduo(2,10),graficoltrio(2,10),graficolduo(3,10),grafi
coltrio(3,10),graficolduo(4,10),graficoltrio(4,10)]=mainElect
ricas('200712',-0.1);
[graficolduo(2,11),graficoltrio(2,11),graficolduo(3,11),grafi
coltrio(3,11),graficolduo(4,11),graficoltrio(4,11)]=mainElect
ricas('200801',-0.1);
[graficolduo(2,12),graficoltrio(2,12),graficolduo(3,12),grafi
coltrio(3,12),graficolduo(4,12),graficoltrio(4,12)]=mainElect
ricas('200802',-0.1);
[graficolduo(2,13),graficoltrio(2,13),graficolduo(3,13),grafi
coltrio(3,13),graficolduo(4,13),graficoltrio(4,13)]=mainElect
ricas('200803',-0.1);
[graficolduo(2,14),graficoltrio(2,14),graficolduo(3,14),grafi
coltrio(3,14),graficolduo(4,14),graficoltrio(4,14)]=mainElect
ricas('200804',-0.1);

```

```

[graficolduo(2,15),graficoltrio(2,15),graficolduo(3,15),graficoltrio(3,15),graficolduo(4,15),graficoltrio(4,15)]=mainElectoricas('200805',-0.1);
[graficolduo(2,16),graficoltrio(2,16),graficolduo(3,16),graficoltrio(3,16),graficolduo(4,16),graficoltrio(4,16)]=mainElectoricas('200806',-0.1);
[graficolduo(2,17),graficoltrio(2,17),graficolduo(3,17),graficoltrio(3,17),graficolduo(4,17),graficoltrio(4,17)]=mainElectoricas('200807',-0.1);
[graficolduo(2,18),graficoltrio(2,18),graficolduo(3,18),graficoltrio(3,18),graficolduo(4,18),graficoltrio(4,18)]=mainElectoricas('200808',-0.1);
[graficolduo(2,19),graficoltrio(2,19),graficolduo(3,19),graficoltrio(3,19),graficolduo(4,19),graficoltrio(4,19)]=mainElectoricas('200809',-0.1);
[graficolduo(2,20),graficoltrio(2,20),graficolduo(3,20),graficoltrio(3,20),graficolduo(4,20),graficoltrio(4,20)]=mainElectoricas('200810',-0.1);
[graficolduo(2,21),graficoltrio(2,21),graficolduo(3,21),graficoltrio(3,21),graficolduo(4,21),graficoltrio(4,21)]=mainElectoricas('200811',-0.1);
[graficolduo(2,22),graficoltrio(2,22),graficolduo(3,22),graficoltrio(3,22),graficolduo(4,22),graficoltrio(4,22)]=mainElectoricas('200812',-0.1);

```

```

%FASE 3: GRÁFICOS DE EVOLUCIÓN DE PRECIOS COURNOT, DE REFERENCIA Y COMPETITIVO

```

```

% Mostramos la evolución de los precios de equilibrio competitivo, Cournot y de referencia para todos los meses (para duopolio y triopolio)
subplot(2,1,1);
plot(graficolduo(1,:),graficolduo(2:4,:), 'b', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(graficolduo(1,:),graficolduo(3:4,:), 'r', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(graficolduo(1,:),graficolduo(4,:), 'g', 'LineWidth', 2);
title('DUOPOLIO');
legend('Precio Competitivo','Precio Nash Cournot','Precio de Referencia');
subplot(2,1,2);
plot(graficoltrio(1,:),graficoltrio(2:4,:), 'b', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(graficoltrio(1,:),graficoltrio(3:4,:), 'r', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(graficoltrio(1,:),graficoltrio(4,:), 'g', 'LineWidth', 2);
title('TRIOPOLIO');
legend('Precio Competitivo','Precio Nash Cournot','Precio de Referencia');

```

%FASE 4: CÁLCULO DE LOS ÍNDICES LERNER/PCMI DEL SEIN

%DUOPOLIO

%ÍNDICES LERNER SEIN - PROMEDIO ILERNER SEIN

indicesLernerSEINduo(1,2)=((graficolduo(3,1)-  
graficolduo(2,1))/graficolduo(3,1))\*100;

indicesLernerSEINduo(2,2)=((graficolduo(3,2)-  
graficolduo(2,2))/graficolduo(3,2))\*100;

indicesLernerSEINduo(3,2)=((graficolduo(3,3)-  
graficolduo(2,3))/graficolduo(3,3))\*100;

indicesLernerSEINduo(4,2)=((graficolduo(3,4)-  
graficolduo(2,4))/graficolduo(3,4))\*100;

indicesLernerSEINduo(5,2)=((graficolduo(3,5)-  
graficolduo(2,5))/graficolduo(3,5))\*100;

indicesLernerSEINduo(6,2)=((graficolduo(3,6)-  
graficolduo(2,6))/graficolduo(3,6))\*100;

indicesLernerSEINduo(7,2)=((graficolduo(3,7)-  
graficolduo(2,7))/graficolduo(3,7))\*100;

indicesLernerSEINduo(8,2)=((graficolduo(3,8)-  
graficolduo(2,8))/graficolduo(3,8))\*100;

indicesLernerSEINduo(9,2)=((graficolduo(3,9)-  
graficolduo(2,9))/graficolduo(3,9))\*100;

indicesLernerSEINduo(10,2)=((graficolduo(3,10)-  
graficolduo(2,10))/graficolduo(3,10))\*100;

indicesLernerSEINduo(11,2)=((graficolduo(3,11)-  
graficolduo(2,11))/graficolduo(3,11))\*100;

indicesLernerSEINduo(12,2)=((graficolduo(3,12)-  
graficolduo(2,12))/graficolduo(3,12))\*100;

indicesLernerSEINduo(13,2)=((graficolduo(3,13)-  
graficolduo(2,13))/graficolduo(3,13))\*100;

indicesLernerSEINduo(14,2)=((graficolduo(3,14)-  
graficolduo(2,14))/graficolduo(3,14))\*100;

indicesLernerSEINduo(15,2)=((graficolduo(3,15)-  
graficolduo(2,15))/graficolduo(3,15))\*100;

indicesLernerSEINduo(16,2)=((graficolduo(3,16)-  
graficolduo(2,16))/graficolduo(3,16))\*100;

indicesLernerSEINduo(17,2)=((graficolduo(3,17)-  
graficolduo(2,17))/graficolduo(3,17))\*100;

indicesLernerSEINduo(18,2)=((graficolduo(3,18)-  
graficolduo(2,18))/graficolduo(3,18))\*100;

indicesLernerSEINduo(19,2)=((graficolduo(3,19)-  
graficolduo(2,19))/graficolduo(3,19))\*100;

indicesLernerSEINduo(20,2)=((graficolduo(3,20)-  
graficolduo(2,20))/graficolduo(3,20))\*100;

indicesLernerSEINduo(21,2)=((graficolduo(3,21)-  
graficolduo(2,21))/graficolduo(3,21))\*100;

indicesLernerSEINduo(22,2)=((graficolduo(3,22)-  
graficolduo(2,22))/graficolduo(3,22))\*100;

```

%ÍNDICES LERNER SEIN - PROMEDIO PCM SEIN
indicesLernerSEINduo(1,3)=(graficolduo(3,1)-
graficolduo(2,1))/graficolduo(2,1)*100;
indicesLernerSEINduo(2,3)=(graficolduo(3,2)-
graficolduo(2,2))/graficolduo(2,2)*100;
indicesLernerSEINduo(3,3)=(graficolduo(3,3)-
graficolduo(2,3))/graficolduo(2,3)*100;
indicesLernerSEINduo(4,3)=(graficolduo(3,4)-
graficolduo(2,4))/graficolduo(2,4)*100;
indicesLernerSEINduo(5,3)=(graficolduo(3,5)-
graficolduo(2,5))/graficolduo(2,5)*100;
indicesLernerSEINduo(6,3)=(graficolduo(3,6)-
graficolduo(2,6))/graficolduo(2,6)*100;
indicesLernerSEINduo(7,3)=(graficolduo(3,7)-
graficolduo(2,7))/graficolduo(2,7)*100;
indicesLernerSEINduo(8,3)=(graficolduo(3,8)-
graficolduo(2,8))/graficolduo(2,8)*100;
indicesLernerSEINduo(9,3)=(graficolduo(3,9)-
graficolduo(2,9))/graficolduo(2,9)*100;
indicesLernerSEINduo(10,3)=(graficolduo(3,10)-
graficolduo(2,10))/graficolduo(2,10)*100;
indicesLernerSEINduo(11,3)=(graficolduo(3,11)-
graficolduo(2,11))/graficolduo(2,11)*100;
indicesLernerSEINduo(12,3)=(graficolduo(3,12)-
graficolduo(2,12))/graficolduo(2,12)*100;
indicesLernerSEINduo(13,3)=(graficolduo(3,13)-
graficolduo(2,13))/graficolduo(2,13)*100;
indicesLernerSEINduo(14,3)=(graficolduo(3,14)-
graficolduo(2,14))/graficolduo(2,14)*100;
indicesLernerSEINduo(15,3)=(graficolduo(3,15)-
graficolduo(2,15))/graficolduo(2,15)*100;
indicesLernerSEINduo(16,3)=(graficolduo(3,16)-
graficolduo(2,16))/graficolduo(2,16)*100;
indicesLernerSEINduo(17,3)=(graficolduo(3,17)-
graficolduo(2,17))/graficolduo(2,17)*100;
indicesLernerSEINduo(18,3)=(graficolduo(3,18)-
graficolduo(2,18))/graficolduo(2,18)*100;
indicesLernerSEINduo(19,3)=(graficolduo(3,19)-
graficolduo(2,19))/graficolduo(2,19)*100;
indicesLernerSEINduo(20,3)=(graficolduo(3,20)-
graficolduo(2,20))/graficolduo(2,20)*100;
indicesLernerSEINduo(21,3)=(graficolduo(3,21)-
graficolduo(2,21))/graficolduo(2,21)*100;
indicesLernerSEINduo(22,3)=(graficolduo(3,22)-
graficolduo(2,22))/graficolduo(2,22)*100;

```

```

%ÍNDICES LERNER SEIN - PCOURNOT-PCOMPETITIVO
indicesLernerSEINduo(1,4)=(graficolduo(3,1)-
graficolduo(2,1));

```

```

indicesLernerSEINduo(2,4)=(graficolduo(3,2)-
graficolduo(2,2));
indicesLernerSEINduo(3,4)=(graficolduo(3,3)-
graficolduo(2,3));
indicesLernerSEINduo(4,4)=(graficolduo(3,4)-
graficolduo(2,4));
indicesLernerSEINduo(5,4)=(graficolduo(3,5)-
graficolduo(2,5));
indicesLernerSEINduo(6,4)=(graficolduo(3,6)-
graficolduo(2,6));
indicesLernerSEINduo(7,4)=(graficolduo(3,7)-
graficolduo(2,7));
indicesLernerSEINduo(8,4)=(graficolduo(3,8)-
graficolduo(2,8));
indicesLernerSEINduo(9,4)=(graficolduo(3,9)-
graficolduo(2,9));
indicesLernerSEINduo(10,4)=(graficolduo(3,10)-
graficolduo(2,10));
indicesLernerSEINduo(11,4)=(graficolduo(3,11)-
graficolduo(2,11));
indicesLernerSEINduo(12,4)=(graficolduo(3,12)-
graficolduo(2,12));
indicesLernerSEINduo(13,4)=(graficolduo(3,13)-
graficolduo(2,13));
indicesLernerSEINduo(14,4)=(graficolduo(3,14)-
graficolduo(2,14));
indicesLernerSEINduo(15,4)=(graficolduo(3,15)-
graficolduo(2,15));
indicesLernerSEINduo(16,4)=(graficolduo(3,16)-
graficolduo(2,16));
indicesLernerSEINduo(17,4)=(graficolduo(3,17)-
graficolduo(2,17));
indicesLernerSEINduo(18,4)=(graficolduo(3,18)-
graficolduo(2,18));
indicesLernerSEINduo(19,4)=(graficolduo(3,19)-
graficolduo(2,19));
indicesLernerSEINduo(20,4)=(graficolduo(3,20)-
graficolduo(2,20));
indicesLernerSEINduo(21,4)=(graficolduo(3,21)-
graficolduo(2,21));
indicesLernerSEINduo(22,4)=(graficolduo(3,22)-
graficolduo(2,22));

```

```
%TRIOPOLIO
```

```
%ÍNDICES LERNER SEIN - PROMEDIO ILERNER SEIN
```

```

indicesLernerSEINtrio(1,2)=(graficoltrio(3,1)-
graficoltrio(2,1))/graficoltrio(3,1)*100;
indicesLernerSEINtrio(2,2)=(graficoltrio(3,2)-
graficoltrio(2,2))/graficoltrio(3,2)*100;
indicesLernerSEINtrio(3,2)=(graficoltrio(3,3)-
graficoltrio(2,3))/graficoltrio(3,3)*100;

```

```

indicesLernerSEINtrio(4,2)=(graficoltrio(3,4)-
graficoltrio(2,4))/graficoltrio(3,4)*100;
indicesLernerSEINtrio(5,2)=(graficoltrio(3,5)-
graficoltrio(2,5))/graficoltrio(3,5)*100;
indicesLernerSEINtrio(6,2)=(graficoltrio(3,6)-
graficoltrio(2,6))/graficoltrio(3,6)*100;
indicesLernerSEINtrio(7,2)=(graficoltrio(3,7)-
graficoltrio(2,7))/graficoltrio(3,7)*100;
indicesLernerSEINtrio(8,2)=(graficoltrio(3,8)-
graficoltrio(2,8))/graficoltrio(3,8)*100;
indicesLernerSEINtrio(9,2)=(graficoltrio(3,9)-
graficoltrio(2,9))/graficoltrio(3,9)*100;
indicesLernerSEINtrio(10,2)=(graficoltrio(3,10)-
graficoltrio(2,10))/graficoltrio(3,10)*100;
indicesLernerSEINtrio(11,2)=(graficoltrio(3,11)-
graficoltrio(2,11))/graficoltrio(3,11)*100;
indicesLernerSEINtrio(12,2)=(graficoltrio(3,12)-
graficoltrio(2,12))/graficoltrio(3,12)*100;
indicesLernerSEINtrio(13,2)=(graficoltrio(3,13)-
graficoltrio(2,13))/graficoltrio(3,13)*100;
indicesLernerSEINtrio(14,2)=(graficoltrio(3,14)-
graficoltrio(2,14))/graficoltrio(3,14)*100;
indicesLernerSEINtrio(15,2)=(graficoltrio(3,15)-
graficoltrio(2,15))/graficoltrio(3,15)*100;
indicesLernerSEINtrio(16,2)=(graficoltrio(3,16)-
graficoltrio(2,16))/graficoltrio(3,16)*100;
indicesLernerSEINtrio(17,2)=(graficoltrio(3,17)-
graficoltrio(2,17))/graficoltrio(3,17)*100;
indicesLernerSEINtrio(18,2)=(graficoltrio(3,18)-
graficoltrio(2,18))/graficoltrio(3,18)*100;
indicesLernerSEINtrio(19,2)=(graficoltrio(3,19)-
graficoltrio(2,19))/graficoltrio(3,19)*100;
indicesLernerSEINtrio(20,2)=(graficoltrio(3,20)-
graficoltrio(2,20))/graficoltrio(3,20)*100;
indicesLernerSEINtrio(21,2)=(graficoltrio(3,21)-
graficoltrio(2,21))/graficoltrio(3,21)*100;
indicesLernerSEINtrio(22,2)=(graficoltrio(3,22)-
graficoltrio(2,22))/graficoltrio(3,22)*100;

```

```

%ÍNDICES LERNER SEIN - PROMEDIO PCM SEIN

```

```

indicesLernerSEINtrio(1,3)=(graficoltrio(3,1)-
graficoltrio(2,1))/graficoltrio(2,1)*100;
indicesLernerSEINtrio(2,3)=(graficoltrio(3,2)-
graficoltrio(2,2))/graficoltrio(2,2)*100;
indicesLernerSEINtrio(3,3)=(graficoltrio(3,3)-
graficoltrio(2,3))/graficoltrio(2,3)*100;
indicesLernerSEINtrio(4,3)=(graficoltrio(3,4)-
graficoltrio(2,4))/graficoltrio(2,4)*100;
indicesLernerSEINtrio(5,3)=(graficoltrio(3,5)-
graficoltrio(2,5))/graficoltrio(2,5)*100;

```

```

indicesLernerSEINtrio(6,3)=(graficoltrio(3,6)-
graficoltrio(2,6))/graficoltrio(2,6)*100;
indicesLernerSEINtrio(7,3)=(graficoltrio(3,7)-
graficoltrio(2,7))/graficoltrio(2,7)*100;
indicesLernerSEINtrio(8,3)=(graficoltrio(3,8)-
graficoltrio(2,8))/graficoltrio(2,8)*100;
indicesLernerSEINtrio(9,3)=(graficoltrio(3,9)-
graficoltrio(2,9))/graficoltrio(2,9)*100;
indicesLernerSEINtrio(10,3)=(graficoltrio(3,10)-
graficoltrio(2,10))/graficoltrio(2,10)*100;
indicesLernerSEINtrio(11,3)=(graficoltrio(3,11)-
graficoltrio(2,11))/graficoltrio(2,11)*100;
indicesLernerSEINtrio(12,3)=(graficoltrio(3,12)-
graficoltrio(2,12))/graficoltrio(2,12)*100;
indicesLernerSEINtrio(13,3)=(graficoltrio(3,13)-
graficoltrio(2,13))/graficoltrio(2,13)*100;
indicesLernerSEINtrio(14,3)=(graficoltrio(3,14)-
graficoltrio(2,14))/graficoltrio(2,14)*100;
indicesLernerSEINtrio(15,3)=(graficoltrio(3,15)-
graficoltrio(2,15))/graficoltrio(2,15)*100;
indicesLernerSEINtrio(16,3)=(graficoltrio(3,16)-
graficoltrio(2,16))/graficoltrio(2,16)*100;
indicesLernerSEINtrio(17,3)=(graficoltrio(3,17)-
graficoltrio(2,17))/graficoltrio(2,17)*100;
indicesLernerSEINtrio(18,3)=(graficoltrio(3,18)-
graficoltrio(2,18))/graficoltrio(2,18)*100;
indicesLernerSEINtrio(19,3)=(graficoltrio(3,19)-
graficoltrio(2,19))/graficoltrio(2,19)*100;
indicesLernerSEINtrio(20,3)=(graficoltrio(3,20)-
graficoltrio(2,20))/graficoltrio(2,20)*100;
indicesLernerSEINtrio(21,3)=(graficoltrio(3,21)-
graficoltrio(2,21))/graficoltrio(2,21)*100;
indicesLernerSEINtrio(22,3)=(graficoltrio(3,22)-
graficoltrio(2,22))/graficoltrio(2,22)*100;

```

```

%ÍNDICES LERNER SEIN - PCOURNOT-PCOMPETITIVO
indicesLernerSEINtrio(1,4)=(graficoltrio(3,1)-
graficoltrio(2,1));
indicesLernerSEINtrio(2,4)=(graficoltrio(3,2)-
graficoltrio(2,2));
indicesLernerSEINtrio(3,4)=(graficoltrio(3,3)-
graficoltrio(2,3));
indicesLernerSEINtrio(4,4)=(graficoltrio(3,4)-
graficoltrio(2,4));
indicesLernerSEINtrio(5,4)=(graficoltrio(3,5)-
graficoltrio(2,5));
indicesLernerSEINtrio(6,4)=(graficoltrio(3,6)-
graficoltrio(2,6));
indicesLernerSEINtrio(7,4)=(graficoltrio(3,7)-
graficoltrio(2,7));

```

```

indicesLernerSEINtrio(8,4)=(graficoltrio(3,8)-
graficoltrio(2,8));
indicesLernerSEINtrio(9,4)=(graficoltrio(3,9)-
graficoltrio(2,9));
indicesLernerSEINtrio(10,4)=(graficoltrio(3,10)-
graficoltrio(2,10));
indicesLernerSEINtrio(11,4)=(graficoltrio(3,11)-
graficoltrio(2,11));
indicesLernerSEINtrio(12,4)=(graficoltrio(3,12)-
graficoltrio(2,12));
indicesLernerSEINtrio(13,4)=(graficoltrio(3,13)-
graficoltrio(2,13));
indicesLernerSEINtrio(14,4)=(graficoltrio(3,14)-
graficoltrio(2,14));
indicesLernerSEINtrio(15,4)=(graficoltrio(3,15)-
graficoltrio(2,15));
indicesLernerSEINtrio(16,4)=(graficoltrio(3,16)-
graficoltrio(2,16));
indicesLernerSEINtrio(17,4)=(graficoltrio(3,17)-
graficoltrio(2,17));
indicesLernerSEINtrio(18,4)=(graficoltrio(3,18)-
graficoltrio(2,18));
indicesLernerSEINtrio(19,4)=(graficoltrio(3,19)-
graficoltrio(2,19));
indicesLernerSEINtrio(20,4)=(graficoltrio(3,20)-
graficoltrio(2,20));
indicesLernerSEINtrio(21,4)=(graficoltrio(3,21)-
graficoltrio(2,21));
indicesLernerSEINtrio(22,4)=(graficoltrio(3,22)-
graficoltrio(2,22));

%GUARDAMOS LAS TABLAS GRAFICOS EN EXCEL PARA PODER HACER ALLÍ
TAMBIÉN LOS GRAFICOS
xlswrite('graficos/graficol1.xls',graficolduo,'duopolio');
xlswrite('graficos/graficol1.xls',graficoltrio,'triopolio');
xlswrite('resultados/indicesLernerSEIN.xls',indicesLernerSEIN
duo,'indicesLernerSEINduo');
xlswrite('resultados/indicesLernerSEIN.xls',indicesLernerSEIN
trio,'indicesLernerSEINtrio');

%%%%%%%%%%

% mainElectricas.m
%
% En este programa se leen y preparan los datos, se calculan
los precios y cantidades competitivas y de Cournot, y
finalmente se vuelcan los resultados en distintas tablas de
Excel PARA UN MES Y ELASTICIDAD DADOS. Todo esto en realidad
se realiza en funciones secundarias que son llamadas desde
aquí en el orden correspondiente. Por lo tanto podríamos
decir que este es el programa "control" de todo el proceso

```

para un mes y elasticidad que vienen dados como parámetros de entrada.

% Los parámetros de salida no son más que los precios competitivo, *Cournot* y de referencia (para duopolio y triopolio) resultantes.

%

% La ejecución de este programa se lleva a cabo en las siguiente fases:

%

% FASE 1: LECTURA Y PREPARACIÓN DE LOS DATOS

% FASE 1.1: CALCULO DE LAS CANTIDADES DE REFERENCIA

% FASE 1.2: LECTURA DEL PRECIO DE REFERENCIA

% FASE 1.3: CALCULO DE LAS FUNCIONES DE DEMANDA

% FASE 1.4: LECTURA LA MATRIZ DE OFERTA

% FASE 1.5: CALCULO DE LA OFERTA AGREGADA DE LA FRANJA COMPETITIVA

% FASE 1.6: CALCULO DE LA DEMANDA RESIDUAL DE LAS EMPRESAS ESTRATEGICAS

% FASE 1.7: CALCULO DE LA CURVA DE COSTE DE LAS EMPRESAS ESTRATEGICAS

% FASE 1.8: CAMBIO DE PRECISION DE LAS DEMANDAS RESIDUALES

% FASE 2: EQUILIBRIO COMPETITIVO

% FASE 3: EQUILIBRIO ESTRATEGICO (*COURNOT*)

% FASE 4: EXPORTAR RESULTADOS COMPETITIVO

% FASE 5: EXPORTAR RESULTADOS *COURNOT*

%

% Las salidas son  
[PcompetitivoMedioDuo, PcompetitivoMedioTrio, PcournotMedioDuo, PcournotMedioTrio, Preferencia, Preferencia]

%El precio de referencia se calcula dos veces por comodidad (ver archivo MAIN.m)

function

[PcompDuo, PcompTrio, PcourDuo, PcourTrio, precio\_referencia, precio\_referencia2]=mainElectricas(codigoMesAno, E)

close all;

clc;

mensaje1=sprintf('\*\*\* EJECUCION INICIADA PARA EL MES: %s \*\*\*', codigoMesAno);

mensaje2=sprintf('\*\*\* EJECUCION FINALIZADA PARA EL MES: %s \*\*\*', codigoMesAno);

disp(mensaje1);

tic;

%FASE 1: LECTURA Y PREPARACIÓN DE LOS DATOS

disp('> FASE1: LECTURA Y PREPARACION DE LOS DATOS');

```

%FASE 1.1: CALCULO DE LAS CANTIDADES DE REFERENCIA
%Calculamos a partir de la curva de carga mensual los seis
bloques de demanda y las cantidades de referencia de cada uno
de ellos a partir del archivo y hoja correspondiente.
disp('FASE1.1: CALCULO DE LAS CANTIDADES DE REFERENCIA');

[dummy1,dummy2,dummy3,cantidades_referencia]=curva_duracion('
datos_definitivos/demandas.xls',codigoMesAño);

%FASE 1.2: LECTURA DEL PRECIO DE REFERENCIA
disp('FASE1.2: LECTURA DEL PRECIO DE REFERENCIA');
precio_referencia=xlsread('datos_definitivos/preferencia',cod
igoMesAño);
precio_referencia2=precio_referencia;
%Únicamente para darlo como parametro de salida dos veces

%FASE 1.3: CALCULO DE LAS FUNCIONES DE DEMANDA
disp('FASE1.3: CALCULO DE LAS FUNCIONES DE DEMANDA');
[Demandas]=bloques_demanda_P(cantidades_referencia,precio_ref
erencia,E);

%FASE 1.4: LECTURA LA MATRIZ DE OFERTA
disp('FASE1.4: LECTURA DE LA MATRIZ DE OFERTA');
%La oferta de cada mes vendrá dada en una matriz que tiene la
siguiente información en sus columnas:
%
% CODIGO EMPRESA
% CODIGO CENTRAL
% CODIGO TECNOLOGIA
% P. EFECTIVA
% COSTE SANTA ROSA

oferta=xlsread('datos_definitivos/costes.xls',codigoMesAño);

%Vamos a separar las ofertas en función de si tenemos un:
% DUOPOLIO: EDEGEL (cod. empresa = 1) + ELECTROPERU (cod.
empresa = 7)
% TRIOPOLIO: EDEGEL + ELECTROPERU + ENERSUR (cod. empresa =
8)
ofertaEstrategicaDuopolio=oferta(oferta(:,1)==1|oferta(:,1)==
7,:);
ofertaFranjaDuopolio=oferta(~(oferta(:,1)==1|oferta(:,1)==7),
:);
ofertaEstrategicaTriopolio=oferta(oferta(:,1)==1|oferta(:,1)=
=7|oferta(:,1)==8,:);
ofertaFranjaTriopolio=oferta(~(oferta(:,1)==1|oferta(:,1)==7|
oferta(:,1)==8),:);

%También separaremos por separado las ofertas de las tres
empresas estratégicas

```

```

ofertaEdegel=oferta((oferta(:,1)==1),:);
ofertaElectroperu=oferta((oferta(:,1)==7),:);
ofertaEnersur=oferta((oferta(:,1)==8),:);
%En funcion de Q
ofertaEdegelQ=agrega_oferta_Q(ofertaEdegel(:,4:5),0.1);
ofertaElectroperuQ=agrega_oferta_Q(ofertaElectroperu(:,4:5),0.1);
ofertaEnersurQ=agrega_oferta_Q(ofertaEnersur(:,4:5),0.1);
%Y de P
ofertaEdegelP=agrega_oferta_P(ofertaEdegel(:,4:5));
ofertaElectroperuP=agrega_oferta_P(ofertaElectroperu(:,4:5));
ofertaEnersurP=agrega_oferta_P(ofertaEnersur(:,4:5));

%FASE 1.5: CALCULO DE LA OFERTA AGREGADA DE LA FRANJA COMPETITIVA
disp('FASE1.5: CALCULO DE LA OFERTA AGREGADA DE LA FRANJA COMPETITIVA');
%PARA DUOPOLIO
ofertaAgregadaFranjaDuopolio=agrega_oferta_P(ofertaFranjaDuopolio(:,4:5));
%PARA TRIOPOLIO
ofertaAgregadaFranjaTriopolio=agrega_oferta_P(ofertaFranjaTriopolio(:,4:5));

%FASE 1.6: CALCULO DE LA DEMANDA RESIDUAL DE LAS EMPRESAS ESTRATEGICAS
disp('FASE1.6: CALCULO DE LA DEMANDA RESIDUAL DE LAS EMPRESAS ESTRATEGICAS');
%Se calcula restando (por precios) a cada bloque de demanda la oferta agregada de la franja competitiva
demandaResidualDuopolio=demanda_residual(Demandas,ofertaAgregadaFranjaDuopolio,Demandas.P);
demandaResidualTriopolio=demanda_residual(Demandas,ofertaAgregadaFranjaTriopolio,Demandas.P);
%FASE 1.7: CALCULO DE LA CURVA DE COSTE DE LAS EMPRESAS ESTRATEGICAS
disp('FASE1.7: CALCULO DE LA CURVA DE COSTE DE LAS EMPRESAS ESTRATEGICAS');
ofertaAgregadaEstrategicaDuopolio=agrega_oferta_Q(ofertaEstrategicaDuopolio(:,4:5),0.1);
ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio=agrega_oferta_Q(ofertaEstrategicaTriopolio(:,4:5),0.1);

%Creamos unas tablas especiales para el calculo futuro en el casocompetitivo de las cantidades producidas por cada empresa.
T_DUO=tabla_cv_estrategica([ofertaEstrategicaDuopolio(:,4:5),ofertaEstrategicaDuopolio(:,1)]);
T_TRIO=tabla_cv_estrategica([ofertaEstrategicaTriopolio(:,4:5),ofertaEstrategicaTriopolio(:,1)]);

```

```

%FASE 1.8: CAMBIO DE PRECISION DE LAS DEMANDAS RESIDUALES
disp('FASE1.8: CAMBIO DE PRECISION DE LAS DEMANDAS
RESIDUALES');
%Duopolio
[DR_duopolio.D1.x,DR_duopolio.D1.y]=cambia_precision_DR(deman
daResidualDuopolio.DQ1,8000,0.1);
[DR_duopolio.D2.x,DR_duopolio.D2.y]=cambia_precision_DR(deman
daResidualDuopolio.DQ2,8000,0.1);
[DR_duopolio.D3.x,DR_duopolio.D3.y]=cambia_precision_DR(deman
daResidualDuopolio.DQ3,8000,0.1);
[DR_duopolio.D4.x,DR_duopolio.D4.y]=cambia_precision_DR(deman
daResidualDuopolio.DQ4,8000,0.1);
[DR_duopolio.D5.x,DR_duopolio.D5.y]=cambia_precision_DR(deman
daResidualDuopolio.DQ5,8000,0.1);
[DR_duopolio.D6.x,DR_duopolio.D6.y]=cambia_precision_DR(deman
daResidualDuopolio.DQ6,8000,0.1);

%Triopolio
[DR_triopolio.D1.x,DR_triopolio.D1.y]=cambia_precision_DR(dem
andaResidualTriopolio.DQ1,8000,0.1);
[DR_triopolio.D2.x,DR_triopolio.D2.y]=cambia_precision_DR(dem
andaResidualTriopolio.DQ2,8000,0.1);
[DR_triopolio.D3.x,DR_triopolio.D3.y]=cambia_precision_DR(dem
andaResidualTriopolio.DQ3,8000,0.1);
[DR_triopolio.D4.x,DR_triopolio.D4.y]=cambia_precision_DR(dem
andaResidualTriopolio.DQ4,8000,0.1);
[DR_triopolio.D5.x,DR_triopolio.D5.y]=cambia_precision_DR(dem
andaResidualTriopolio.DQ5,8000,0.1);
[DR_triopolio.D6.x,DR_triopolio.D6.y]=cambia_precision_DR(dem
andaResidualTriopolio.DQ6,8000,0.1);

%FASE 2: EQUILIBRIO COMPETITIVO
disp('> FASE2: EQUILIBRIO COMPETITIVO');
%DUOPOLIO

disp('FASE2.1: DUOPOLIO');
[ResultadoCompetitivoDuopolio.B1.qE,ResultadoCompetitivoDuopo
lio.B1.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaDuopolio.x,of
ertaAgregadaEstrategicaDuopolio.y,DR_duopolio.D1.x,DR_duopoli
o.D1.y);
[ResultadoCompetitivoDuopolio.B2.qE,ResultadoCompetitivoDuopo
lio.B2.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaDuopolio.x,of
ertaAgregadaEstrategicaDuopolio.y,DR_duopolio.D2.x,DR_duopoli
o.D2.y);
[ResultadoCompetitivoDuopolio.B3.qE,ResultadoCompetitivoDuopo
lio.B3.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaDuopolio.x,of
ertaAgregadaEstrategicaDuopolio.y,DR_duopolio.D3.x,DR_duopoli
o.D3.y);
[ResultadoCompetitivoDuopolio.B4.qE,ResultadoCompetitivoDuopo
lio.B4.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaDuopolio.x,of

```

```

ertaAgregadaEstrategicaDuopolio.y,DR_duopolio.D4.x,DR_duopoli
o.D4.y);
[ResultadoCompetitivoDuopolio.B5.qE,ResultadoCompetitivoDuopo
lio.B5.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaDuopolio.x,of
ertaAgregadaEstrategicaDuopolio.y,DR_duopolio.D5.x,DR_duopoli
o.D5.y);
[ResultadoCompetitivoDuopolio.B6.qE,ResultadoCompetitivoDuopo
lio.B6.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaDuopolio.x,of
ertaAgregadaEstrategicaDuopolio.y,DR_duopolio.D6.x,DR_duopoli
o.D6.y);

```

```

%TRIOPOLIO

```

```

disp('FASE2.2: TRIOPOLIO');
[ResultadoCompetitivoTriopolio.B1.qE,ResultadoCompetitivoTrio
polio.B1.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.x
,ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.y,DR_triopolio.D1.x,DR_tr
iopolio.D1.y);
[ResultadoCompetitivoTriopolio.B2.qE,ResultadoCompetitivoTrio
polio.B2.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.x
,ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.y,DR_triopolio.D2.x,DR_tr
iopolio.D2.y);
[ResultadoCompetitivoTriopolio.B3.qE,ResultadoCompetitivoTrio
polio.B3.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.x
,ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.y,DR_triopolio.D3.x,DR_tr
iopolio.D3.y);
[ResultadoCompetitivoTriopolio.B4.qE,ResultadoCompetitivoTrio
polio.B4.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.x
,ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.y,DR_triopolio.D4.x,DR_tr
iopolio.D4.y);
[ResultadoCompetitivoTriopolio.B5.qE,ResultadoCompetitivoTrio
polio.B5.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.x
,ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.y,DR_triopolio.D5.x,DR_tr
iopolio.D5.y);
[ResultadoCompetitivoTriopolio.B6.qE,ResultadoCompetitivoTrio
polio.B6.pE]=competitivo(ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.x
,ofertaAgregadaEstrategicaTriopolio.y,DR_triopolio.D6.x,DR_tr
iopolio.D6.y);
%FASE 3: EQUILIBRIO ESTRATEGICO (COURNOT)
disp('> FASE3: EQUILIBRIO ESTRATEGICO - COURNOT');

```

```

%DUOPOLIO

```

```

disp('FASE3.1: DUOPOLIO');
[ResultadoCournotDuopolio.B1.q1,ResultadoCournotDuopolio.B1.p
1,ResultadoCournotDuopolio.B1.q2,ResultadoCournotDuopolio.B1.
p2,ResultadoCournotDuopolio.B1.cont]=cournot_duo(ofertaEdegel
Q.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y
,DR_duopolio.D1.x,DR_duopolio.D1.y);
[ResultadoCournotDuopolio.B2.q1,ResultadoCournotDuopolio.B2.p
1,ResultadoCournotDuopolio.B2.q2,ResultadoCournotDuopolio.B2.

```

```

p2,ResultadoCournotDuopolio.B2.cont]=cournot_duo(ofertaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y,DR_duopolio.D2.x,DR_duopolio.D2.y);
[ResultadoCournotDuopolio.B3.q1,ResultadoCournotDuopolio.B3.p1,ResultadoCournotDuopolio.B3.q2,ResultadoCournotDuopolio.B3.p2,ResultadoCournotDuopolio.B3.cont]=cournot_duo(ofertaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y,DR_duopolio.D3.x,DR_duopolio.D3.y);
[ResultadoCournotDuopolio.B4.q1,ResultadoCournotDuopolio.B4.p1,ResultadoCournotDuopolio.B4.q2,ResultadoCournotDuopolio.B4.p2,ResultadoCournotDuopolio.B4.cont]=cournot_duo(ofertaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y,DR_duopolio.D4.x,DR_duopolio.D4.y);
[ResultadoCournotDuopolio.B5.q1,ResultadoCournotDuopolio.B5.p1,ResultadoCournotDuopolio.B5.q2,ResultadoCournotDuopolio.B5.p2,ResultadoCournotDuopolio.B5.cont]=cournot_duo(ofertaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y,DR_duopolio.D5.x,DR_duopolio.D5.y);
[ResultadoCournotDuopolio.B6.q1,ResultadoCournotDuopolio.B6.p1,ResultadoCournotDuopolio.B6.q2,ResultadoCournotDuopolio.B6.p2,ResultadoCournotDuopolio.B6.cont]=cournot_duo(ofertaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y,DR_duopolio.D6.x,DR_duopolio.D6.y);

```

```
%TRIOPOLIO
```

```
disp('FASE3.2: TRIOPOLIO');
```

```

[ResultadoCournotTriopolio.B1.q1,ResultadoCournotTriopolio.B1.p1,ResultadoCournotTriopolio.B1.q2,ResultadoCournotTriopolio.B1.p2,ResultadoCournotTriopolio.B1.q3,ResultadoCournotTriopolio.B1.p3,ResultadoCournotTriopolio.B1.cont]=cournot_trio(ofertaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y,ofertaEnersurQ.x,ofertaEnersurQ.y,DR_triopolio.D1.x,DR_triopolio.D1.y);
[ResultadoCournotTriopolio.B2.q1,ResultadoCournotTriopolio.B2.p1,ResultadoCournotTriopolio.B2.q2,ResultadoCournotTriopolio.B2.p2,ResultadoCournotTriopolio.B2.q3,ResultadoCournotTriopolio.B2.p3,ResultadoCournotTriopolio.B2.cont]=cournot_trio(ofertaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y,ofertaEnersurQ.x,ofertaEnersurQ.y,DR_triopolio.D2.x,DR_triopolio.D2.y);
[ResultadoCournotTriopolio.B3.q1,ResultadoCournotTriopolio.B3.p1,ResultadoCournotTriopolio.B3.q2,ResultadoCournotTriopolio.B3.p2,ResultadoCournotTriopolio.B3.q3,ResultadoCournotTriopolio.B3.p3,ResultadoCournotTriopolio.B3.cont]=cournot_trio(ofertaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElectroperuQ.y,ofertaEnersurQ.x,ofertaEnersurQ.y,DR_triopolio.D3.x,DR_triopolio.D3.y);
[ResultadoCournotTriopolio.B4.q1,ResultadoCournotTriopolio.B4.p1,ResultadoCournotTriopolio.B4.q2,ResultadoCournotTriopolio.B4.p2,ResultadoCournotTriopolio.B4.q3,ResultadoCournotTriopolio

```

```

lio.B4.p3,ResultadoCournotTriopolio.B4.cont]=cournot_trio(ofe
rtaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElect
roperuQ.y,ofertaEnersurQ.x,ofertaEnersurQ.y,DR_triopolio.D4.x
,DR_triopolio.D4.y);
[ResultadoCournotTriopolio.B5.q1,ResultadoCournotTriopolio.B5
.p1,ResultadoCournotTriopolio.B5.q2,ResultadoCournotTriopolio
.B5.p2,ResultadoCournotTriopolio.B5.q3,ResultadoCournotTriopo
lio.B5.p3,ResultadoCournotTriopolio.B5.cont]=cournot_trio(ofe
rtaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElect
roperuQ.y,ofertaEnersurQ.x,ofertaEnersurQ.y,DR_triopolio.D5.x
,DR_triopolio.D5.y);
[ResultadoCournotTriopolio.B6.q1,ResultadoCournotTriopolio.B6
.p1,ResultadoCournotTriopolio.B6.q2,ResultadoCournotTriopolio
.B6.p2,ResultadoCournotTriopolio.B6.q3,ResultadoCournotTriopo
lio.B6.p3,ResultadoCournotTriopolio.B6.cont]=cournot_trio(ofe
rtaEdegelQ.x,ofertaEdegelQ.y,ofertaElectroperuQ.x,ofertaElect
roperuQ.y,ofertaEnersurQ.x,ofertaEnersurQ.y,DR_triopolio.D6.x
,DR_triopolio.D6.y);
%FASE 4: EXPORTAR RESULTADOS COMPETITIVO
disp('> FASE4: EXPORTANDO RESULTADOS - COMPETITIVO');

%COMPETITIVO

%CUADRO N°5-> DESPACHO PROMEDIO
%Cuadro5.m Resultados Mensuales de Despacho Promedio

%DUOPOLIO
%bloques
cuadro5compDuo(:,1)=[1 2 3 4 5 6];
%cantidades equilibrio
cuadro5compDuo(1,2)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B1.qE;
cuadro5compDuo(2,2)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B2.qE;
cuadro5compDuo(3,2)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B3.qE;
cuadro5compDuo(4,2)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B4.qE;
cuadro5compDuo(5,2)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B5.qE;
cuadro5compDuo(6,2)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B6.qE;
%precios equilibrio
cuadro5compDuo(1,3)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B1.pE;
cuadro5compDuo(2,3)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B2.pE;
cuadro5compDuo(3,3)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B3.pE;
cuadro5compDuo(4,3)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B4.pE;
cuadro5compDuo(5,3)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B5.pE;
cuadro5compDuo(6,3)=ResultadoCompetitivoDuopolio.B6.pE;
%cantidad edegel y electroperu
[cuadro5compDuo(1,4),cuadro5compDuo(1,5)]=hallaCVcompDUO(T_DU
O,cuadro5compDuo(1,2));
[cuadro5compDuo(2,4),cuadro5compDuo(2,5)]=hallaCVcompDUO(T_DU
O,cuadro5compDuo(2,2));
[cuadro5compDuo(3,4),cuadro5compDuo(3,5)]=hallaCVcompDUO(T_DU
O,cuadro5compDuo(3,2));

```

```

[cuadro5compDuo(4,4),cuadro5compDuo(4,5)]=hallaCVcompDUO(T_DU
O,cuadro5compDuo(4,2));
[cuadro5compDuo(5,4),cuadro5compDuo(5,5)]=hallaCVcompDUO(T_DU
O,cuadro5compDuo(5,2));
[cuadro5compDuo(6,4),cuadro5compDuo(6,5)]=hallaCVcompDUO(T_DU
O,cuadro5compDuo(6,2));
%cantidad total
cuadro5compDuo(1,6)=Demandas.D1(find(Demandas.P==cuadro5compD
uo(1,3)));
cuadro5compDuo(2,6)=Demandas.D2(find(Demandas.P==cuadro5compD
uo(2,3)));
cuadro5compDuo(3,6)=Demandas.D3(find(Demandas.P==cuadro5compD
uo(3,3)));
cuadro5compDuo(4,6)=Demandas.D4(find(Demandas.P==cuadro5compD
uo(4,3)));
cuadro5compDuo(5,6)=Demandas.D5(find(Demandas.P==cuadro5compD
uo(5,3)));
cuadro5compDuo(6,6)=Demandas.D6(find(Demandas.P==cuadro5compD
uo(6,3)));
%cantidad franja
cuadro5compDuo(1,7)=cuadro5compDuo(1,6)-cuadro5compDuo(1,2);
cuadro5compDuo(2,7)=cuadro5compDuo(2,6)-cuadro5compDuo(2,2);
cuadro5compDuo(3,7)=cuadro5compDuo(3,6)-cuadro5compDuo(3,2);
cuadro5compDuo(4,7)=cuadro5compDuo(4,6)-cuadro5compDuo(4,2);
cuadro5compDuo(5,7)=cuadro5compDuo(5,6)-cuadro5compDuo(5,2);
cuadro5compDuo(6,7)=cuadro5compDuo(6,6)-cuadro5compDuo(6,2);

xlswrite('resultados/cuadro5compDuo.xls',cuadro5compDuo,codig
oMesAño);

%TRIPOLIO
%bloques
cuadro5compTrio(:,1)=[1 2 3 4 5 6];
%cantidades equilibrio
cuadro5compTrio(1,2)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B1.qE;
cuadro5compTrio(2,2)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B2.qE;
cuadro5compTrio(3,2)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B3.qE;
cuadro5compTrio(4,2)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B4.qE;
cuadro5compTrio(5,2)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B5.qE;
cuadro5compTrio(6,2)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B6.qE;
%precios equilibrio
cuadro5compTrio(1,3)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B1.pE;
cuadro5compTrio(2,3)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B2.pE;
cuadro5compTrio(3,3)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B3.pE;
cuadro5compTrio(4,3)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B4.pE;
cuadro5compTrio(5,3)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B5.pE;
cuadro5compTrio(6,3)=ResultadoCompetitivoTriopolio.B6.pE;
% %cantidad edegel, electroperu y enersur
[cuadro5compTrio(1,4),cuadro5compTrio(1,5),cuadro5compTrio(1,
6)]=hallaCVcompTRIO(T_TRIO,cuadro5compTrio(1,2));

```

```

[cuadro5compTrio(2,4),cuadro5compTrio(2,5),cuadro5compTrio(2,6)]=hallaCVcompTRIO(T_TRIO,cuadro5compTrio(2,2));
[cuadro5compTrio(3,4),cuadro5compTrio(3,5),cuadro5compTrio(3,6)]=hallaCVcompTRIO(T_TRIO,cuadro5compTrio(3,2));
[cuadro5compTrio(4,4),cuadro5compTrio(4,5),cuadro5compTrio(4,6)]=hallaCVcompTRIO(T_TRIO,cuadro5compTrio(4,2));
[cuadro5compTrio(5,4),cuadro5compTrio(5,5),cuadro5compTrio(5,6)]=hallaCVcompTRIO(T_TRIO,cuadro5compTrio(5,2));
[cuadro5compTrio(6,4),cuadro5compTrio(6,5),cuadro5compTrio(6,6)]=hallaCVcompTRIO(T_TRIO,cuadro5compTrio(6,2));
%cantidad total
cuadro5compTrio(1,7)=Demandas.D1(find(Demandas.P==cuadro5compTrio(1,3)));
cuadro5compTrio(2,7)=Demandas.D2(find(Demandas.P==cuadro5compTrio(2,3)));
cuadro5compTrio(3,7)=Demandas.D3(find(Demandas.P==cuadro5compTrio(3,3)));
cuadro5compTrio(4,7)=Demandas.D4(find(Demandas.P==cuadro5compTrio(4,3)));
cuadro5compTrio(5,7)=Demandas.D5(find(Demandas.P==cuadro5compTrio(5,3)));
cuadro5compTrio(6,7)=Demandas.D6(find(Demandas.P==cuadro5compTrio(6,3)));
%cantidad franja
cuadro5compTrio(1,8)=cuadro5compTrio(1,7)-cuadro5compTrio(1,2);
cuadro5compTrio(2,8)=cuadro5compTrio(2,7)-cuadro5compTrio(2,2);
cuadro5compTrio(3,8)=cuadro5compTrio(3,7)-cuadro5compTrio(3,2);
cuadro5compTrio(4,8)=cuadro5compTrio(4,7)-cuadro5compTrio(4,2);
cuadro5compTrio(5,8)=cuadro5compTrio(5,7)-cuadro5compTrio(5,2);
cuadro5compTrio(6,8)=cuadro5compTrio(6,7)-cuadro5compTrio(6,2);

xlswrite('resultados/cuadro5compTrio.xls',cuadro5compTrio,codigoMesAño);

%CALCULO DE ENERGIAS

%DUOPOLIO
energiasCompDuo(:,1)=[1 2 3 4 5];
energiasCompDuo(1,2)=120*sum(cuadro5compDuo(:,4));%Energia Promedio Edegel
energiasCompDuo(2,2)=120*sum(cuadro5compDuo(:,5));%Energia Promedio Electroperu
energiasCompDuo(3,2)=(sum(cuadro5compDuo(:,3).*cuadro5compDuo(:,6)))/(sum(cuadro5compDuo(:,6)));//Precio competitivo Promedio

```

```

PcompDuo=energiasCompDuo(3,2);
energiasCompDuo(4,2)=120*sum(cuadro5compDuo(:,7));%Energia
Promedio Franja
energiasCompDuo(5,2)=120*sum(cuadro5compDuo(:,6));%Energia
Promedio SEIN

xlswrite('resultados/energiasCompDuo.xls',energiasCompDuo,cod
igoMesAño);

%TRIOPOLIO
energiasCompTrio(:,1)=[1 2 3 4 5 6];
energiasCompTrio(1,2)=120*sum(cuadro5compTrio(:,4));%Energia
Promedio Edegel
energiasCompTrio(2,2)=120*sum(cuadro5compTrio(:,5));%Energia
Promedio Electroperu
energiasCompTrio(3,2)=120*sum(cuadro5compTrio(:,6));%Energia
Promedio Enersur
energiasCompTrio(4,2)=(sum(cuadro5compTrio(:,3).*cuadro5compT
rio(:,7)))/(sum(cuadro5compTrio(:,7)));%Precio    Competitivo
Promedio
PcompTrio=energiasCompTrio(4,2);
energiasCompTrio(5,2)=120*sum(cuadro5compTrio(:,8));%Energia
Promedio Franja
energiasCompTrio(6,2)=120*sum(cuadro5compTrio(:,7));%Energia
Promedio SEIN

xlswrite('resultados/energiasCompTrio.xls',energiasCompTrio,c
odigoMesAño);

%FASE 5: EXPORTAR RESULTADOS COURNOT
disp('> FASE5: EXPORTANDO RESULTADOS - COURNOT');
%CUADRO N°5 -> DESPACHO PROMEDIO
%Cuadro5.m Resultados Mensuales de Despacho Promedio

%DUOPOLIO
%bloques
cuadro5courDuo(:,1)=[1 2 3 4 5 6];
%precio equilibrio edegel
cuadro5courDuo(1,2)=ResultadoCournotDuopolio.B1.p1;
cuadro5courDuo(2,2)=ResultadoCournotDuopolio.B2.p1;
cuadro5courDuo(3,2)=ResultadoCournotDuopolio.B3.p1;
cuadro5courDuo(4,2)=ResultadoCournotDuopolio.B4.p1;
cuadro5courDuo(5,2)=ResultadoCournotDuopolio.B5.p1;
cuadro5courDuo(6,2)=ResultadoCournotDuopolio.B6.p1;
%cantidad equilibrio edegel
cuadro5courDuo(1,3)=ResultadoCournotDuopolio.B1.q1;
cuadro5courDuo(2,3)=ResultadoCournotDuopolio.B2.q1;
cuadro5courDuo(3,3)=ResultadoCournotDuopolio.B3.q1;
cuadro5courDuo(4,3)=ResultadoCournotDuopolio.B4.q1;
cuadro5courDuo(5,3)=ResultadoCournotDuopolio.B5.q1;
cuadro5courDuo(6,3)=ResultadoCournotDuopolio.B6.q1;

```

```

%precio equilibrio electroperu
cuadro5courDuo (1,4)=ResultadoCournotDuopolio.B1.p2;
cuadro5courDuo (2,4)=ResultadoCournotDuopolio.B2.p2;
cuadro5courDuo (3,4)=ResultadoCournotDuopolio.B3.p2;
cuadro5courDuo (4,4)=ResultadoCournotDuopolio.B4.p2;
cuadro5courDuo (5,4)=ResultadoCournotDuopolio.B5.p2;
cuadro5courDuo (6,4)=ResultadoCournotDuopolio.B6.p2;
%cantidad equilibrio electroperu
cuadro5courDuo (1,5)=ResultadoCournotDuopolio.B1.q2;
cuadro5courDuo (2,5)=ResultadoCournotDuopolio.B2.q2;
cuadro5courDuo (3,5)=ResultadoCournotDuopolio.B3.q2;
cuadro5courDuo (4,5)=ResultadoCournotDuopolio.B4.q2;
cuadro5courDuo (5,5)=ResultadoCournotDuopolio.B5.q2;
cuadro5courDuo (6,5)=ResultadoCournotDuopolio.B6.q2;
%cantidad total estrategica
cuadro5courDuo (1,6)=cuadro5courDuo (1,3)+cuadro5courDuo (1,5);
cuadro5courDuo (2,6)=cuadro5courDuo (2,3)+cuadro5courDuo (2,5);
cuadro5courDuo (3,6)=cuadro5courDuo (3,3)+cuadro5courDuo (3,5);
cuadro5courDuo (4,6)=cuadro5courDuo (4,3)+cuadro5courDuo (4,5);
cuadro5courDuo (5,6)=cuadro5courDuo (5,3)+cuadro5courDuo (5,5);
cuadro5courDuo (6,6)=cuadro5courDuo (6,3)+cuadro5courDuo (6,5);
%precio de Cournot
cuadro5courDuo (1,7)=DR_duopolio.D1.y(round(cuadro5courDuo (1,6)
)*10+1));
cuadro5courDuo (2,7)=DR_duopolio.D2.y(round(cuadro5courDuo (2,6)
)*10+1));
cuadro5courDuo (3,7)=DR_duopolio.D3.y(round(cuadro5courDuo (3,6)
)*10+1));
cuadro5courDuo (4,7)=DR_duopolio.D4.y(round(cuadro5courDuo (4,6)
)*10+1));
cuadro5courDuo (5,7)=DR_duopolio.D5.y(round(cuadro5courDuo (5,6)
)*10+1));
cuadro5courDuo (6,7)=DR_duopolio.D6.y(round(cuadro5courDuo (6,6)
)*10+1));
%cantidad total
cuadro5courDuo (1,8)=Demandas.D1 (round(cuadro5courDuo (1,7) *100
+1));
cuadro5courDuo (2,8)=Demandas.D2 (round(cuadro5courDuo (2,7) *100
+1));
cuadro5courDuo (3,8)=Demandas.D3 (round(cuadro5courDuo (3,7) *100
+1));
cuadro5courDuo (4,8)=Demandas.D4 (round(cuadro5courDuo (4,7) *100
+1));
cuadro5courDuo (5,8)=Demandas.D5 (round(cuadro5courDuo (5,7) *100
+1));
cuadro5courDuo (6,8)=Demandas.D6 (round(cuadro5courDuo (6,7) *100
+1));
%cantidad de la franja
cuadro5courDuo (1,9)=cuadro5courDuo (1,8) -cuadro5courDuo (1,6);
cuadro5courDuo (2,9)=cuadro5courDuo (2,8) -cuadro5courDuo (2,6);
cuadro5courDuo (3,9)=cuadro5courDuo (3,8) -cuadro5courDuo (3,6);

```

```

cuadro5courDuo(4,9)=cuadro5courDuo(4,8)-cuadro5courDuo(4,6);
cuadro5courDuo(5,9)=cuadro5courDuo(5,8)-cuadro5courDuo(5,6);
cuadro5courDuo(6,9)=cuadro5courDuo(6,8)-cuadro5courDuo(6,6);
%CV edegel
%cuadro5courDuo(1,10)=ofertaEdegelQ.y(find(ofertaEdegelQ.x==c
uadro5courDuo(1,3)));
cuadro5courDuo(1,10)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courDuo(1,3
)*10+1));
cuadro5courDuo(2,10)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courDuo(2,3
)*10+1));
cuadro5courDuo(3,10)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courDuo(3,3
)*10+1));
cuadro5courDuo(4,10)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courDuo(4,3
)*10+1));
cuadro5courDuo(5,10)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courDuo(5,3
)*10+1));
cuadro5courDuo(6,10)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courDuo(6,3
)*10+1));
%CV electroperu
cuadro5courDuo(1,11)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courDu
o(1,5)*10+1));
cuadro5courDuo(2,11)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courDu
o(2,5)*10+1));
cuadro5courDuo(3,11)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courDu
o(3,5)*10+1));
cuadro5courDuo(4,11)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courDu
o(4,5)*10+1));
cuadro5courDuo(5,11)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courDu
o(5,5)*10+1));
cuadro5courDuo(6,11)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courDu
o(6,5)*10+1));
%Iteraciones del algoritmo
cuadro5courDuo(1,12)=ResultadoCournotDuopolio.B1.cont;
cuadro5courDuo(2,12)=ResultadoCournotDuopolio.B2.cont;
cuadro5courDuo(3,12)=ResultadoCournotDuopolio.B3.cont;
cuadro5courDuo(4,12)=ResultadoCournotDuopolio.B4.cont;
cuadro5courDuo(5,12)=ResultadoCournotDuopolio.B5.cont;
cuadro5courDuo(6,12)=ResultadoCournotDuopolio.B6.cont;

xlswrite('resultados/cuadro5courDuo.xls',cuadro5courDuo,codig
oMesAño);

%TRIOPOLIO
%bloques
cuadro5courTrio(:,1)=[1 2 3 4 5 6];
%precio equilibrio edegel
cuadro5courTrio(1,2)=ResultadoCournotTriopolio.B1.p1;
cuadro5courTrio(2,2)=ResultadoCournotTriopolio.B2.p1;
cuadro5courTrio(3,2)=ResultadoCournotTriopolio.B3.p1;
cuadro5courTrio(4,2)=ResultadoCournotTriopolio.B4.p1;
cuadro5courTrio(5,2)=ResultadoCournotTriopolio.B5.p1;

```

```

cuadro5courTrio(6,2)=ResultadoCournotTriopolio.B6.p1;
%cantidad equilibrio edegel
cuadro5courTrio(1,3)=ResultadoCournotTriopolio.B1.q1;
cuadro5courTrio(2,3)=ResultadoCournotTriopolio.B2.q1;
cuadro5courTrio(3,3)=ResultadoCournotTriopolio.B3.q1;
cuadro5courTrio(4,3)=ResultadoCournotTriopolio.B4.q1;
cuadro5courTrio(5,3)=ResultadoCournotTriopolio.B5.q1;
cuadro5courTrio(6,3)=ResultadoCournotTriopolio.B6.q1;
%precio equilibrio electroperu
cuadro5courTrio(1,4)=ResultadoCournotTriopolio.B1.p2;
cuadro5courTrio(2,4)=ResultadoCournotTriopolio.B2.p2;
cuadro5courTrio(3,4)=ResultadoCournotTriopolio.B3.p2;
cuadro5courTrio(4,4)=ResultadoCournotTriopolio.B4.p2;
cuadro5courTrio(5,4)=ResultadoCournotTriopolio.B5.p2;
cuadro5courTrio(6,4)=ResultadoCournotTriopolio.B6.p2;
%cantidad equilibrio electroperu
cuadro5courTrio(1,5)=ResultadoCournotTriopolio.B1.q2;
cuadro5courTrio(2,5)=ResultadoCournotTriopolio.B2.q2;
cuadro5courTrio(3,5)=ResultadoCournotTriopolio.B3.q2;
cuadro5courTrio(4,5)=ResultadoCournotTriopolio.B4.q2;
cuadro5courTrio(5,5)=ResultadoCournotTriopolio.B5.q2;
cuadro5courTrio(6,5)=ResultadoCournotTriopolio.B6.q2;
%precio equilibrio enersur
cuadro5courTrio(1,6)=ResultadoCournotTriopolio.B1.p3;
cuadro5courTrio(2,6)=ResultadoCournotTriopolio.B2.p3;
cuadro5courTrio(3,6)=ResultadoCournotTriopolio.B3.p3;
cuadro5courTrio(4,6)=ResultadoCournotTriopolio.B4.p3;
cuadro5courTrio(5,6)=ResultadoCournotTriopolio.B5.p3;
cuadro5courTrio(6,6)=ResultadoCournotTriopolio.B6.p3;
%cantidad equilibrio enersur
cuadro5courTrio(1,7)=ResultadoCournotTriopolio.B1.q3;
cuadro5courTrio(2,7)=ResultadoCournotTriopolio.B2.q3;
cuadro5courTrio(3,7)=ResultadoCournotTriopolio.B3.q3;
cuadro5courTrio(4,7)=ResultadoCournotTriopolio.B4.q3;
cuadro5courTrio(5,7)=ResultadoCournotTriopolio.B5.q3;
cuadro5courTrio(6,7)=ResultadoCournotTriopolio.B6.q3;
%cantidad total estrategica
cuadro5courTrio(1,8)=cuadro5courTrio(1,3)+cuadro5courTrio(1,5)
)+cuadro5courTrio(1,7);
cuadro5courTrio(2,8)=cuadro5courTrio(2,3)+cuadro5courTrio(2,5)
)+cuadro5courTrio(2,7);
cuadro5courTrio(3,8)=cuadro5courTrio(3,3)+cuadro5courTrio(3,5)
)+cuadro5courTrio(3,7);
cuadro5courTrio(4,8)=cuadro5courTrio(4,3)+cuadro5courTrio(4,5)
)+cuadro5courTrio(4,7);
cuadro5courTrio(5,8)=cuadro5courTrio(5,3)+cuadro5courTrio(5,5)
)+cuadro5courTrio(5,7);
cuadro5courTrio(6,8)=cuadro5courTrio(6,3)+cuadro5courTrio(6,5)
)+cuadro5courTrio(6,7);
%precio de Cournot

```

```

cuadro5courTrio(1,9)=DR_triopolio.D1.y(round(cuadro5courTrio(
1,8)*10+1));
cuadro5courTrio(2,9)=DR_triopolio.D2.y(round(cuadro5courTrio(
2,8)*10+1));
cuadro5courTrio(3,9)=DR_triopolio.D3.y(round(cuadro5courTrio(
3,8)*10+1));
cuadro5courTrio(4,9)=DR_triopolio.D4.y(round(cuadro5courTrio(
4,8)*10+1));
cuadro5courTrio(5,9)=DR_triopolio.D5.y(round(cuadro5courTrio(
5,8)*10+1));
cuadro5courTrio(6,9)=DR_triopolio.D6.y(round(cuadro5courTrio(
6,8)*10+1));
%cantidad total
cuadro5courTrio(1,10)=Demandas.D1(round(cuadro5courTrio(1,9)*
100+1));
cuadro5courTrio(2,10)=Demandas.D2(round(cuadro5courTrio(2,9)*
100+1));
cuadro5courTrio(3,10)=Demandas.D3(round(cuadro5courTrio(3,9)*
100+1));
cuadro5courTrio(4,10)=Demandas.D4(round(cuadro5courTrio(4,9)*
100+1));
cuadro5courTrio(5,10)=Demandas.D5(round(cuadro5courTrio(5,9)*
100+1));
cuadro5courTrio(6,10)=Demandas.D6(round(cuadro5courTrio(6,9)*
100+1));
%cantidad de la franja
cuadro5courTrio(1,11)=cuadro5courTrio(1,10)-
cuadro5courTrio(1,8);
cuadro5courTrio(2,11)=cuadro5courTrio(2,10)-
cuadro5courTrio(2,8);
cuadro5courTrio(3,11)=cuadro5courTrio(3,10)-
cuadro5courTrio(3,8);
cuadro5courTrio(4,11)=cuadro5courTrio(4,10)-
cuadro5courTrio(4,8);
cuadro5courTrio(5,11)=cuadro5courTrio(5,10)-
cuadro5courTrio(5,8);
cuadro5courTrio(6,11)=cuadro5courTrio(6,10)-
cuadro5courTrio(6,8);
%CV edegel
%cuadro5courTrio(1,10)=ofertaEdegelQ.y(find(ofertaEdegelQ.x==
cuadro5courTrio(1,3)));
cuadro5courTrio(1,12)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courTrio(1
,3)*10+1));
cuadro5courTrio(2,12)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courTrio(2
,3)*10+1));
cuadro5courTrio(3,12)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courTrio(3
,3)*10+1));
cuadro5courTrio(4,12)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courTrio(4
,3)*10+1));
cuadro5courTrio(5,12)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courTrio(5
,3)*10+1));

```

```

cuadro5courTrio(6,12)=ofertaEdegelQ.y(round(cuadro5courTrio(6,3)*10+1));
%CV electroperu
cuadro5courTrio(1,13)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courTrio(1,5)*10+1));
cuadro5courTrio(2,13)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courTrio(2,5)*10+1));
cuadro5courTrio(3,13)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courTrio(3,5)*10+1));
cuadro5courTrio(4,13)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courTrio(4,5)*10+1));
cuadro5courTrio(5,13)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courTrio(5,5)*10+1));
cuadro5courTrio(6,13)=ofertaElectroperuQ.y(round(cuadro5courTrio(6,5)*10+1));
%CV enersur
cuadro5courTrio(1,14)=ofertaEnersurQ.y(round(cuadro5courTrio(1,7)*10+1));
cuadro5courTrio(2,14)=ofertaEnersurQ.y(round(cuadro5courTrio(2,7)*10+1));
cuadro5courTrio(3,14)=ofertaEnersurQ.y(round(cuadro5courTrio(3,7)*10+1));
cuadro5courTrio(4,14)=ofertaEnersurQ.y(round(cuadro5courTrio(4,7)*10+1));
cuadro5courTrio(5,14)=ofertaEnersurQ.y(round(cuadro5courTrio(5,7)*10+1));
cuadro5courTrio(6,14)=ofertaEnersurQ.y(round(cuadro5courTrio(6,7)*10+1));
%Iteraciones del algoritmo
cuadro5courTrio(1,15)=ResultadoCournotTriopolio.B1.cont;
cuadro5courTrio(2,15)=ResultadoCournotTriopolio.B2.cont;
cuadro5courTrio(3,15)=ResultadoCournotTriopolio.B3.cont;
cuadro5courTrio(4,15)=ResultadoCournotTriopolio.B4.cont;
cuadro5courTrio(5,15)=ResultadoCournotTriopolio.B5.cont;
cuadro5courTrio(6,15)=ResultadoCournotTriopolio.B6.cont;

xlswrite('resultados/cuadro5courTrio.xls',cuadro5courTrio,codigoMesAño);

%CALCULO DE ENERGIAS
%DUOPOLIO
energiasCourDuo(:,1)=[1 2 3 4 5];
energiasCourDuo(1,2)=120*sum(cuadro5courDuo(:,3));%Energia Promedio Edegel
energiasCourDuo(2,2)=120*sum(cuadro5courDuo(:,5));%Energia Promedio Electroperu
energiasCourDuo(3,2)=(sum(cuadro5courDuo(:,7).*cuadro5courDuo(:,8)))/(sum(cuadro5courDuo(:,8))));%Precio Cournot Promedio PcourDuo=energiasCourDuo(3,2);
energiasCourDuo(4,2)=120*sum(cuadro5courDuo(:,9));%Energia Promedio Franja

```

```

energiasCourDuo(5,2)=120*sum(cuadro5courDuo(:,8));%Energia
Promedio SEIN

xlswrite('resultados/energiasCourDuo.xls',energiasCourDuo,cod
igoMesAño);

%TRIOPOLIO
energiasCourTrio(:,1)=[1 2 3 4 5 6];
energiasCourTrio(1,2)=120*sum(cuadro5courTrio(:,3));%Energia
Promedio Edegel
energiasCourTrio(2,2)=120*sum(cuadro5courTrio(:,5));%Energia
Promedio Electroperu
energiasCourTrio(3,2)=120*sum(cuadro5courTrio(:,7));%Energia
Promedio Enersur
energiasCourTrio(4,2)=(sum(cuadro5courTrio(:,9).*cuadro5courT
rio(:,10)))/(sum(cuadro5courTrio(:,10)));%Precio Cournot
Promedio
PcourTrio=energiasCourTrio(4,2);
energiasCourTrio(5,2)=120*sum(cuadro5courTrio(:,11));%Energia
Promedio Franja
energiasCourTrio(6,2)=120*sum(cuadro5courTrio(:,10));%Energia
Promedio Enersur

xlswrite('resultados/energiasCourTrio.xls',energiasCourTrio,c
odigoMesAño);

%INDICES DE LERNER

%DUOPOLIO
indicesLernerDuo(:,1)=[1 2 3 4 5 6];

%indices de lerner edegel
indicesLernerDuo(1,2)=(cuadro5courDuo(1,2)-
cuadro5courDuo(1,10))*100/cuadro5courDuo(1,2);
indicesLernerDuo(2,2)=(cuadro5courDuo(2,2)-
cuadro5courDuo(2,10))*100/cuadro5courDuo(2,2);
indicesLernerDuo(3,2)=(cuadro5courDuo(3,2)-
cuadro5courDuo(3,10))*100/cuadro5courDuo(3,2);
indicesLernerDuo(4,2)=(cuadro5courDuo(4,2)-
cuadro5courDuo(4,10))*100/cuadro5courDuo(4,2);
indicesLernerDuo(5,2)=(cuadro5courDuo(5,2)-
cuadro5courDuo(5,10))*100/cuadro5courDuo(5,2);
indicesLernerDuo(6,2)=(cuadro5courDuo(6,2)-
cuadro5courDuo(6,10))*100/cuadro5courDuo(6,2);

%pcmi edegel
indicesLernerDuo(1,3)=(cuadro5courDuo(1,2)-
cuadro5courDuo(1,10))*100/cuadro5courDuo(1,10);
indicesLernerDuo(2,3)=(cuadro5courDuo(2,2)-
cuadro5courDuo(2,10))*100/cuadro5courDuo(2,10);

```

```

indicesLernerDuo(3,3)=(cuadro5courDuo(3,2)-
cuadro5courDuo(3,10))*100/cuadro5courDuo(3,10);
indicesLernerDuo(4,3)=(cuadro5courDuo(4,2)-
cuadro5courDuo(4,10))*100/cuadro5courDuo(4,10);
indicesLernerDuo(5,3)=(cuadro5courDuo(5,2)-
cuadro5courDuo(5,10))*100/cuadro5courDuo(5,10);
indicesLernerDuo(6,3)=(cuadro5courDuo(6,2)-
cuadro5courDuo(6,10))*100/cuadro5courDuo(6,10);
%indices de lerner electroperu
indicesLernerDuo(1,4)=(cuadro5courDuo(1,4)-
cuadro5courDuo(1,11))*100/cuadro5courDuo(1,4);
indicesLernerDuo(2,4)=(cuadro5courDuo(2,4)-
cuadro5courDuo(2,11))*100/cuadro5courDuo(2,4);
indicesLernerDuo(3,4)=(cuadro5courDuo(3,4)-
cuadro5courDuo(3,11))*100/cuadro5courDuo(3,4);
indicesLernerDuo(4,4)=(cuadro5courDuo(4,4)-
cuadro5courDuo(4,11))*100/cuadro5courDuo(4,4);
indicesLernerDuo(5,4)=(cuadro5courDuo(5,4)-
cuadro5courDuo(5,11))*100/cuadro5courDuo(5,4);
indicesLernerDuo(6,4)=(cuadro5courDuo(6,4)-
cuadro5courDuo(6,11))*100/cuadro5courDuo(6,4);

%pcmi electroperu
indicesLernerDuo(1,5)=(cuadro5courDuo(1,4)-
cuadro5courDuo(1,11))*100/cuadro5courDuo(1,11);
indicesLernerDuo(2,5)=(cuadro5courDuo(2,4)-
cuadro5courDuo(2,11))*100/cuadro5courDuo(2,11);
indicesLernerDuo(3,5)=(cuadro5courDuo(3,4)-
cuadro5courDuo(3,11))*100/cuadro5courDuo(3,11);
indicesLernerDuo(4,5)=(cuadro5courDuo(4,4)-
cuadro5courDuo(4,11))*100/cuadro5courDuo(4,11);
indicesLernerDuo(5,5)=(cuadro5courDuo(5,4)-
cuadro5courDuo(5,11))*100/cuadro5courDuo(5,11);
indicesLernerDuo(6,5)=(cuadro5courDuo(6,4)-
cuadro5courDuo(6,11))*100/cuadro5courDuo(6,11);

%lerner sein
indicesLernerDuo(:,6)=repmat(((energiasCourDuo(3,2)-
energiasCompDuo(3,2))*100/energiasCourDuo(3,2)),6,1);

%pcmi sein
indicesLernerDuo(:,7)=repmat(((energiasCourDuo(3,2)-
energiasCompDuo(3,2))*100/energiasCompDuo(3,2)),6,1);

xlswrite('resultados/indicesLernerDuo.xls',indicesLernerDuo,c
odigoMesAno);
%TRIOPOLIO
indicesLernerTrio(:,1)=[1 2 3 4 5 6];

```

```

%indices de lerner edegel
indicesLernerTrio(1,2)=(cuadro5courTrio(1,2)-
cuadro5courTrio(1,12))*100/cuadro5courTrio(1,2);
indicesLernerTrio(2,2)=(cuadro5courTrio(2,2)-
cuadro5courTrio(2,12))*100/cuadro5courTrio(2,2);
indicesLernerTrio(3,2)=(cuadro5courTrio(3,2)-
cuadro5courTrio(3,12))*100/cuadro5courTrio(3,2);
indicesLernerTrio(4,2)=(cuadro5courTrio(4,2)-
cuadro5courTrio(4,12))*100/cuadro5courTrio(4,2);
indicesLernerTrio(5,2)=(cuadro5courTrio(5,2)-
cuadro5courTrio(5,12))*100/cuadro5courTrio(5,2);
indicesLernerTrio(6,2)=(cuadro5courTrio(6,2)-
cuadro5courTrio(6,12))*100/cuadro5courTrio(6,2);
%pcmi edegel
indicesLernerTrio(1,3)=(cuadro5courTrio(1,2)-
cuadro5courTrio(1,12))*100/cuadro5courTrio(1,12);
indicesLernerTrio(2,3)=(cuadro5courTrio(2,2)-
cuadro5courTrio(2,12))*100/cuadro5courTrio(2,12);
indicesLernerTrio(3,3)=(cuadro5courTrio(3,2)-
cuadro5courTrio(3,12))*100/cuadro5courTrio(3,12);
indicesLernerTrio(4,3)=(cuadro5courTrio(4,2)-
cuadro5courTrio(4,12))*100/cuadro5courTrio(4,12);
indicesLernerTrio(5,3)=(cuadro5courTrio(5,2)-
cuadro5courTrio(5,12))*100/cuadro5courTrio(5,12);
indicesLernerTrio(6,3)=(cuadro5courTrio(6,2)-
cuadro5courTrio(6,12))*100/cuadro5courTrio(6,12);

%indices de lerner electroperu
indicesLernerTrio(1,4)=(cuadro5courTrio(1,4)-
cuadro5courTrio(1,13))*100/cuadro5courTrio(1,4);
indicesLernerTrio(2,4)=(cuadro5courTrio(2,4)-
cuadro5courTrio(2,13))*100/cuadro5courTrio(2,4);
indicesLernerTrio(3,4)=(cuadro5courTrio(3,4)-
cuadro5courTrio(3,13))*100/cuadro5courTrio(3,4);
indicesLernerTrio(4,4)=(cuadro5courTrio(4,4)-
cuadro5courTrio(4,13))*100/cuadro5courTrio(4,4);
indicesLernerTrio(5,4)=(cuadro5courTrio(5,4)-
cuadro5courTrio(5,13))*100/cuadro5courTrio(5,4);
indicesLernerTrio(6,4)=(cuadro5courTrio(6,4)-
cuadro5courTrio(6,13))*100/cuadro5courTrio(6,4);

%pcmi electroperu
indicesLernerTrio(1,5)=(cuadro5courTrio(1,4)-
cuadro5courTrio(1,13))*100/cuadro5courTrio(1,13);
indicesLernerTrio(2,5)=(cuadro5courTrio(2,4)-
cuadro5courTrio(2,13))*100/cuadro5courTrio(2,13);
indicesLernerTrio(3,5)=(cuadro5courTrio(3,4)-
cuadro5courTrio(3,13))*100/cuadro5courTrio(3,13);
indicesLernerTrio(4,5)=(cuadro5courTrio(4,4)-
cuadro5courTrio(4,13))*100/cuadro5courTrio(4,13);

```

```

indicesLernerTrio(5,5)=(cuadro5courTrio(5,4)-
cuadro5courTrio(5,13))*100/cuadro5courTrio(5,13);
indicesLernerTrio(6,5)=(cuadro5courTrio(6,4)-
cuadro5courTrio(6,13))*100/cuadro5courTrio(6,13);

%indices de lerner enersur
indicesLernerTrio(1,6)=(cuadro5courTrio(1,6)-
cuadro5courTrio(1,14))*100/cuadro5courTrio(1,6);
indicesLernerTrio(2,6)=(cuadro5courTrio(2,6)-
cuadro5courTrio(2,14))*100/cuadro5courTrio(2,6);
indicesLernerTrio(3,6)=(cuadro5courTrio(3,6)-
cuadro5courTrio(3,14))*100/cuadro5courTrio(3,6);
indicesLernerTrio(4,6)=(cuadro5courTrio(4,6)-
cuadro5courTrio(4,14))*100/cuadro5courTrio(4,6);
indicesLernerTrio(5,6)=(cuadro5courTrio(5,6)-
cuadro5courTrio(5,14))*100/cuadro5courTrio(5,6);
indicesLernerTrio(6,6)=(cuadro5courTrio(6,6)-
cuadro5courTrio(6,14))*100/cuadro5courTrio(6,6);

%pcmi enersur
indicesLernerTrio(1,7)=(cuadro5courTrio(1,6)-
cuadro5courTrio(1,14))*100/cuadro5courTrio(1,14);
indicesLernerTrio(2,7)=(cuadro5courTrio(2,6)-
cuadro5courTrio(2,14))*100/cuadro5courTrio(2,14);
indicesLernerTrio(3,7)=(cuadro5courTrio(3,6)-
cuadro5courTrio(3,14))*100/cuadro5courTrio(3,14);
indicesLernerTrio(4,7)=(cuadro5courTrio(4,6)-
cuadro5courTrio(4,14))*100/cuadro5courTrio(4,14);
indicesLernerTrio(5,7)=(cuadro5courTrio(5,6)-
cuadro5courTrio(5,14))*100/cuadro5courTrio(5,14);
indicesLernerTrio(6,7)=(cuadro5courTrio(6,6)-
cuadro5courTrio(6,14))*100/cuadro5courTrio(6,14);

%lerner sein
indicesLernerTrio(:,8)=repmat(((energiasCourTrio(4,2)-
energiasCompTrio(4,2))*100/energiasCourTrio(4,2)),6,1);

%pcmi sein
indicesLernerTrio(:,9)=repmat(((energiasCourTrio(4,2)-
energiasCompTrio(4,2))*100/energiasCompTrio(4,2)),6,1);

xlswrite('resultados/indicesLernerTrio.xls',indicesLernerTrio
,codigoMesAño);

%TERMINAMOS Y MOSTRAMOS EL TIEMPO DE EJECUCIÓN EN MINUTOS
disp(mensaje2);
TiempoTotalMinutos=toc/60

```

# Capítulo 5

## Conclusiones

Esta tesis ha servido para, analizar tres aspectos fundamentales que han originado algunas dificultades en las experiencias de mercados eléctricos reformados de algunos países en el ámbito internacional, a saber: En primer lugar, ha permitido evaluar los efectos que algunas de las reformas en la organización del sector eléctrico (desintegración vertical, liberalización de la generación, acceso a las redes eléctricas) tienen sobre la eficiencia productiva y sobre las tarifas de los usuarios finales en un horizonte temporal de corto plazo y a la luz de la experiencia internacional. En segundo lugar, ha permitido analizar el problema de una empresa generadora de electricidad que opera en un mercado eléctrico reformado, que utiliza actualmente combustibles fósiles y que debe tomar decisiones sobre la ampliación futura de su capacidad teniendo en cuenta que la normativa del sector eléctrico, que busca fomentar el uso de energías renovables no convencionales “limpias” para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y para proteger el medio ambiente, obliga al operador de la red de transmisión a dar prioridad a la producción de electricidad de su rival que produce electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales con bajas emisiones contaminantes. Es decir, la contribución efectuada en el tercer capítulo radica en analizar

la toma de decisiones de ampliación óptima de capacidad desde la perspectiva de una empresa generadora que utiliza tecnologías convencionales con tasas de emisiones contaminantes nada despreciables y en un ambiente en el que la normativa regulatoria no le favorece. Finalmente, en tercer lugar, ha servido para estudiar el comportamiento estratégico y los incentivos a ejercer poder de mercado por parte de las empresas generadoras que operan en un mercado eléctrico reformado específico en un contexto estático de corto plazo; en concreto, ha permitido analizar en un escenario contrafactual los resultados que se obtendrían en el mercado eléctrico peruano si los precios de la electricidad no fuesen determinados de forma administrativa sino que éstos fuesen determinados como resultado de la interacción estratégica de las empresas generadoras con mayor cuota de mercado, las cuales se supone utilizan como variable estratégica de decisión la cantidad de electricidad a producir (competencia à la *Nash-Cournot*), considerando a su vez que las empresas de menor cuota de mercado son tomadoras de precio (franja competitiva).

Las principales conclusiones que se han obtenido tras el análisis realizado en cada capítulo pueden resumirse de la siguiente manera: En primer lugar, los resultados obtenidos en el segundo capítulo, en el que se estudian los efectos de la reforma del sector eléctrico, nos permiten concluir que la competencia (imperfecta) entre las empresas eléctricas depende en gran medida de las reglas de acceso a las redes de transmisión y distribución que se adopten tras la reforma, y de que en el sistema no se presenten problemas de congestión, es decir, que el sistema cuente con suficiente capacidad para realizar los intercambios de electricidad entre regiones distantes. Asimismo, este análisis teórico nos permite afirmar que si se realiza la reforma del sector eléctrico sin cuidar el correcto diseño de los nuevos mecanismos institucionales que

gobiernen el acceso a las redes eléctricas y sin adoptar medidas para reducir la elevada concentración heredada del modelo tradicional no se conseguirá mejorar los resultados del mercado eléctrico respecto a los del modelo tradicional. Si tras la reforma del sector eléctrico no existen ganancias de eficiencia productiva (reducción de costes de producción), los consumidores tendrán que pagar precios más altos por la electricidad consumida respecto a los precios del modelo centralizado. Sin embargo, si la ganancia de eficiencia productiva es lo suficientemente grande, es posible que se produzcan situaciones donde los precios disminuyan tras la reforma del sector.

En segundo lugar, del estudio realizado en el tercer capítulo, en el que se analiza mediante un modelo de teoría de juegos no cooperativos de dos etapas cómo una empresa generadora que produce actualmente electricidad con una tecnología convencional (empresa 2) ampliaría en el futuro su capacidad de producción teniendo en cuenta que las reglas del mercado le dan prioridad a la producción de su rival (empresa 1) ya que produce energía eléctrica con una tecnología con bajas emisiones contaminantes, se puede concluir que la empresa que no produce energía limpia (la empresa 2), para los dos casos analizados, realizará una ampliación de capacidad inferior a la ampliación de capacidad que realizaría un planificador social benevolente. Asimismo, se puede afirmar que, en términos esperados, la cantidad óptima agregada que se produciría, para los dos casos analizados, sería siempre inferior a la cantidad óptima agregada que se produciría desde la perspectiva de un planificador social que maximiza el bienestar social esperado.

En tercer lugar, la principal conclusión que se desprende del análisis del comportamiento estratégico de corto plazo de las empresas generadoras que operan en el mercado eléctrico peruano, bajo el supuesto que las empresas de mayor cuota de

mercado compiten en cantidades y que las empresas de menor cuota son precio aceptantes, es que el nivel de precios de equilibrio en el mercado, y el nivel de los incentivos de las empresas para ejercer poder de mercado en dicho mercado disminuye conforme el valor de la elasticidad precio de la demanda eléctrica aumenta. Es decir, como era de esperarse, las condiciones para el ejercicio de poder de mercado son más favorables para las empresas generadoras cuando la demanda del mercado es más inelástica.

Por lo anterior, es importante resaltar que la principal contribución de esta tesis viene dada por los resultados cualitativos que se derivan del análisis realizado en cada capítulo de la misma, antes que por la estimación de resultados cuantitativos que, fuertemente, dependen de los supuestos adoptados. Por ejemplo, los resultados obtenidos en el análisis de los efectos de la reforma del sector eléctrico deben considerarse de manera descriptiva antes que considerarse como estimaciones exactas de los resultados del mercado analizado ya que éstos dependen del valor de la elasticidad precio de la demanda de electricidad, de la estructura de costes de las empresas generadoras, de la topología de las redes eléctricas, etc. Otro ejemplo de esto se aprecia en los resultados obtenidos tras el análisis, mediante una simulación cuantitativa, del comportamiento estratégico y de los incentivos que las empresas generadoras que operan en el mercado eléctrico peruano tendrían para ejercer poder de mercado, los cuales también dependen del valor de la elasticidad precio de la demanda de electricidad además de la estructura de costes de las empresas estratégicas y de la franja competitiva. Por tanto, los resultados obtenidos de la simulación realizada, deben considerarse únicamente como un análisis de los incentivos y de las estrategias que tendrían las empresas generadoras del SEIN para ejercer poder de mercado, en lugar de

ser considerados como una predicción exacta de los precios de la electricidad en el mercado eléctrico peruano. No obstante, consideramos que el modelo de *Nash-Cournot* con franja competitiva simulado en el capítulo precedente serviría de base a las autoridades peruanas para investigar bajo que condiciones resultaría beneficioso (o no) implementar un mercado mayorista competitivo tipo bolsa energética (*Power Exchange*) en la industria eléctrica peruana en el que los precios de la generación eléctrica se determinasen por la libre y reiterada interacción entre la oferta y la demanda y no de manera administrativa tal como ocurre en la actualidad.

Finalmente, es importante resaltar que esta tesis, como cualquier otra, tiene ciertas limitaciones, que escapan al objetivo del presente estudio. En el capítulo segundo, el modelo utilizado no se ha analizado cuáles serían los efectos de la reforma del sector eléctrico en las inversiones en capacidad de generación y de transmisión en el largo plazo. Asimismo, cabe señalar la importancia de realizar una modelización para un sistema eléctrico que posea una red de transmisión, y comprobar las conclusiones a las que se ha llegado para un sistema con una sola línea de transmisión. En el tercer capítulo, es relevante resaltar que gracias al supuesto simplificador que se ha adoptado, asumiendo que la empresa que contamina en menor medida el medio ambiente siempre produce a plena capacidad, tanto en el corto como en el largo plazo, se elimina la interacción estratégica entre las dos empresas, y se consigue analizar de manera aislada cómo la empresa que no produce energía limpia (en el largo plazo) escoge su ampliación de capacidad óptima para satisfacer los requerimientos de su demanda residual futura. En consecuencia, sería interesante relajar este supuesto simplificador en una investigación futura. Además, también es importante notar que este modelo solo se centra en el estudio de la fase de generación, y que no considera la posibilidad de integración vertical

(parcial o total) entre la generación y la comercialización, y no toma en cuenta ni la capacidad ni la ampliación de capacidad de la red de transmisión. Por último, en el capítulo cuarto, es importante resaltar que aún queda por explorar los resultados que se obtendrían si se intercambiase el orden inicial en que las empresas estratégicas tomaran sus decisiones de optimización de sus beneficios. Asimismo, sería interesante analizar los efectos de una posible fusión entre algunas empresas generadoras que operan en el SEIN y el efecto que tendría la venta de activos de las empresas generadoras con mayor cuota de mercado.

# Capítulo 6

## Referencias

- Agostini, C.; Plottier, M. y Saavedra, E. (2009): “La Demanda Residencial por energía Eléctrica en Chile”, Ilades-Georgetown University Working Papers inv240. Ilades-Georgetown University. School of Economics and Business.
- Alcalá, E. y Ausejo, A. (2005): “Poder de Mercado en el Mercado de Generación Eléctrico Peruano: Mecanismos de Monitoreo y Mitigación, y Opciones de Política”, Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES). Documentos de Investigación Breve PBA 029-2005.
- Anderson, E. y Philpott, A. (2002): “Using Supply Functions for Offering Generation into an Electricity Market”, *Operations Research*. Vol. 50 (3), pp. 477-489.
- APERC (2000): “Electricity Sector Deregulation in the APEC Region”. Asia Pacific Energy Research Centre. Institute of Energy Economics, Japan.
- Arellano, M. (2003): “Diagnosing Market Power in Chile’s Electricity Industry”, MIT-CEEPR Working Paper. WP-2003-010. USA.
- Arellano, M. (2005): “Reformando el Sector Eléctrico Chileno: Diga No a la Liberalización del Mercado Spot”, *Estudios Públicos*. Vol.99, pp. 63-96.
- Bacon, R. (1995): “Privatisation and Reform in the Global Electricity Supply Industry”, *Annual Reviews Energy & the Environment*, Vol. 20, pp. 119-143.
- Bacon, R. y Besant-Jones, J. (2001): “Global Electric Power Reform, Privatisation and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries”, *Annual Reviews Energy & the Environment*, Vol. 26, pp. 331-359.
- Baldick, R.; Grant, R.; y Kahn, E. (2004): “Theory and Application of Linear Supply Function Equilibrium in Electricity Markets”, *Journal of Regulatory Economics*. Vol. 25 (2), pp. 143-167.

- Banal-Estañol, A.; y Rupérez, A. (2009): "Composition of Electricity Generation Portfolios, Pivotal Dynamics and Market Prices", *Management Science*. Vol. 55 (11), pp. 1813-1831.
- Banal-Estañol, A.; y Rupérez, A. (2010): "Are Agent-Based Simulations Robust?: The Electricity Trading Case". Universitat Pompeu Fabra Working Paper.
- Vol. Barco, D.; Iberico, J.; Vargas, P.; y Vera Tudela, R. (2008): "Abastecimiento Eléctrico 2008-20018", informe 050-2008 POM210. Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).
- Barmack, M.; Kahn, E. y Tierney, S. (2007): "A Cost-Benefit Assessment of Wholesale Electricity Restructuring and Competition in New England", *Journal of Regulatory Economics*. Vol. 31 (2), pp. 151-184. DOI: 10.1007/s11149-006-9022-8.
- Batten, D. y Grozev, G. (2006): "NEMSIM: Finding Ways to Reduce Greenhouse Gas Emissions Using Multi-Agent Electricity Modelling", in *Complex Science for a Complex World: Exploring Human Ecosystems with Agents*. Pascal Perez and David Batten (Editors), pp. 227-252.
- Belyaev, L. (2011): "Electricity Market Reforms: Economics and Policy Challenges", Springer.
- Belyaev, L.; y Khudyakov, V. (2008): "Worldwide Experience in Electricity Market Reform", *Northeast Asia Energy Focus*, Vol. 5 (4), pp. 32-53.
- Bendezú, L. y Gallardo, J. (2006): "Análisis Econométrico de la Demanda de Electricidad en Hogares Peruanos", Documento de Trabajo N° 16. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN. Perú.
- Besant-Jones, J. (2006): "Reforming Power Markets in Developing Countries: What have we Learned?" World Bank Paper 19. World Bank.
- Bishop, M. y Thompson, D. (1992): "Regulatory Reform and Productivity Growth in the UK's Public Utilities", *Applied Economics*. Vol. 24 (11), pp. 1181-1190.
- Bohi, D. y Zimmerman, M. (1984): "An Update of Econometric Studies of Energy Demand", *Annual Review of Energy*. Vol. 9, pp. 105-154.
- Bompard, E.; Yuchao, M.; y Ragazzi, E. (2006): "Microeconomic Analysis of the Physical Constrained Markets: Game Theory Application to Competitive Electricity Markets", *Higher Education and Research on Mobility Regulation and the Economics of Local Services*, HERMES, Fondazione Collegio Carlos Alberto, Turin, Italy.
- Boom, A. (2003): "Investments in Electricity Generating Capacity under Different Market Structures and with Endogenously Fixed Demand", Social Science Research Center, Berlin.

- Borenstein, S. y Bushnell, J. (1999): "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry", *The Journal of Industrial Economics*, Vol. 473, pp. 285–323.
- Borenstein, S.; Bushnell, J.; y Knittel, C. (1999): "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures", *The Energy Journal*. Vol. 20 (4), pp. 65-88.
- Borenstein, S.; Busnell, J.; y Stoft, S. (2000): "The Competitive Effect of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Market", *RAND Journal of Economics*. Vol. 31, pp. 294-325.
- Borenstein, S. y Bushnell, J. (2000): "Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?", *The Cato Review of Business and Government: Regulation*. Vol. 23 (2).
- Borenstein, S.; Bushnell, J.; Knittel, C.; y Wolfram, C. (2005): "Inefficiencies and Market Power in Financial Arbitrage: A Study of California's Electricity Markets". CSEM Working Paper N° 138, University of California Energy Institute.
- Bortolotti, B., Fantini, M. y Siniscalco, D. (1998): "Regulation and Privatisation: the Case of Electricity", Working Paper. Department of Economics and Finance, University of Turin.
- Bower, J. (2002): "Why did Electricity Prices Fall in England & Wales: Market Mechanism or Market Structure?", Working Paper EL02, Oxford Institute for Energy Studies.
- Bresnahan, T. (1982): "The Oligopoly Solution Concept is Identified", *Economics Letters*. Vol. 10, pp. 87-92.
- Brunekreeft, G. (2008): "Ownership Unbundling in Electricity Markets – A Social Cost Benefit Analysis of the German TSOs", Jacobs University Bremen. DP 2008-05.
- Bunn, D. y Martocchia, M. (2005): "Unilateral and Collusive Market Power in the Electricity Pool of England and Wales", *Energy Economics*. Vol. 27 (2), pp. 305-315.
- Burns, P. y Weyman-Jones, T. (1994): "Productive Efficiency and the Regulatory Review of Regional Electricity Companies in the UK", Discussion Paper N°1. Regulatory Policy Research Centre.
- Bushnell, J. (1998): "Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era of Competition in the Western U.S.", Power working Paper, PWP-056r.
- Bushnell, J.; Mansur, E.; y Saravia, C. (2004): "Market Structure and Competition: A Cross-Market Analysis of U.S. Electricity Deregulation", *Center for the Study of Energy Markets*. Paper CSEMWP N° 126.

- Bushnell, J.; Mansur, E.; y Saravia, C. (2008): "Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured U.S. Electricity Markets", *American Economic Review*. Vol 98 (1), pp. 237-266.
- Calmet, M. y Guerra, J. (1999): "Electric Sector Reform in Peru", *Power Engineering Review, IEEE*. Vol.19 (9), pp. 17-21.
- Cámac, D.; Ormeño, V.; y Espinosa, L. (2006): "Assuring the Efficient Development of Electricity Generation in Peru", Power Engineering Society General Meeting, IEEE.
- Campodónico, H. (1999): "Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las Características de la Inversión 1992-2000", Serie Reformas Económicas, Nº 25. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- Castro-Rodríguez, F.; Marín, P. y Siotis, G. (2009): "Capacity Choices in Liberalised Electricity Markets", *Energy Policy*. Vol. 37, pp. 2574-2581.
- Castro-Rodríguez, F. y Siotis, G. (2010): "El Efecto del Poder de Mercado Sobre la Inversión en Generación en Mercados Eléctricos Liberalizados", Cuadernos Económicos de Información Comercial Española (ICE). Nº 79, pp. 139-159.
- Ciarreta, A. y Gutiérrez-Hita, C. (2006): "Supply Function vs. Quantity Competition in Supergames", *International Journal of Industrial Organization*. Vol. 24 (4), pp. 773-783.
- Ciarreta, A. y Espinoza, M. (2010): "Market Power in the Spanish Electricity Auction", *Journal of Regulatory Economics*. Vol. 37, pp. 42-69.
- Chow, J.; De Mello, R; y Cheung, K. (2005): "Electricity Market Design: An Integrated Approach to Reliability Assurance", *Proceedings of the IEEE*. Vol. 93 (11), pp. 1956-1969.
- Comisión MINEM-OSINERGMIN Ley Nº 28447 (2005): "Libro Blanco: Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica".
- Comisión de Tarifas de Energía (2001): "Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas: 1993-2000".
- Coppens, F. y Vivet, D. (2004): "Liberalisation of Network Industries: Is Electricity an Exception to the rule?", National Bank of Belgium. Working Paper Nº 59.
- Crampes, C. y Creti, A. (2003): "Capacity Competition in Electricity Markets", Mimeo. Universidad de Toulouse.
- Cramton, P. (2003): "Electricity Market Design: The Good, the Bad, and the Ugly", *Published in the Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences*, January.

- Cramton, P. y Stoff, S. (2006): "The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem. A White Paper for the Electricity Oversight Board", mimeo.
- Czamanski, D. (1999): "Privatisation and Restructuring of Electricity Provision", Westport, Conn.: Praeger.
- Dammert, A.; Gallardo, J.; y García, R. (2005): "Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano", Documento de Trabajo N°5. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN. Perú.
- Dammert, A.; Gallardo, J.; y Quiso, L. (2005): "Dinámica de la Inversión en Generación de Electricidad en el Perú", Otros Documentos de Investigación. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN. Perú.
- Day, C. y Bunn, D. (2001): "Divestiture of Generation Assets in the Electricity Pool of England and Wales: A computational Approach to Analyzing Market Power", *Journal of Regulatory Economics*. Vol. 19 (2), pp. 123-141.
- Day, C.; Hobbs, B.; y Pan, J. (2002): "Oligopolistic Competition in Power Networks: a Conjectured Supply Function Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 17 (3), pp. 597-607.
- Delmas, M. y Tokat, Y. (2002): "Deregulation, Restructuring and Productivity: the U.S. Electric Utility Sector", Mimeo, MIT.
- De la Cruz, R. y García, R. (2002): "Mecanismos de Competencia de Energía y su Impacto en la Eficiencia: El Caso Peruano". Proyectos Breves-CIES.
- De la Cruz, R. y García, R. (2003): "La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política". Informe final. Consorcio de Investigación Social y Económica (CIES). Proyectos Breves-CIES.
- De la Cruz, J. y Monnet, J. (2006): "Bases para el Diseño de los Mercados Eléctricos", Centro Europeo de Regulación Económica. Working Paper N°36.
- De Vries, L. y Petra, H. (2008): "The Impact of Electricity Market Design upon Investment under Uncertainty: The Effectiveness of Capacity Mechanisms", *Utilities Policy, Elsevier*. Vol. 16(3), pp. 215-227. September.
- Dong, J.; y Zhang, J. (2008): "Externality Identification and Quantification of Transmission Construction Projects", International Conference on Risk Management & Engineering Management, pp.120-125.
- Erdogdu, E. (2010a): "Electricity Market Reform: Lessons for Developing Countries", MPRA Paper. University Library of Munich. Germany.

- Erdogdu, E. (2010b): "The Impact of Power Market Reforms on Convergence Towards the Average Price-Cost Margin: A Cross Country Panel Data Analysis", in Electricity Market Reform: Lessons for Developing Countries. *PHD First Year Report 2009-2010*. Cambridge Judge Business School.
- Fabra, N. (2001): "Market Power in Electricity Markets", Ph.D. Thesis, Department of Economics, European University Institute, Florence.
- Fabra, N. y Toro, J. (2003): "The Fall in British Electricity Prices: Market Rules, Market Structure, or Both?", *Industrial Organization* 0309001, EconWPA.
- Fabra, N., y Toro, J. (2005): "Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market", *International Journal of Industrial Organization*. Vol. 23, pp. 155-181, April.
- Fabra, N; De Frutos, M.; y Fehr, N.H. von der (2009): "Market Design and Investment Incentives", Mimeo, Universidad Carlos III de Madrid.
- Fabra, N., y Fabra, J. (2010): "Competencia y Poder de Mercado en los Mercados Eléctricos", *Cuadernos Económicos de Información Comercial Española (ICE)*. Nº 79, pp. 18-43.
- Fehr, N.H. von der y Harbord, D. (1997): "Capacity Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets", Memorandum Nº 27/97. Department of Economics. University of Oslo.
- Fernández, L. (2006): "La Demanda Residencial de Electricidad en España: Un Análisis Microeconómico", Universitat de Barcelona. Working Paper 2006-014. Asociación Española para la Economía Energética.
- Fernández, M. (2000): "La Competencia", Madrid: Alianza Editorial.
- Galal, A., Jones, L., Tandon, P. y Volgelsang, I. (1994): "Welfare Consequences of Selling Public Enterprises—An Empirical Analysis", Oxford: Oxford University Press.
- Gallardo, J.; García, R.; y Pérez-Reyes, R. (2004): "Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano", Documento de Trabajo Nº 2. Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN.
- García, R. (2006): "¿Por qué no Firman Contratos los Generadores con las Distribuidoras de Electricidad?", *Revista Peruana de Derecho de la Empresa*. Nº 62: Hidrocarburos y Electricidad.
- García, M., García, R. y Mariz, R. (2008): "Dynamic Analysis of the Electricity Generation Investment after Liberalization. Reference to the Spanish Case", IABR & TLC Conference Proceedings, San Juan, Puerto Rico, USA.

- Gilbert, R.J. y Khan, E.P. (1996): "International Comparisons of Electricity Regulation", Cambridge: Cambridge University Press.
- Green, R. y Newbery, D. (1992): "Competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Political Economy*. Vol. 100 (5), pp. 929-953.
- Green, R. (1996): "Increasing Competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Industrial Economics*. Vol. 44 (2), pp. 205-216.
- Grimm, V. y Zöttl, G. (2010): "Investment Incentives and Electricity Spot Market Design", Munich Discussion Paper 2010-29. Department of Economics. University of Munich.
- Harbor, D. y Fabra, N. (2000): "Market Power in Electricity Markets: Do Electricity Markets Require Special Regulatory Rules?", A Report Concerning the Competition Commission Electricity Generators Inquiry, Market Analysis Ltd.
- Harris, C. (2006): "Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics", John Wiley & Sons Ltd. England.
- Harvey, S. y Hogan, W. (2002): "Market Power and Market Simulations", Mimeo.
- Haskel, J. y Szymansky, S. (1992): "The Effects of Privatisation, Restructuring and Competition on Productivity Growth in the UK Public Corporations", Working Paper N° 286. Queen Mary and Westfield Department of Economics.
- Hattori, T. y Tsutsui, M. (2004): "Economic Impact of Regulatory Reforms in the Electricity Supply Industry: a Panel Data Analysis for OECD Countries". *Energy Policy*. VOL. 32, pp. 823-832.
- Hjalmarsson, L. (1996): "From Club-Regulation to Market Competition in the Scandinavian Electricity Supply Industry", en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge. Cambridge University Press, pp. 126-178.
- Hobbs, B. y Rijkers, F. (2004): "Strategic Generation with Conjectured Transmission Price Responses in a Mixed Transmission Pricing System-Part I: Formulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19(2), pp. 707-717.
- Hogan, W. (1997): "A market Power Model with Strategy Interaction in Electricity Networks", *The Energy Journal*. Vol. 18 (4), pp. 107-142.
- Hogan, W.; Rosellón, J. y Vogelsang, I. (2010): "Toward a Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion", *Journal of Regulatory Economics*. DOI: 10.1007/s11149-010-9123-2.
- Holmberg, P.; Newbery, D. y Ralph, D. (2008): "Supply Function Equilibria: Step Functions and Continuous Representation", EPRG Working Paper N° 0863.

- Hope, E., Rud, L. y Singh, B. (1993): "Market for Electricity: Economic Reform of the Norwegian Electricity Industry", Working Paper N°12. SNF, Oslo.
- Hortacsu, A.; y Puller, S. (2005): "Understanding Strategic Bidding in Restructured Electricity Markets: A Case Study of ERCOT", NBER Working Paper N° 11123.
- Hunt, S. (2002): "Making Competition Work in Electricity", John Wiley & Sons, Inc. New York.
- Jamasb, T. y Pollit, M. (2005): "Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress Toward Liberalization & Integration", *Energy Journal Special Issue on European Electricity Liberalisation*, pp. 11-42.
- Jamasb, T. (2006): "Between the State and Market: Electricity Sector Reform in Developing Countries", *Utilities Policy*. Vol. 14 (1), pp. 14-30.
- Joskow, P. y Schmalensee, R. (1983): "Markets of Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation", Cambridge: The MIT Press.
- Joskow, P. (1994): "Competition in the U.S. Electric Power Sector. Some Recent Developments", Inform Working Paper. MIT.
- Joskow, P. (1997): "Restructuring Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector", *Journal of Economic Perspectives*. Vol. 11(3), pp. 119-138.
- Joskow, P. (2003): "The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S", *Electricity Restructuring: Choices and Challenges*. J. Griffen and S. Puller, editors, University of Chicago Press.
- Joskow, P. y Tirole, J. (2004): "Merchant Transmission Investment", *Journal of Industrial Economics*. Vol. 53 (2), pp. 233-264.
- Kahn, E. (1998): "Numerical Techniques for Analyzing Market Power in Electricity", *The Electricity Journal*. Vol. 11(6), pp. 34-43.
- King, C. y Chatterjee, S. (2003): "Predicting California Demand Response", *Public Utilities Fortnightly*. Vol. 141, pp. 27-32.
- Kirschen, D. y Strbac, G. (2004): "Fundamentals of Power System Economics", John Wiley & Sons, Ltd.
- Klein, E. (2004): "Competition on Electricity Markets", en Helm, Dieter and Tim Jenkinson "Competition in Regulated Industries". Oxford: Oxford University Press.
- Klemperer, P. y Meyer, M. (1989): "Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty", *Econometrica*. Vol. 57, pp. 1243-1277.

- Knittel, C. (2003): "Market Structure and the Pricing of Electricity and Natural Gas", *Journal of Industrial Economics*, ISSN 0022-1821, Vol. 51(2), pp.167-191.
- Kühn, K-U. y Regibeau, P. (1998): "¿Ha Llegado la Competencia? Un Análisis Económico de la Reforma en el Sector Eléctrico en España", Documento de Trabajo. Instituto de Análisis Económico, CSI, Barcelona.
- Lagarto, J.; Sousa, T. y Lie, T. (2006): "Measuring Market Power in the Spanish Electricity Market Using a Conjectural Variations Approach", 3<sup>rd</sup> International Conference - The European Electricity Market, Warsaw, May.
- Lau, L. (1982): "On Identifying the Degree of Competitiveness from Industry Price and Output Data", *Economics Letters*. Vol.10, pp. 93-99.
- Lasheras, M. (1999): "La Regulación Económica de los Servicios Públicos", Barcelona: Editorial Ariel S.A.
- Le Coq, Ch. (2002): "Strategic Use of Available Capacity in the Electricity Spot Market", SSE/EFI Working Paper. Series in Economics and Finance Nº 496.
- López, J (1999): "La Liberalización del Sector Eléctrico Español: Una Reflexión a la Luz de la Experiencia de Inglaterra y Gales", Tesis Doctoral, Universidad de Alicante.
- Luyo, J. (2006): "Reforma del Sector Eléctrico en Perú: La Crisis del 2004 y Cambios Necesarios", Universidad Nacional Mayor de San Marcos (UNMSM), Facultad de Ciencias Económicas, Lima-Perú.
- Luyo, J. (2008): "Crisis de las Reformas, Poder de Mercado y Mitigación en el Mercado Eléctrico Peruano", *Revista IECOS-UNI*. Vol. 1 (5), pp. 39-64.
- Luyo, J. (2009): "Efectos de la Congestión de las Redes de Transmisión en la Competencia en Mercados Eléctricos de Producción Hidrotérmica", *Revista Pensamiento Crítico-UNMSM*. Vol. 9, pp. 77-98.
- Meade, R. y O'Connor, S. (2009): "Comparison on Long-Term Contracts and Vertical Integration in Decentralised Electricity Markets", EUI Working Papers RSCAS 2009/16.
- Meade, R. (2010): "Vertical Integration Vs Vertical Separation in an Imperfectly Competitive Industry, Such as Electricity, with Retail, Wholesale and Forward Markets", Working Paper. New Zealand Institute for the Study of Competition and Regulation (ISCR).
- Metzler, C., Hobbs, B.; y Pang J. (2003): "Nash-Cournot Equilibria in Power Markets on a Linearized DC Network with Arbitrage: Formulations and Properties", *Networks & Spatial Economics*. Vol. 3 (2), pp. 123-150. DOI: 10.1023/A: 1023907818360.

- Mota, R. (2004): "The Restructuring and Privatization of Electricity Distribution and Supply Business in Brazil: a Social Cost-Benefit Analysis". DAE Working Paper N° 309. Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge.
- National Institute of Economic and Industry Research (NIEIR), (2007): "The Own Price Elasticity of Demand for Electricity in NEM Regions", Tech. Rep. National Electricity Market Management Company.
- Newbery, D. y Pollit, M. (1997): "The Restructuring and Privatisation of Britain's CEGB – Was it Worth it?", *Journal of Industrial Economics*. Vol. 45(3), pp. 269-303.
- Newbery, D. (2004): "Electricity Liberalisation in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design", Cambridge Working Papers in Economics N° 0469.
- Newbery, D. (2008): "Analytic Solutions for Supply Function Equilibria: Uniqueness and Stability", EPRG Working Paper in Economics N° 0848.
- Newbery, D. (2009): "Predicting Market Power in Wholesale Electricity Markets", Cambridge Working Paper in Economics N° 0837.
- Oren, S. (1997): "Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electrical Systems with Competitive Generation, *The Energy Journal*. Vol. 18 (1), pp. 63-87.
- OSINERGMIN-GART (2008): "Apuntes para el Plan Energético Nacional: Electricidad e Hidrocarburos".
- Otero-Novas, I.; Meseguer, C.; Batlle, C. y Alba, J. (2000): "A Simulation Model for a Competitive Generation Market". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 15 (1), pp. 250-256.
- Patrick, R. y Wolak, F. (1997): "Estimating the Customer- Level Demand under Real-Time Market Prices", RutgersUniversity.
- Pérez, J. (1998): "Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica", Documento de Trabajo N° 004. Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
- Pérez-Reyes, R. y Equipo de Expertos de OSINERGMIN (2008): "Regulación y Funcionamiento del Sector de la Energía en el Perú", en José Luis García y Juan Carlos Jiménez (editores). *Energía y Regulación en Iberoamérica*. Vol. 2. Thomson-Civitas, pp. 183-208.
- Pollit, M. (1997a): "The Impact of the Liberalization of the Performance of the Electricity Supply Industry: An International Survey", *Journal of Energy Literature*, Vol. 3 (2), pp. 3-31.

- Pollit, M. (1997b): "The Restructuring and Privatisation of the Electricity Industry in Northern Ireland: Will it be Worth it?", Working Paper N° 9701. University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- Ramírez, J. y Torres, E. (2006): "Generación Limpia de Energía Eléctrica", Cinvestav, Octubre-Diciembre, pp. 4-14.
- Ramos Real, F. (2000): "Economías de Integración y Productividad en el Sector Eléctrico Español en el Periodo 1983-1996. Un enfoque Multiproductivo", Tesis Doctoral, Universidad de La Laguna.
- Reiss, P. (2005): "Household Electricity Demand, Revisited", *Review of Economic Studies*. Vol. 72, pp. 853-883.
- Rodríguez Pardina, M. (2001): "Mecanismos de Governance de Mercados Eléctricos en Latinoamérica: Una Asignatura Pendiente", Institute of the Americas Program on Effective Institutions for Efficient Markets. Temas Críticos.
- Rojas, R. (2001): "Bolsa de Energía en el SING: Simulación vía Teoría de Juegos", Tesis para Completar las Exigencias del Grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Rosellon, J. (2003): "Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion", *Review of Network Economics*. Vol. 2 (3), pp. 238-269. September.
- Rosellón, J., y Weigt, H. (2010): "A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks: Theory, Modeling and Application", Discussion Papers. Deutsches Institut Fur Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Rudkevich, A. (2005): "On the Supply Function Equilibrium and its Applications in Electricity Markets", *Decision Support Systems*. Vol. 40, pp. 409-425.
- Rudnick, H.; Barroso, L; Skerk, C. y Blanco, A. (2005): "South American Reform Lessons - Twenty Years of Restructuring and Reform in Argentina, Brazil, and Chile", *Power and Energy Magazine IEEE*. Vol. 3 (4), pp. 49-59.
- Sánchez, J., Barquin, J., Centeno, E. y López-Pea, A. (2008): "A Multidisciplinary Approach to Model Long-Term Investments in Electricity Generation: Combining System Dynamics, Credit Risk Theory and Game Theory", Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21<sup>st</sup> Century, IEEE.
- Sauma, E. y Oren, S. (2006): "Proactive Planning and Valuation of Transmission Investments in Restructured Electricity Markets", *Journal of Regulatory Economics*. Vol. 30(3), pp. 261-290.

- Sioshansi, F. y Oren, S. (2005): "Do Supply Function Equilibrium Models Describe Behavior in electricity Spot Market", Industrial Engineering and operations Research. University of California, Berkeley, May.
- Sioshansi, F. y Pfaffenberg, W. (2006): "Electricity Market Reform: an International Perspective". Elsevier, Kidlington, Oxford, UK.
- Sioshansi, F. (2006): "Electricity Market Reform: What Have We Learned? What Have We Gained?", The Electricity Journal. Vol. 19 (9).
- Spiller, P. y Viana, L. (1996): "How should it be done? Electricity Regulation in Argentina, Brazil, Uruguay, and Chile", en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation. Cambridge. Cambridge University Press*, pp. 82-125.
- Steiner, F. (2000): "Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry", Working Paper N° 238. Economic Department. Paris: OECD.
- Stern, J. y Holder, S. (1999): "Regulatory Governance: Criteria for Assessing the Performance of Regulatory Systems: An application to Infrastructure Industries in the Developing Countries of Asia". *Utilities Policy*, Vol. 8, pp. 33-50.
- Stoft, S. (2002): "Power System Economics: Designing Markets for Electricity". IEEE Press.
- Sun, J. y Tesfatsion, L. (2007): "Dynamic Testing of Wholesale Power Market Designs: an Open-Source Agent-Based Framework". *Computational Economics*, Vol. 30 (3), pp. 291-327.
- Tampier, M. y Beaulieu, J. (2006): "Renewable Energy Financing Case Studies: Lessons to be Learned from Successful Initiatives". Comisión para la Cooperación Ambiental, Canadá.
- Twomey, P.; Green, R.; Neuhoff, K.; y Newbery, D. (2004): "A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems", Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504.
- Ubeda, L. (2004): "Capacity and Market Design: Discriminatory vs. Uniform Auctions", Mimeo, UC3M, Department of Economics.
- Universidad ESAN (2008): "Análisis de Barreras de Entrada para la Inversión en Centrales Hidroeléctricas", Informe Final Elaborado para la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN.
- US Department of Justice and Federal Trade Commission for Market Power (1992): "Horizontal Merger Guidelines".

- Vaiani, A.; Bresesti, P. y Vailati, R. (2007): "A Method to Assess Benefits of Transmission Expansions in the Italian Electricity Market", *Proceedings, IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, June.
- Vassilopoulos, P. (2003): "Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets", University Paris IX-Dauphine, U.F.R Sciences of Organizations.
- Ventosa, M.; Baíllo, A. y Ramos, A. (2005): "Electricity Market Modeling Trends", *Energy Policy*. Vol. 33 (7), pp. 897-913.
- Villar, J. y Rudnick, H. (2003): "Hydrothermal Market Simulator Using Game Theory: Assessment of Power Market", *IEEE Transactions of Power Systems*. Vol. 18 (1), pp. 91-98.
- Weidlich, A. y Veit, D. (2008): "Agent-Based Simulations for Electricity Market Regulation Advice: Procedures and an Example", *Journal of Economics and Statistics (Jahrbuecher fuer Nationaloekonomie und Statistik)*. Vol. 228 (2y 3), pp. 149-172.
- Weyman-Jones, T. (1995): "Problems of Yardstick Regulation in Electricity Distribution", in Mathew Bishop, John Kay y Colin Mayer (eds.), *The Regulatory Challenge*. New York. Oxford University Press, pp. 423-443.
- Wolak, F. (2000): "Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison", in NBER book *Deregulation and Interdependence in the Asia-Pacific Region*, NBER-EASE. Vol. 8, Takatoshi Ito and Anne O. Krueger, Editors. pp. 79-137.
- Wolak, F. y Patrick, R. (2001a): "The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market", NBER Working Paper N° W8248.
- Wolak, F. y Patrick, R. (2001b): "Estimating the Customer-Level Demand for Electricity under Real Time Market Prices", NBER Working Paper N° 8213.
- Woo, C.; Lloyd, D.; y Tishler, A. (2003): "Electricity Market Reform Failures: UK, Norway, Alberta and California", *Energy Policy*. Vol. 31.
- World Energy Council (1998): "The Benefits and Deficiencies of Energy Sector Liberalisation", Vol.1. London: World Energy Council.
- Yarrow, G.K. (1992): "British Electricity Prices since Privatisation", Oxford: Regulatory Policy Institute.
- Zhang, Y., Parker, D. y Kirkpatrick, C. (2002): "Electricity Sector Reform in Developing Countries: An Econometric Assessment of the Effects of Privatisation, Competition and Regulation", Working Paper N° 31. University of Manchester and David Parker Aston University.