

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS SOCIALES



Dinámica de inversión y competencia en generación eléctrica en un
escenario de liberalización en el Perú (periodo 2012 – 2021): La
importancia de los contratos de largo plazo

Tesis para optar el Título de Licenciado en Economía que presenta:

Arnold Rubén Rivasplata Ramírez

Asesor: Prof. Raúl Lizardo García Carpio

Diciembre, 2017

Resumen

En el presente trabajo se analiza el comportamiento de los grupos económicos de generación eléctrica que toman decisiones sobre inversión y producción en un escenario de mercado liberalizado introduciendo contratos de largo plazo, en un contexto donde la concentración de mercado no permite desarrollar una eficiencia productiva y adecuación óptima, a través de las decisiones de inversión, lo que ha fomentado contar con un parque generador que no está bien diversificado en tecnologías más económicas y eficientes.

Para modelizar las decisiones óptimas de inversión y producción en la actividad de generación eléctrica a futuro, e introducir características económicas de estructura de mercado, se emplea un modelo de oligopolio dinámico determinístico bajo el enfoque de teoría de juegos, desarrollado en GAMS, que caracteriza el sector eléctrico en empresas con tecnologías hidráulicas y térmicas (diésel, gas natural) que abastecen dos bloques de horario (base y pico), con datos del año base 2011 para un horizonte temporal de 10 años.

En ese sentido, se mide el efecto de los contratos de largo plazo sobre la inversión en capacidad, la producción por tecnología, y precios por bloque de horario, cuyos resultados muestran que a pesar de que en los diferentes escenarios de análisis puedan existir indicios de poder de mercado, existe un efecto importante sobre las variables descritas previamente. Para un mercado oligopólico con franja competitiva, se observa que contratando el 70% de energía hidráulica y el 66% de energía térmica en el año base, la inversión en capacidad con tecnología hidráulica incrementa en 7,18% (sobreinversión) y con tecnología térmica disminuye en 2,27% (subinversión); mientras que la producción, con tecnología hidráulica incrementa en 3,67%, mientras que bajo tecnología térmica, 4,58%. El precio en hora base disminuye en 9,83% y en hora pico, 4,45%.

Dedicatoria

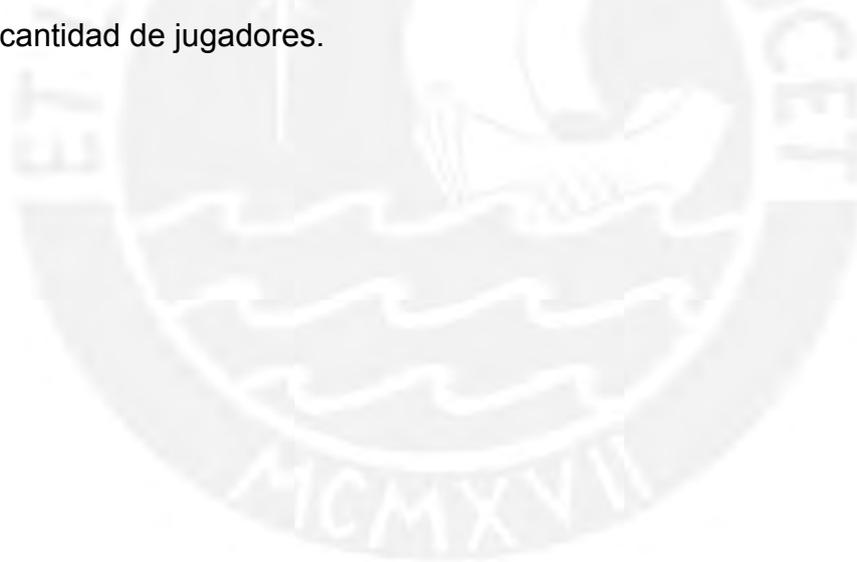
Esta tesis va dedicada a todos los que han aportado en mi formación personal, académica y profesional. A mis padres, Amarildo y Haydeé, por su esfuerzo y apoyo desmedido que pude presenciar conforme avanzaba en mi vida académica. A mi hermano, Ángel, por su soporte incondicional, siendo este muy importante durante mi etapa del pregrado, y por su apoyo en mi formación personal. A mis abuelitos, Florencio y Prisca, por siempre estar atentos en mi desarrollo y por complementar el esfuerzo de mis padres, así como las enseñanzas brindadas. A mis tías, Dina, Cecilia, e Hilda, por su inmenso sacrificio y siempre estar pendiente de mi desarrollo integral. A mi tío, Raúl, por representar un modelo a seguir desde siempre, y sus valiosos consejos y orientaciones. A mi compañera de toda una vida, Carina, por su respaldo y confianza, desde aquel día que le comenté sobre la presente investigación, y su compañía que desde entonces ha sido muy importante para mí.

Por la confianza que depositaron en mí, comparto este esfuerzo como si fuera de ustedes, esperando que sea este alguno de los frutos que en algún momento esperaron cosechar, y que pueda algún día cubrir la enorme deuda que tengo con ustedes.

Quiero hacer una mención aparte de esta dedicatoria a mi sobrino (ahijado), Alessandro, esperando que algún día pueda leer este trabajo, ya que este no hubiera sido posible gracias al apoyo de su padre, mi gran hermano, Ángel.

Agradecimientos

Durante mi etapa académica he conocido a destacados profesores, de los que siento una gran satisfacción, pero fue hacia el 2011 durante el curso de Seminario de Tesis que conocí a un excelente profesor y de quien guardo una especial consideración, por su vasto conocimiento y por su calidad de persona. Es por ello que quiero agradecer a mi asesor, el profesor Raúl García Carpio, quien fomentó en mí un profundo interés en los temas de economía de la energía, por su orientación, dedicación, y paciencia durante el proceso de elaboración de la tesis. También, al profesor Pierre-Olivier Pineau, por su apoyo en el acceso de un programa que fue muy útil para el desarrollo de la programación del modelo en la presente tesis, introduciendo contratos y una mayor cantidad de jugadores.



Índice

Introducción y motivación	<i>i</i>
1. Aspectos Relevantes	1
2. Marco teórico y Revisión de la literatura	11
2.1 Enfoques de modelación sobre la inversión eléctrica	11
2.2 Análisis de competencia	13
2.2.1 Equilibrio de Cournot.....	14
2.2.1.1 Caso General:	14
2.2.1.2 Incorporación de Contratos:.....	16
2.2.2 Equilibrio de Función de Oferta	17
2.2.2.1 Caso General:	17
2.2.2.2 Incorporación de Contratos:	18
2.3 Estudios empíricos sobre la Dinámica de la inversión eléctrica	18
2.3.1 Estudios internacionales:.....	22
2.3.2 Estudios del sector peruano y chileno:	24
3. Hipótesis	27
4. Metodología y Modelo teórico	28
5. Datos	36
6. Simulación y resultados	40
6.1 Resultados de escenario base	40
6.2 Análisis de sensibilidad	50
7. Conclusiones y Recomendaciones	64
Bibliografía	67
Anexos	71
Anexo 1: Centrales eléctricas mayores a 20 MW en 2011	72
Anexo 2: Modelos sobre Inversión	73

Anexo 3: Calibración de parámetros	76
Anexo 4: Representación extensa del modelo	78
Anexo 5: Tablas de resultados	79



Índice de gráficos

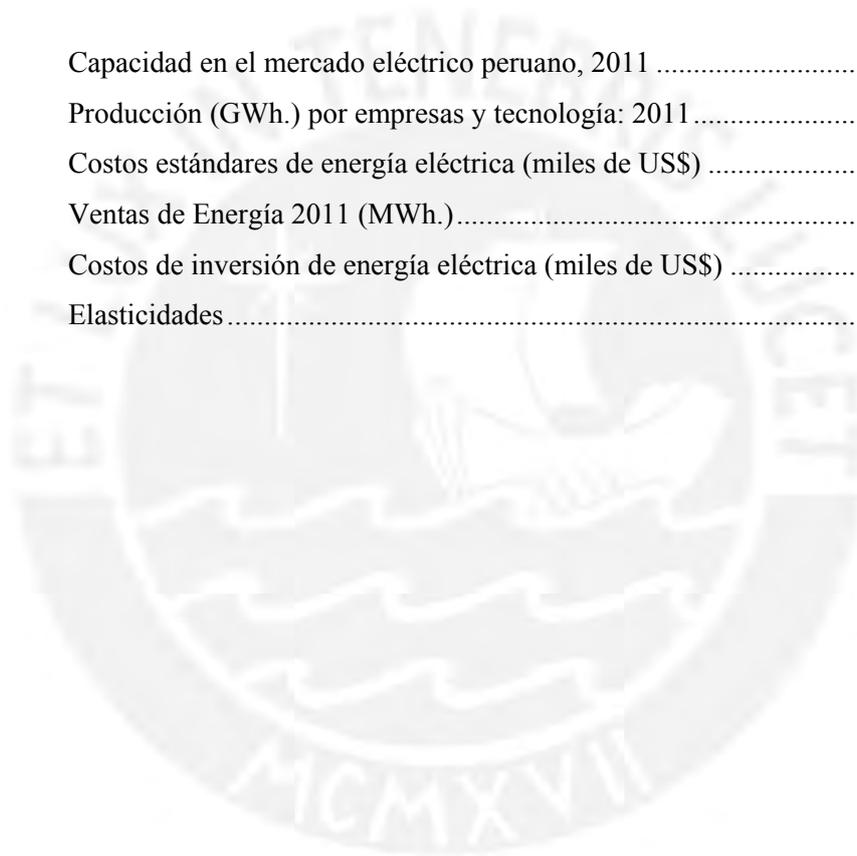
Gráfico 1.	Evolución del HHI.....	1
Gráfico 2.	Evolución de Potencia Efectiva vs. Máxima Demanda en MW (2001-2011).....	3
Gráfico 3.	Evolución mensual de producción de energía eléctrica en MW (2004-2011).....	4
Gráfico 4.	Evolución del precio spot y precios regulados en el Perú (2004-2011)	5
Gráfico 5.	Equilibrio en mercado de generación eléctrica.....	6
Gráfico 6.	Comparativo estático de adecuación del parque.....	7
Gráfico 7.	Composición óptima del parque generador bajo distintos regímenes	9
Gráfico 8.	Minimización de costos del parque generador con entrada del Gas Natural.....	10
Gráfico 9.	Evolución del precio base (\$/MWh.).....	41
Gráfico 10.	Evolución del precio pico (\$/MWh.).....	42
Gráfico 11.	Inversión en tecnología hidráulica (MW).....	43
Gráfico 12.	Inversión en tecnología térmica (MW).....	44
Gráfico 13.	Capacidad de generación hidráulica (MWh.)	45
Gráfico 14.	Capacidad de generación térmica (MWh.)	46
Gráfico 15.	Cantidad producida con tecnología hidráulica (MWh.)	47
Gráfico 16.	Cantidad producida con tecnología térmica (MWh.)	48
Gráfico 17.	Composición del Parque Generador (MWh.)	49
Gráfico 18.	Evolución del precio base con contrato – costos (\$/MWh.)	51
Gráfico 19.	Evolución del precio pico con contrato – costos (\$/MWh.)	52
Gráfico 20.	Inversión en tecnología hidráulica – costos (MW).....	53
Gráfico 21.	Inversión en tecnología térmica – costos (MW).....	54
Gráfico 22.	Capacidad de generación hidráulica – costos (MWh.)	55
Gráfico 23.	Capacidad de generación térmica – costos (MWh.)	55
Gráfico 24.	Cantidad producida con tecnología hidráulica – costos (MWh.)	56
Gráfico 25.	Cantidad producida con tecnología térmica – costos (MWh.)	57
Gráfico 26.	Evolución del precio base con contrato – elasticidad (\$/MWh.).....	58

Gráfico 27.	Evolución del precio pico con contrato – elasticidad (\$/MWh.).....	59
Gráfico 28.	Inversión en tecnología hidráulica – elasticidad (MW).....	60
Gráfico 29.	Inversión en tecnología térmica – elasticidad (MW).....	60
Gráfico 30.	Capacidad de generación hidráulica – elasticidad (MWh.).....	61
Gráfico 31.	Capacidad de generación térmica – elasticidad (MWh.).....	62
Gráfico 32.	Cantidad producida con tecnología hidráulica – elasticidad (MWh.)	63
Gráfico 33.	Cantidad producida con tecnología térmica – elasticidad (MWh.)	63



Índice de tablas

Tabla 1.	Capacidad en el mercado eléctrico peruano, 2011	36
Tabla 2.	Producción (GWh.) por empresas y tecnología: 2011	37
Tabla 3.	Costos estándares de energía eléctrica (miles de US\$)	38
Tabla 4.	Ventas de Energía 2011 (MWh.).....	39
Tabla 5.	Costos de inversión de energía eléctrica (miles de US\$)	50
Tabla 6.	Elasticidades	57



Resumen Ejecutivo

En el presente trabajo se analiza el comportamiento de los grupos económicos de generación eléctrica que toman decisiones sobre inversión y producción en un escenario de mercado liberalizado introduciendo contratos de largo plazo, en un contexto donde la concentración de mercado no permite desarrollar una eficiencia productiva y adecuación óptima, a través de las decisiones de inversión, lo que ha fomentado contar con un parque generador que no está bien diversificado en tecnologías más económicas y eficientes.

Para modelizar las decisiones óptimas de inversión y producción en la actividad de generación eléctrica a futuro, e introducir características económicas de estructura de mercado, se emplea un modelo de oligopolio dinámico determinístico bajo el enfoque de teoría de juegos, desarrollado en GAMS, que caracteriza el sector eléctrico en empresas con tecnologías hidráulicas y térmicas (diésel, gas natural) que abastecen dos bloques de horario (base y pico), con datos del año base 2011 para un horizonte temporal de 10 años.

En ese sentido, se mide el efecto de los contratos de largo plazo sobre la inversión en capacidad, la producción por tecnología, y precios por bloque de horario, cuyos resultados muestran que a pesar de que en los diferentes escenarios de análisis puedan existir indicios de poder de mercado, existe un efecto importante sobre las variables descritas previamente. Para un mercado oligopólico con franja competitiva, se observa que contratando el 70% de energía hidráulica y el 66% de energía térmica en el año base, la inversión en capacidad con tecnología hidráulica incrementa en 7,18% (sobreinversión) y con tecnología térmica disminuye en 2,27% (subinversión); mientras que la producción, con tecnología hidráulica incrementa en 3,67%, mientras que bajo tecnología térmica, 4,58%. El precio en hora base disminuye en 9,83% y en hora pico, 4,45%.

Introducción y motivación

La industria eléctrica peruana, a partir del año 1992, ha enfrentado un profundo proceso de reforma conducente a privilegiar la competencia y aumentar la eficiencia productiva en el sector en búsqueda de un parque generador óptimo que tenga incidencia sobre las tarifas de los usuarios finales. Así se dejó sin efecto la integración vertical y se estableció un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan realizarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran¹.

Con un mayor desarrollo del sector eléctrico al 2005, se presencié una situación de mejora en provisión de servicio y disminución de la incertidumbre, lo que fomentó una mayor participación del sector privado, dado que a diferencia de las empresas del Estado, no presentaba bajos niveles de productividad y tarifas por debajo de sus costos² (Dammert, Gallardo, García, 2005), lo que generó un incremento de la oferta eléctrica con una mayor cobertura y una mejor calidad (servicio ininterrumpido). A pesar de ello, aspectos políticos (incertidumbre) y regulatorios propios del sector eléctrico, limitaron la entrada e inversión eficaz de algunas empresas que podrían haber

¹ Ley de Concesiones Eléctricas (1992).

² Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano. OSINERG. Documento de trabajo 5.

considerado establecerse en el campo de generación fomentando un entorno competitivo con efectos sobre el nivel tarifario.

La libre entrada en la actividad de generación no ha fomentado que el mercado eléctrico deje de estar muy concentrado, con indicios de un ejercicio de poder de mercado que se genera, por ejemplo, con postergación de decisiones de inversión, desincentivo de conversión de centrales, indisponibilidad de centrales, retiros de capacidad, entre otros. Al 2011, el índice de concentración HHI³ se ha reducido de 3001 (año 2002) a 2072, con grupos económicos que participan simultáneamente en diversas tecnologías, entre las cuales se encuentran el Estado, Endesa, Duke Energy, SN Power, Suez, Globoleq, y Otros, de los cuales los dos primeros son dominantes en función a su participación, y también comparado con los que recién entran a operar que cuentan con una capacidad de generación muy baja.

Considerando las tecnologías disponibles para el caso peruano, y los grupos económicos descritos previamente, el problema identificado es que la concentración del mercado no ha generado una presión para fomentar una eficiencia productiva y una adecuación más eficiente del parque generador, a través de las decisiones de inversión. Esto se basa en la estrecha relación entre la concentración de mercado con el ejercicio de poder de mercado, que ha limitado los incentivos de inversión en capacidad en tecnologías más eficientes, de tal manera que se tenga un parque generador que no está bien diversificado en tecnologías más económicas que pueden proveer igual o mejor a las ya presentes, y que a su vez exista un efecto positivo sobre las tarifas. Por ejemplo, la operación de una central a diésel tiene costos variables altos, pero utilizando tecnologías a gas abarataría los costos y reduciría el margen del precio spot (costo marginal de la última empresa que entra a despachar).

³ Herfindal – Hirschman Index (en inglés).

Esto disminuiría un futuro retorno de los grupos económicos de electricidad y no tendrían incentivos a convertirse y/o invertir en ciclo simple y/o combinado.

En ese sentido, sobre las decisiones de inversión y sus extensiones existe una amplia literatura. Un primer análisis estático es desarrollado por Arellano y Serra (2005) que estudian como el ejercicio de poder de mercado distorsiona las decisiones de inversión. Un análisis dinámico para analizar las estrategias de inversión de los competidores o generadores se muestra en Pineau y Murto (2003), Genc, Reynolds, Sen (2005), Burger y Ferstl (2008), Genc y Thille (2009), Zoettl (2008). Para el sector eléctrico peruano, De la Cruz y García (2002) analizan las conductas estratégicas de las generadoras asumiendo una declaración de costos para el despacho; Dammert, García, Quiso (2005) analizan la inversión en la actividad de generación considerando la problemática de poder de mercado; Gallardo, García, Távara (2005) y Gallardo, García, Pérez-Reyes (2005) muestran aspectos que pueden afectar la inversión en la actividad de generación.

El objetivo de este trabajo es analizar la importancia de los contratos como mecanismo de fomento de inversión y de mayor producción de energía, y de la franja competitiva como mecanismo de reducción de precios de generación cuantificando sus efectos sobre las decisiones de inversión en capacidad y la producción bajo un análisis dinámico de oligopolio para un horizonte temporal de 10 años. Asimismo, se busca mostrar cómo interactúan los grupos económicos de generación que compiten a lo Cournot bajo el enfoque de teoría de juegos siguiendo a Pineau, Rasata, Zaccour (2011) y Pineau y Murto (2003), si estos no están regulados en su decisión de producción, y si no existen tarifas en barra definidas por el ente regulador.

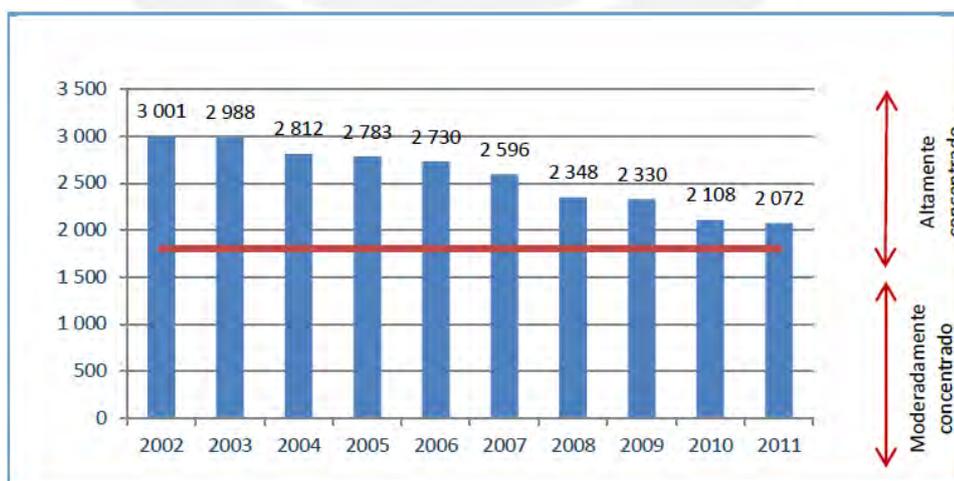
En esa línea, es importante responder algunas preguntas que se derivan de la problemática planteada, ¿Cuál es el efecto de los contratos de largo plazo bajo un escenario de mercado liberalizado, sobre la inversión en capacidad, la producción y el precio? ¿Cuál sería la composición del parque generador con tecnologías hidráulica y térmica?, ¿Qué pasa con las variables de elección cuando el mercado está altamente concentrado y se toma en cuenta el tamaño franja competitiva? ¿Qué tan relevante es esta para las decisiones estratégicas de los competidores?

El presente trabajo se desarrolla a lo largo de 6 capítulos. En el capítulo 1 se discuten algunos hechos relevantes del sector a nivel de actividad de generación eléctrica. En el capítulo 2, se desarrolla el sustento teórico a partir de diversas aplicaciones, y se explora una serie de estudios relacionados a la dinámica de inversión. En el capítulo 3, se plantea la hipótesis central y las complementarias. En el capítulo 4, se desarrolla el modelo dinámico de oligopolio y metodología. En el capítulo 5 se reportan los datos a utilizar en la simulación del modelo. En el capítulo 6 se discute el resultado para los casos de competencia perfecta, oligopolio (Cournot), oligopolio con franja competitiva y monopolio bajo escenarios sin contratos de largo plazo y con estos, y se extiende a un análisis de sensibilidad. Finalmente, en el capítulo 7, se desarrollan las conclusiones y recomendaciones.

1. Aspectos Relevantes

La evolución del índice de concentración HHI (Herfindahl – Hirschman), tal como se observa en el gráfico 1, ha disminuido paulatinamente, pero sigue habiendo poca competencia entre los grupos económicos de generación eléctrica, entre las cuales se encuentran el Estado, Endesa, Duke Energy, SN Power, Suez, Globoleq, y Otros. Se resalta que estos participan bajo diversas tecnologías, de los cuales hay grupos dominantes, en función a su participación, comparado con los que recién entran a operar que cuentan con una capacidad de generación muy baja. Cierta restricción a la entrada de nuevos grupos se debe a los costos hundidos o barreras a la salida que habría que incurrir si es que tiene pérdidas económicas.

Gráfico 1: Evolución del HHI



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: GART

La restricción de libre fijación de precios de las empresas de generación eléctrica se ha visto reflejada por dos regímenes establecidos en las dos últimas décadas. Hasta el 2006, los precios de generación para contratos con las distribuidoras eran calculados por OSINERG (ahora OSINERGMIN) de forma administrativa. Asimismo, durante dicho año, se fomentaron las licitaciones por contrato, donde las partes pactaban un precio por varios años, pero estaba sujeto a un precio tope desconocido en la subasta, y el precio en barra era determinado por OSINERGMIN previa propuesta del COES SINAC⁴, de forma que era igual al costo marginal de la última empresa que entraba a despachar. Esto ha mostrado que las decisiones de inversión se han dado a nivel de capacidad sobre la base de creación de centrales eléctricas. Dado esto, la inversión se ha diversificado principalmente en tecnologías hidráulicas y térmicas, para abastecer a la demanda en los distintos bloques⁵ de horario.

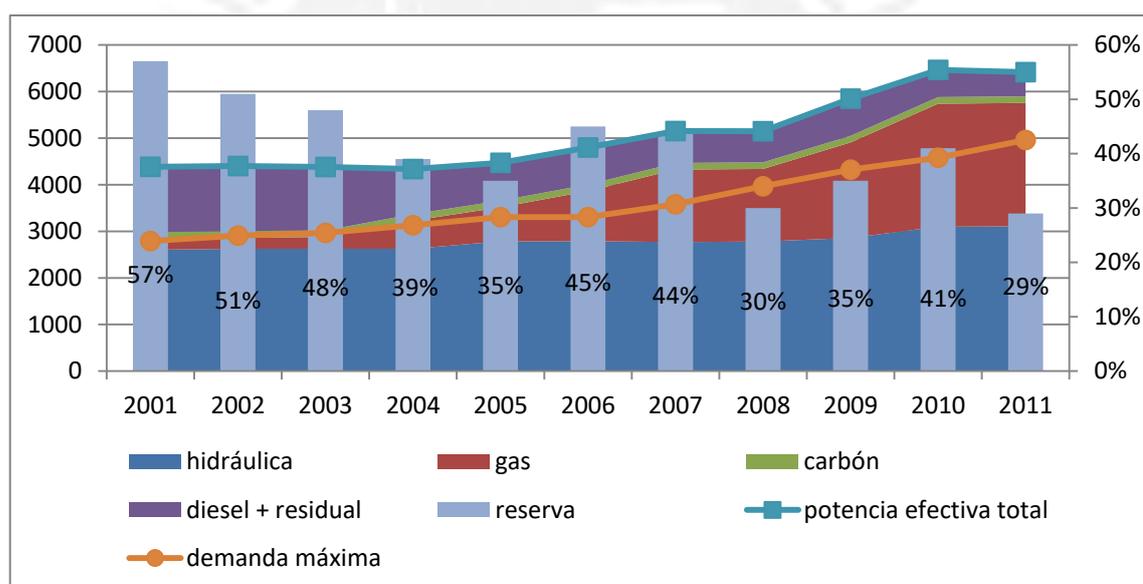
Así, la combinación de tecnologías ha sido importante para el abastecimiento en horas punta y base, y con la entrada del gas natural de forma masiva en el 2004 como combustible principal y como medio de abaratamiento de los costos, se desarrolló una discusión sobre la conversión a ciclo simple y combinado como sustitutos eficientes de las tecnologías que ya vienen operando para pasar a un “sistema económicamente adaptado”. En esa línea, para las decisiones de inversión, se debe considerar los incentivos de los grupos económicos que interactúan en diversas tecnologías, pero los costos fijos en centrales hidroeléctricas y térmicas diesel y/o residual, no fomenta un incentivo a cambiar, ya que representa una suerte de barrera a la salida (costo hundido). A pesar de ello, la libre entrada no ha fomentado que se reduzca el ejercicio de poder de mercado distorsionando el parque generador, en la que se observa una relación inversa entre la cantidad de centrales operativas y capacidad instalada (diesel y/o residual y gas natural).

⁴ Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

⁵ Demanda: Elasticidad baja para base, elasticidad alta para pico.

En ese sentido, sobresale la importancia a considerar que el parque generador durante el periodo 2001-2011, ha sufrido cambios en la participación de diferentes tecnologías, porque las centrales hidráulicas han mantenido una producción relativamente estable; mientras que la creciente producción de centrales térmicas⁶ es resultado de un mayor uso de combustibles derivados (gas natural) y conversión de algunas centrales térmicas (ver gráfico 2). Asimismo, la disminución de la potencia de diesel, residual y carbón son muestra indirecta de las dificultades que tienen los grupos al salirse de un tipo de tecnología por el costo hundido y las ventajas financieras que representan.

Gráfico 2: Evolución de Potencia Efectiva vs. Máxima Demanda en MW (2001-2011)



Fuente: OSINERGMIN – GART

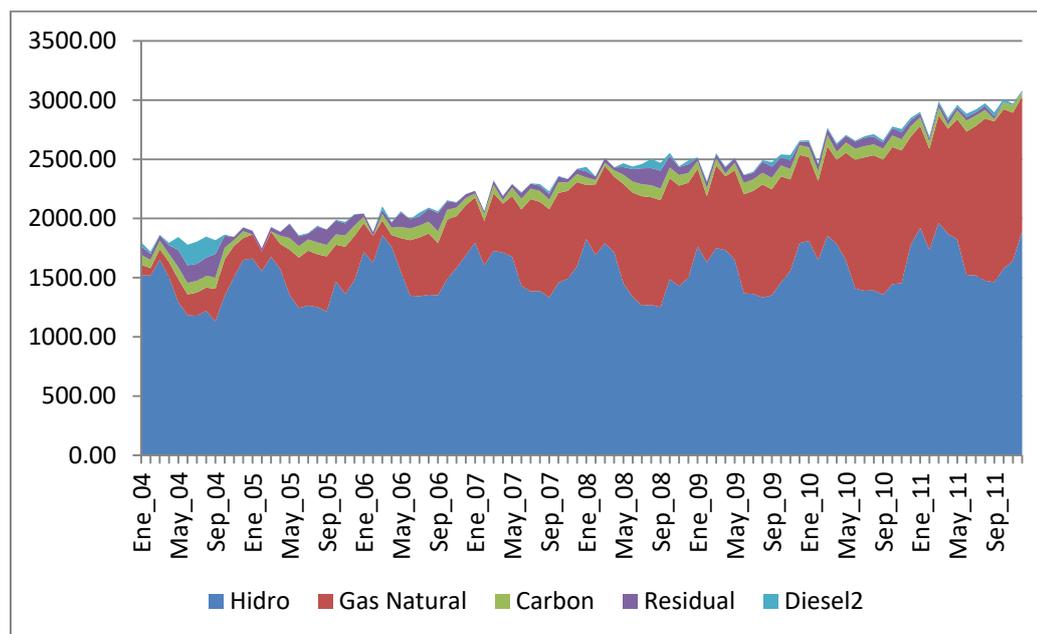
Elaboración: Propia

También, en el gráfico 3 se observa la producción por tipo de tecnología donde la hidráulica se ha mantenido relativamente constante, mientras que la térmica ha ido aumentando su participación en el parque generador con una

⁶ La entrada de gas natural, incentivó a algunas empresas a convertir a ciclo simple y combinado; mientras que perduran las que funcionan a diesel o residual, por el costo hundido que representa. Es por eso que estas siguen operando, pero con una baja capacidad instalada.

creciente participación⁷ del gas natural en el 2004 cuando empezó a operar el proyecto de Camisea, las empresas empezaron a disminuir su uso de diesel y residual, convirtiéndose algunas centrales a gas de ciclo simple y combinado.

Gráfico 3: Evolución mensual de producción de energía eléctrica en MW (2004-2011)



Fuente: OSINERGMIN – GART

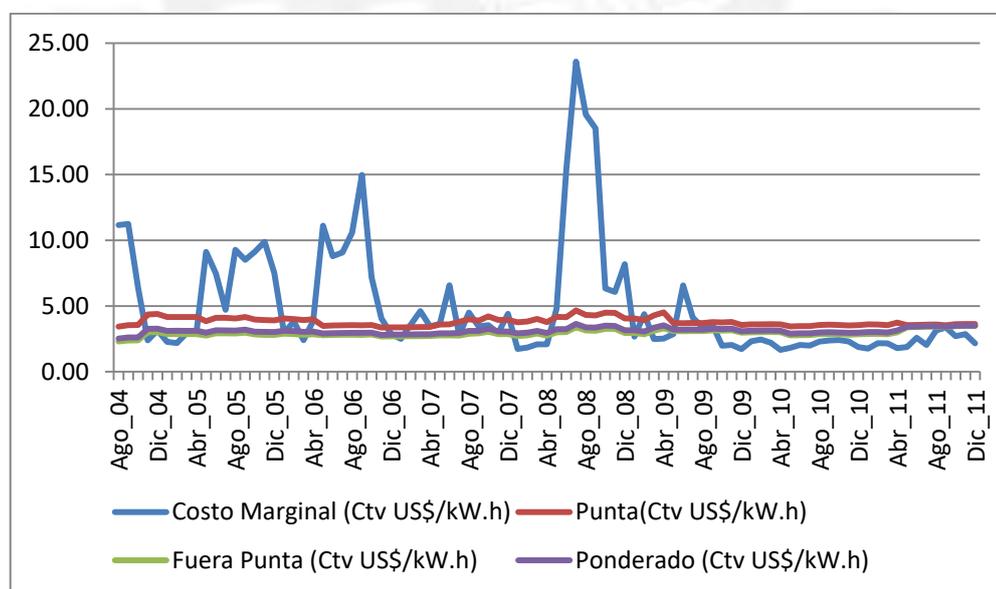
Elaboración: propia

Por otro lado, las empresas que operan en el sector venden energía por medio de contratos a plazo para cubrirse de la volatilidad del precio spot (costo marginal), pero existe un inconveniente con algunos contratos debido a que puede haber generadoras que no cumplan con entregar la cantidad ofrecida (incapacidad de abastecimiento) al despacho como es el caso de las hidroeléctricas, que por escasez de hidrología tienen que recurrir al mercado spot para cubrir el déficit. Por ejemplo, si existe una diferencia entre el precio en barra y el precio spot positiva, puede tener pérdidas el generador.

⁷ Por ejemplo, en el 2003, ETEVENSA tras ser privatizado y adjudicado en 1995 por Generalima S.A. (ENDESA) inició el proceso de reconversión de su central de Ventanilla

La situación es diferente para centrales térmicas a diesel, ya que presentan costos operativos más altos y por lo tanto si es posible que las de costos más bajos produzcan más, por lo que no les generará pérdidas en el mercado spot. La brecha de precios en el gráfico 4 muestra que son las generadoras las que terminan por cubrir a los distribuidores. En el 2004, se dio el primer gran salto del precio spot, debido a escasez hidrológica y creciente demanda, generando incentivo para no renovar contratos por parte de las generadoras. La tarifa en barra se fijaba administrativamente, lo que fomentaba desincentivos en la inversión y generaba poder de mercado a través de su postergación, de tal manera que los costos marginales de las empresas eran mayores por la concentración en tecnologías especializadas. Asimismo, en el año 2006 mediante la ley 28832 (“Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación”) se procedió a aplicar un mecanismo de licitaciones para establecer entre las partes una tarifa basada en competencia y otorgue señales de escasez a tiempo (García, Nario, Flores, 2010).

Gráfico 4: Evolución del precio spot y precios regulados en el Perú (2004-2011)



Fuente: OSINERGMIN – GART.

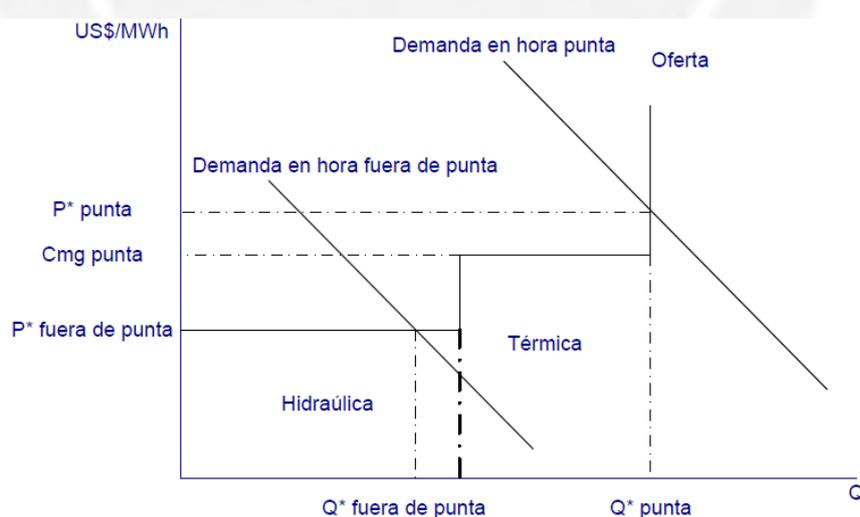
Elaboración: propia

Si bien la inversión en el sector eléctrico está asociada a aspectos que imposibilitan una reconfiguración óptima del parque generador, considerando

nuevas tecnologías, ciclo simple y combinado, producto de la comercialización del gas natural de Camisea, la mayor participación de pocos grupos económicos y algunas barreras que impiden la rápida entrada en la actividad de generación eléctrica, desincentivan la conversión de las centrales térmicas diesel y/o residual ya presentes y limitan el incremento de nueva capacidad de generación. Esto se puede ver con mayor detalle en el Documento Promotor 2012 del MINEM, donde de las 45 centrales que operaban en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, solo 9 funcionan a gas natural.

Considerando un caso práctico⁸, se parte de una situación inicial donde se analiza el contexto de adecuación del parque generador, a partir de un monopolio, oligopolio y competencia perfecta. Por ejemplo, en el caso del monopolista (ver gráfico 5), se buscará reducir la cantidad producida por las hidroeléctricas y aumentar la de las térmicas-diesel presionando al precio spot al alza y teniendo “rentas de escasez”.

Gráfico 5: Equilibrio en mercado de generación eléctrica

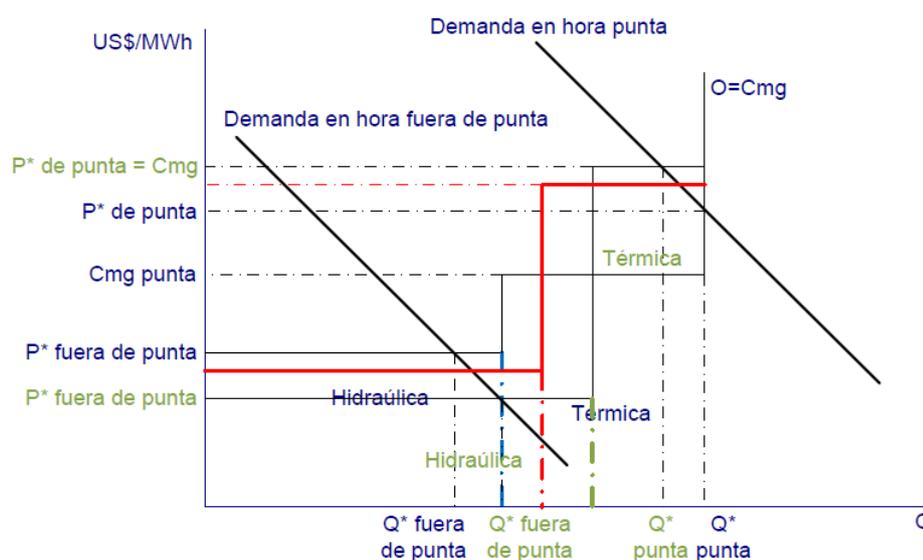


Elaboración: propia

⁸ Basado en Borenstein (1999). Se tiene en cuenta que hay solo dos tecnologías (hidráulica y térmica-diesel) y dos demandas (base y pico), y para su operatividad se muestra el total de horas⁸ contabilizadas en un año: $P^p = 60 - \frac{Q}{50}$; $P^{fp} = 40 - \frac{Q}{50}$; $CF^p \text{ anual} = 176.630$; $CV(Cmg) \text{ por hora} = 0.9$; $CF^{fp} \text{ anual} = 55.125$; $CV(Cmg) \text{ por hora} = 74.44$

En competencia perfecta puede haber una inversión en capacidad en tecnologías que abaraten costos fomentando una mayor producción por parte de las hidráulicas que genere una disminución del precio fuera de punta en equilibrio, y reduciendo la producción por parte de las térmicas-diesel. Esta última tendría un precio de equilibrio mayor que en la situación anterior (ver gráfico 6). En la situación intermedia, oligopolio, donde existe un grupo reducido de empresas, los puntos de equilibrio se encontrarán entre los casos atípicos. La línea roja así lo describe. Es decir, con pocos jugadores, la producción con térmicas e hidroeléctricas será mayor que la situación de competencia perfecta y de monopolio, respectivamente.

Gráfico 6⁹: Comparativo estático de adecuación del parque



Elaboración: propia

La facilidad de adoptar una nueva tecnología, la dificultad de salir del tipo hidráulico y la forma de generar disminuciones en el precio spot nos lleva a considerar que la tecnología a diesel quedaría descartada, pero la horizontalidad a nivel de la actividad de generación, en la que un grupo

⁹ El color verde hace referencia a competencia perfecta; mientras que el color azul hace lo propio con monopolio.

económico puede contar con diversas empresas por tipo de tecnología, un cambio de estos a gas natural supondría pérdidas de rentabilidad. Entonces, se observa que existen conductas estratégicas de inversión.

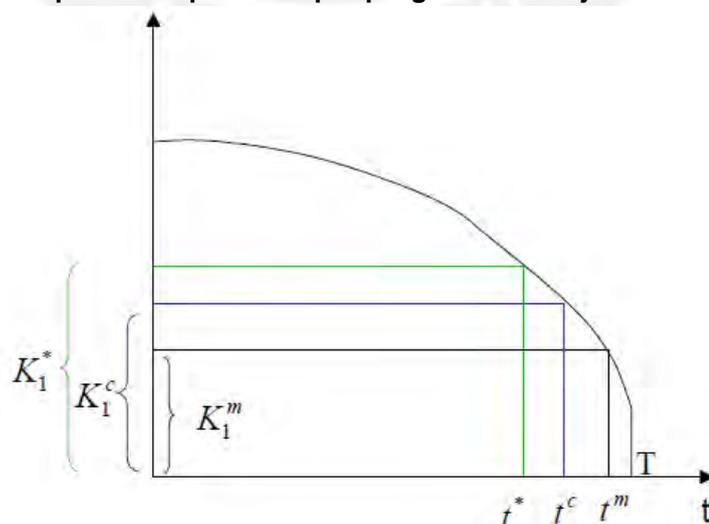
Tomando en cuenta que la decisión en los procesos de inversión en la actividad muestra que si bien las empresas manipulaban la regla de precios (tarifa de barra) hasta el 2006 mediante la disminución de invertir a futuro o por indisponibilidad, también se aprovechaba la rentabilidad de las centrales de diesel, visto que representaba un costo hundido y por la falta de competencia en el sector porque representaba un costo variable alto ejerciendo una presión al alza de los precios; además que una de las barreras a la entrada ha sido el tiempo de demora para instalación de una central. Con la entrada del gas natural se procedió a la conversión de algunas centrales térmicas a ciclo simple como el caso de Ventanilla y Santa Rosa, porque el funcionamiento de combustibles “caros” (2004-2005) hacía insostenible su operación. Con el mecanismo de las licitaciones lo que se buscó fue reducir el ejercicio de poder de mercado de los generadores e incentivarlos a contar con nuevas centrales de generación para poder abastecer la demanda creciente de los distribuidores, producto del aumento del consumo de electricidad.

Las empresas que poseen centrales hidroeléctricas tienen un fuerte costo hundido, lo que genera una barrera a la entrada que evita que otros puedan entrar a competir, y que no sería beneficioso salirse de esa tecnología a uno de gas natural (ciclo combinado). Además, la situación de los grupos económicos frente a una posible conversión sería incurrir en costos operativos mayores que los generados con la tecnología hidráulica. Esto último puede representar un costo fijo y variable que no sea viable. En cuanto a las centrales térmicas de diesel o residual, se muestra que se requiere de un bajo nivel de inversión, pero con altos costos operativos lo que compensa con su mayor nivel de precios en la transacción de energía. La situación de las empresas en este

nivel muestra que las decisiones de inversión están relacionados con el nivel de rentabilidad y los mayores costos fijos por conversión y menores costos operativos que se verían reflejados en la disminución de los precios, por lo que los grupos económicos toman sus decisiones sujeto a barreras a la entrada y ejercen poder de mercado para alterar los precios, con la finalidad de evitar nuevas inversiones en centrales más eficientes.

Si bien las empresas pueden ejercer poder de mercado cuando alteran el portafolio de generación que no es óptimo (Arellano y Serra, 2005), su libertad de inversión en capacidad, genera que las empresas tengan estrategias sobre sus decisiones considerando a las de otros (existentes o potenciales entrantes) en el mercado (González, 2008). Esto puede fomentar un incentivo de las empresas a no convertirse o a postergar su decisión de inversión. También, cuando la capacidad de generación de los competidores está limitada o no puede cubrir altas demandas, permite que las empresas posicionadas en el sector tengan demandas residuales menos elásticas, de tal manera que se pueda ejercer poder de mercado. Por ejemplo, en el gráfico 7 se muestra la capacidad de las tecnologías bajo las condiciones de mercado (competencia perfecta, monopolio, oligopolio-Cournot).

Gráfico 7: Composición óptima del parque generador bajo distintos regímenes

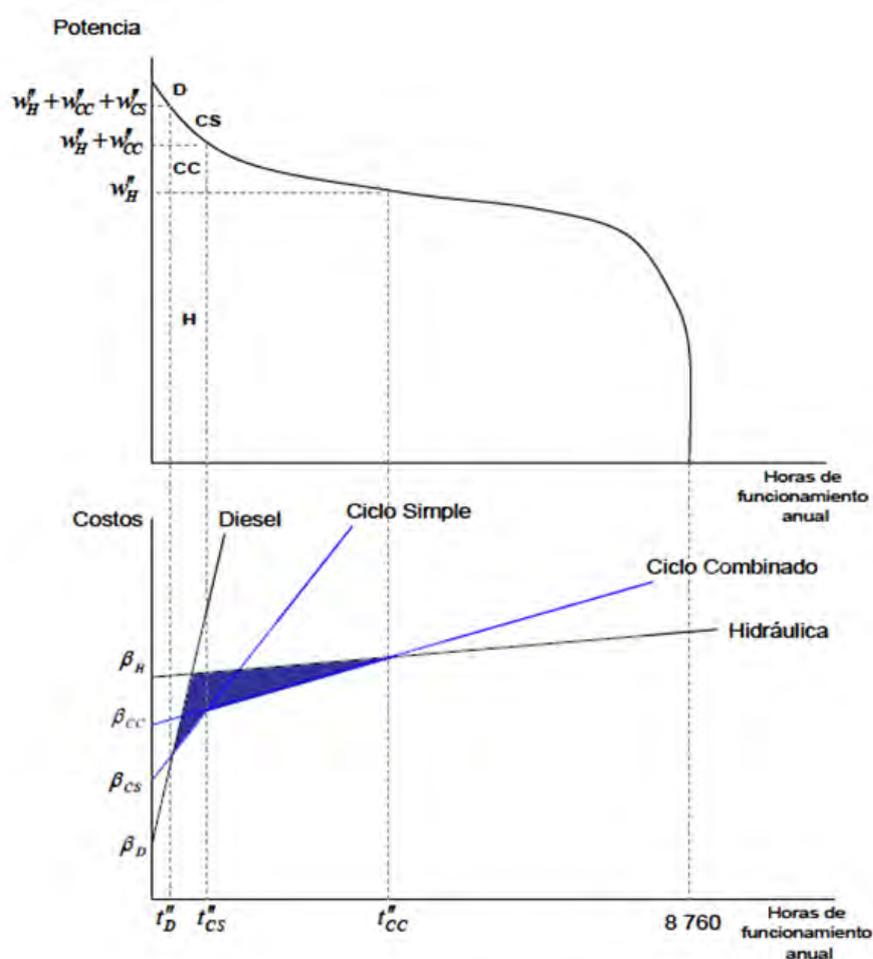


Fuente: Arellano y Serra (2005)

Nota: (t, K) = (tiempo asignado, capacidad), t^*, K_1^* = competencia perfecta, t^m, K_1^m = monopolio, t^c, K_1^c = oligopolio (Cournot)

Por otro lado, el ejercicio de poder de mercado a través de las decisiones de inversión de los grupos de generación se puede reducir considerando diferentes costos de inversión, de tal manera que si se cuenta con tecnologías eficientes habría una disminución de los costos. En el gráfico 8 se muestra un ejercicio de costos totales asumiendo dos tipos de tecnologías e incorporando una tercera a gas natural. Así, fomentar decisiones de inversión para una central que tiene costo fijo menor a la hidroeléctrica y costo variable menor al diesel, disminuye el costo total como refleja el área sombreada.

Gráfico 8: Minimización de costos del parque generador con entrada del Gas Natural



Fuente: Gallardo, García, Pérez-Reyes (2005)

2. Marco teórico y Revisión de la literatura

2.1 Enfoques de modelación sobre la inversión eléctrica

La desregulación de los mercados eléctricos a nivel mundial en los 80s dio origen a la búsqueda de metodologías para analizar las decisiones de inversión de las generadoras en un contexto competitivo con el objetivo de maximizar sus beneficios. Asimismo, la explicación de la determinación de la inversión ha llevado a desarrollar diferentes teorías. En los 50s se mostró el análisis del acelerador fijo, donde se explicaba que la inversión dependía del cambio de la producción de la economía. Entre las teorías más relevantes sobre inversión se encuentran el modelo neoclásico y la “q de Tobin” (Ver anexo 2). Las aplicaciones de estas se han dado tomando en cuenta diversos enfoques como opciones reales, aversión al riesgo y teoría de juegos, siendo esta última la más utilizada dadas las características del mercado eléctrico.

El primer enfoque, desarrollado por Dixit y Pyndick¹⁰ (1994), considera que los proyectos de inversión con incertidumbre sobre el futuro del flujo de caja pueden ser considerados como una opción, si la inversión es irreversible y si existe una flexibilidad en el tiempo de inversión. El tiempo de invertir no ocurre hasta que el valor del proyecto sea igual al valor de la opción de invertir

¹⁰ *Investment under uncertainty*. Princeton University Press.

a futuro. La metodología utilizada en este enfoque es mediante el valor presente neto (VPN)¹¹. La inversión solo se ejecuta cuando el valor de proyecto (VPN) sea igual al valor de la opción de invertir en el futuro (V^*). Como mencionan Botterud y Korpås (2004), el enfoque de opciones reales da estrategias de inversión restrictivas en vista del valor de esperar por información de situaciones desconocidas (incertidumbre).

El segundo enfoque considera que cada empresa que toma decisiones de inversión tiene algún grado de riesgo. Pero existen mecanismos para manejarlo en un entorno de incertidumbre, como lo mostrado por Matamala y Musa (2008) que son la opción probabilística y el análisis de riesgos. Así, el objetivo es minimizar la suma de las funciones de arrepentimiento¹² por las decisiones adoptadas por el inversor que no fueron óptimas, en distintos escenarios.

Por otro lado, en vista que el sector eléctrico es muy complejo, dadas las condiciones de mercado que tienen efecto sobre la inversión de las empresas en la actividad de generación, el enfoque de teoría de juegos tiende a ser útil porque analiza las decisiones de los agentes o jugadores presentes dentro de un juego, y que en sus decisiones influyen las que puedan tomar otros. Esto permite que las circunstancias en las que se encuentran las empresas generen conflicto o cooperación. Los modelos que se desarrollan en este marco son los de Cournot, Bertrand, y Stackelberg, siendo el primero al que se podría aproximar porque el sector eléctrico peruano se encuentra regulado, y las decisiones de las empresas pueden estar expresadas en cantidad¹³, más no en

$$^{11} VP = \frac{f_1}{(1+r)} + \frac{f_2}{(1+r)^2} + \frac{f_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{f_n}{(1+r)^n}$$

$$^{12} \min_i \sum_k w_k (f_{ik} - f_k^{opt}), i: \text{denota una alternativa}; k: \text{denota un escenario.}$$

¹³ Entiéndase en el marco de estudio como “capacidad instalada”.

precios. El modelo de oligopolio de Cournot permite ejemplificar los equilibrios, que se encuentran maximizando el beneficio de cada empresa, dependiente de la decisión del otro competidor.

El problema de maximización queda expresado por:

$$\max_{q_j} \pi_j (q_1^*, q_2^*, \dots, q_j, \dots, q_n^*) \quad \forall j$$

Donde n es el número de empresas, q_j representa el nivel de producción de cada empresa. El beneficio de cada jugador o empresa:

$$\pi_j(\vec{q}) = p(Q)q_j - c_j(q_j)$$

Donde \vec{q} es el vector de cantidades producidas por cada jugador o empresa, Q es la cantidad total producida en el mercado, y $p(Q)$ representa el precio de mercado.

Entonces, en teoría de juegos se busca definir el problema de optimización de cada empresa, teniendo en cuenta las decisiones de otros competidores.

2.2 Análisis de competencia

La inversión en mercados oligopólicos no pasa por ser una decisión de una empresa buscando maximizar su beneficio sin considerar las estrategias que adopten los adversarios, sino que se consideran la manera de competir para ejercer poder de mercado o aumentar la concentración de mercado del

número reducido de jugadores. Para analizar la dinámica de un mercado se debe tener en cuenta lo que se llama la estructura de información descritos como ciclo abierto (open loop), ciclo cerrado (closed loop) y retroalimentación o estrategias de Markov (feedback). La primera es la más utilizada porque un jugador no conoce las estrategias que van a adoptar sus competidores, pero si conoce la condición inicial. Los otros casos, de acuerdo a Pineau y Murto (2003) están sujetos a críticas por la veracidad, ya que no es muy realista en las acciones, porque las empresas utilizan la información pasada con el conocimiento de lo que hacen otras y lo que podrían hacer en el futuro.

Existen diversas metodologías para analizar el comportamiento de empresas y sus decisiones frente a las de otros. Las más usadas en el sector eléctrico son el Modelo de Cournot (cantidades) y el Equilibrio de Función de Oferta. También, como parte de análisis del mercado, en el Modelo de Bertrand, las empresas compiten en precios y la conclusión a la que se llega es que la única forma de que vayan quedando pocas empresas, es presionar a la baja de los precios incluso hasta que sea menor a los costos marginales, pero esto significaría pérdida para los generadores. Además de ser el caso, un solo generador no podría contar con la capacidad para abastecer la demanda.

2.2.1 Equilibrio de Cournot

2.2.1.1 Caso General:

Este enfoque asume que las empresas estratégicas toman decisiones sobre sus cantidades (capacidad). Cada jugador decide su producción y maximiza su beneficio conjeturando sobre las acciones que tomarán los adversarios. Bajo los supuestos que se adoptan están que el producto es

homogéneo, compiten simultáneamente y que no hay entradas durante el proceso dinámico. Cada empresa i maximiza sus beneficios:

$$\max_{q_i} \pi_i(q_1, \dots, q_n) = q_i P\left(\sum_{j=1}^n q_j\right) - C_i(q_i)$$

Donde $C_i(q_i)$ es el costo total que representa a la empresa i producir q_i . Considerando una demanda lineal decreciente, se tiene el siguiente problema de maximización para la empresa i :

$$\max_{q_i} \pi_i(q_1, \dots, q_n) = q_i \left[a - b \left(\sum_{j=1}^n q_j \right) \right] - C_i(q_i)$$

$$\max_{q_i} \pi_i(q_1, \dots, q_n) = \left[a \cdot q_i - b \left(\sum_{j \neq i}^n q_j \right) q_i - b q_i^2 \right] - C_i(q_i)$$

Las condiciones de primer orden:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = a - C'_i - b \left(\sum_{j \neq i}^n q_j \right) - 2b q_i = 0$$

La función de reacción de cada empresa i :

$$R_i \left(\sum_{j \neq i}^n q_j \right) : q_i = \frac{a - C'_i}{2b} - \frac{1}{2} \times \left(\sum_{j \neq i}^n q_j \right)$$

Simplificando para el caso de duopolio:

$$R_1(q_2): q_1 = \frac{a - C'_1}{2b} - \frac{1}{2} \times (q_2)$$

$$R_2(q_1): q_2 = \frac{a - C'_2}{2b} - \frac{1}{2} \times (q_1)$$

$$q_i^* = \frac{a - C'_i}{2b} - \frac{1}{2} \times \left(\frac{a - C'_j}{2b} - \frac{1}{2} \times (q_i) \right) = \frac{1}{3} (2S_i - S_j)$$

Donde S_i representa una relación de los parámetros de la función de la demanda (a, b) y el costo marginal de producción ($C'_i = \frac{\partial C_i(q_i)}{\partial q_i}$) de una unidad de la empresa i

2.2.1.2 Incorporación de Contratos:

Se toma en cuenta que parte de la cantidad producida es contratada a un precio estipulado, y se considera el siguiente problema de maximización para mostrar el cambio en las decisiones de producción de la empresa i ante la introducción de contratos:

$$\max_{q_i} \pi_i(q_1, \dots, q_n) = p_c q_c + P \left(\sum_{j=1}^n q_j \right) (q_i - q_c) - C_i(q_i)$$

$$\max_{q_i} \pi_i(q_1, \dots, q_n) = p_c q_c + \left[a \cdot q_i - a \cdot q_c - b \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n q_j \right) (q_i - q_c) - b(q_i - q_c)q_i \right] - C_i(q_i)$$

Las condiciones de primer orden:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = a - C'_i - b \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n q_j \right) - 2bq_i + bq_c = 0$$

La función de reacción de cada empresa i :

$$R_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n q_j \right) : q_i = \frac{a - C'_i}{2b} + \frac{q_c}{2} - \frac{1}{2} \times \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n q_j \right)$$

2.2.2 Equilibrio de Función de Oferta

2.2.2.1 Caso General:

Klemperer y Meyer (1989) mencionan que dos firmas eligen sus ofertas simultáneamente, de tal manera que estas tienen que abastecer la demanda a un precio único, p^* , $D(p^*) = S^i(p^*) + S^j(p^*)$, considerando que el supuesto de la maximización de beneficio del precio-producto puede ser descrito por la función de oferta, $q^i = S^i(p)$. Green (1996) desarrolla una generalización donde existen “ n ” generadores que compiten con sus funciones de oferta, que presentan la predisposición a producir (q^i) a un precio dado (p). Se asume que el producto total ofertado debe ser igual a la cantidad producida al precio del periodo t .

$$D(p^*(t), t) = \sum_i q_i(p^*(t))$$

$$\pi_i(p, t) = p \left(D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) \right) - C_i \left(D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) \right)$$

$$\frac{\partial \pi_i(t)}{\partial p} = D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) + \left(p - C'_i \left(D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) \right) \right) \times \left(\frac{\partial D(p, t)}{\partial p} - \sum_{j \neq i} \frac{\partial q_j}{\partial p} \right)$$

$$q_i(p) = (p - C'_i(q_i(p))) \times \left(-\frac{\partial D(p, t)}{\partial p} + \sum_{j \neq i} \frac{\partial q_j}{\partial p} \right)$$

2.2.2.2 Incorporación de Contratos:

$$\pi_i(p, t) = p \left(D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) - q_{ci} \right) - C_i \left(D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) \right) + p_c q_{ci}$$

$$\frac{\partial \pi_i(t)}{\partial p} = D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) - q_{ci} + \left(p - C'_i \left(D(p, t) - \sum_{j \neq i} q_j(p) \right) \right) \times \left(\frac{\partial D(p, t)}{\partial p} - \sum_{j \neq i} \frac{\partial q_j}{\partial p} \right)$$

$$q_i(p) = (p - C'_i(q_i(p))) \times \left(-\frac{\partial D(p, t)}{\partial p} + \sum_{j \neq i} \frac{\partial q_j}{\partial p} \right) + q_{ci}$$

2.3 Estudios empíricos sobre la Dinámica de la inversión eléctrica

El funcionamiento del sector eléctrico a nivel mundial estuvo caracterizado como un monopolio que integraba todas las actividades (generación, transmisión y distribución). En los 80s se puso de manifiesto las falencias de operación del que era en aquel entonces el actual mecanismo de mercado (regulado) que en la mayoría de casos funcionaba como una empresa estatal. Esto dio origen a una secuencia de reformas¹⁴ con el objetivo de desregular el sector para generar una mayor competencia en la actividad de generación. Así en algunos casos se dejó que el sector privado tenga mayor participación, pero sujeto a la participación de los órganos reguladores.

¹⁴ Chile fue el primer país en aplicarlo.

Un aspecto importante a considerar en la inversión de las empresas en capacidad de generación o centrales eléctricas, es que existen dos problemas que influyen la decisión de estas, el poder de mercado, y la incertidumbre y riesgo. El primero es un factor que permite desarrollar ventajas a las empresas del sector por la falta de competencia, ya que existen dificultades para entrar (costo hundidos), pero estas no son restricciones institucionales; el segundo es un factor que influye sobre las decisiones que se tomen sobre la inversión (problemas de hidrología, precio de los combustibles, otros).

En un contexto donde no había inversión de las empresas, se procedió a que se opere con una regla de precios desarrollado por el regulador, que permitió a las empresas modificar sus decisiones de inversión alterando el precio, y no generar incentivos para nueva inversión. Borenstein (1999) menciona que el poder de mercado interfiere con un despacho eficiente de generación. Las empresas realizan retiros físicos para que incrementen los precios. La demanda tiende a ser inelástica, y las empresas utilizan generadores que son menos eficientes. Los altos costos de generación y el poder de mercado impiden una eficiencia del sector. Por ejemplo usar solo tecnología hidráulica, con bajos costos variables, muestra que el costo total de generación será alta; si se considera tecnología a diesel y a gas natural, el costo total disminuiría aún más.

El marco regulatorio establece un mecanismo de tarificación donde

[...] las empresas no están en capacidad de decidir los precios de oferta de electricidad, [...], sino sólo los niveles de inversión. Sin embargo, ello no implica que las empresas no tengan cierto poder de mercado, en el sentido de poder postergar las decisiones de inversión con la finalidad de incrementar los precios o seguir rentabilizando centrales térmicas que serían desplazadas por el

gas natural. Sin embargo, este proceso está condicionado por la posibilidad de entrada de nuevas centrales a gas natural [...] Por ello, un comportamiento como el anterior dependerá de la magnitud de las barreras a la entrada (Dammert, García, Quiso 2005: 23).

La capacidad de generación y producción de electricidad se ha visto sustentado en una combinación de tecnologías (hidrología y combustibles diesel, residual y gas natural) que abastecen demandas punta y base durante todo el año para mejorar la eficiencia de provisión energética. Un aspecto a considerar en el parque generador es que el sector privado está asociado con costos relativamente altos (fijos o variables) que distorsionan las tarifas y no buscan una reconfiguración eficiente (minimización de costos de producción). Con la entrada del gas natural como sustituto a las tecnologías ya empleadas, Dammert, García, Quiso (2005) realizaron un análisis sobre la inversión¹⁵ asumiendo poder de mercado y sobre los costos medios para determinar la ventaja económica de utilizar centrales de ciclo simple y combinado.

Un estudio¹⁶ realizado sobre el “gas de Camisea” muestra en el sector eléctrico, que su aplicación en el abastecimiento de las demandas punta y fuera de punta es beneficioso porque con una tecnología de ciclo simple representan un menor costo medio de aproximadamente 71.93% respecto a las centrales que operan con diesel; mientras que, con gas ciclo combinado serán más económicas que las centrales hidráulicas de costos estándares¹⁷, representando un ahorro de 14.65% en el costo medio.

¹⁵ Asumiendo casos de monopolio, planificador central (competencia perfecta), y con regla de precios.

¹⁶ Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014. Dammert, García, Vásquez. 2006. Pág. 18. OSINERGMIN.

¹⁷ US\$ 1.5 millones por MW.

Sobre las dificultades de invertir eficientemente en el sector eléctrico, Gallardo, García, Távara (2005: 7) mencionan que “en la medida en que existen problemas de incertidumbre sobre la evolución de la demanda, indivisibilidades en los activos, períodos relativamente largos de maduración de las inversiones, así como costos hundidos elevados y barreras significativas a la entrada, el ingreso de nuevas centrales no es inmediato, lo cual facilita el ejercicio de poder de mercado”. Asimismo se menciona que esto se da por la concentración en la actividad y por el tamaño de las plantas. También, la importancia de los costos hundidos permite lo que Sutton (2007¹⁸: 28-29) muestra como un proceso de inversión en dos etapas, donde se decide si entrar o no al sector dependiendo del costo fijo irrecuperable incurrido en la primera etapa y de cuán intensa sea la competencia de precios en el sector en la segunda etapa.

El análisis del sector eléctrico peruano no permite otra aplicación que no sea una simulación simultánea relacionada con las decisiones de inversión porque estas no son aisladas, ya que se toma en cuenta maximizar sus beneficios y no convertir a nuevas tecnologías. En un marco de alta concentración de mercado, y ante la imposibilidad de determinar los precios, la inversión en capacidad y/o producción se desarrolla bajo el comportamiento de los jugadores o empresas. Ante esto es conveniente desarrollar un estudio, cuya metodología se fundamente en el enfoque de teoría de juegos. Más adelante se mostrará el modelo específico a desarrollar y modelizar. Otra alternativa válida a aplicar es la teoría de opciones reales, pero no se pretende hacer un análisis incorporando incertidumbre que permita flexibilizar el tiempo de inversión en centrales eléctricas, y que se utilicen herramientas financieras. Los enfoques de competencia presentados anteriormente han sido los más

¹⁸ Sunk costs and market structure: Price competition, advertising, and the evolution of concentration. MIT Press.

importantes para el desarrollo del sector y la explicación de las decisiones de inversión a las que han llegado las empresas con comportamiento estratégico.

2.3.1 Estudios internacionales:

La literatura en inversión se ha desarrollado basándose en el análisis de incertidumbre y el ejercicio de poder de mercado. El primero de estos puede ser explicado por los aspectos institucionales o regulatorios dentro del sistema eléctrico (Gallardo, García, Távara; 2005); así como los factores que condicionan la decisión de inversión, la hidrología o la volatilidad de la demanda. En el segundo caso se muestra que la maximización de beneficios en un contexto regulatorio se puede dar alterando el portafolio de centrales de generación con mayor porción de tecnologías (térmicas) que tienen costos de operación más altos, y que operan en hora punta (Arellano y Serra; 2005). Otras formas conocidas de hacer uso de esta característica son mediante retiros físicos y económicos de las plantas de generación. Murto (2000) menciona que uno de los problemas más referidos es acerca del ejercicio de poder de mercado, y muestra que se han realizado diversos estudios asumiendo supuestos sobre el comportamiento de las empresas (competencia de Cournot, Bertrand, equilibrio de función de oferta¹⁹). La desregulación de los mercados eléctricos permitió que las empresas puedan tomar decisiones sobre sus inversiones en un mercado de oligopolio y analizarlo en un marco dinámico.

Pineau y Murto (2003) analizan un modelo de inversión mostrando la dinámica del mercado eléctrico finlandés (desregulado) y asumiendo una

¹⁹ Supply function equilibrium (en inglés).

estructura de información denominada S-adaptado²⁰ para analizar las estrategias de las empresas que operan competitivamente (Fortum, PVO, otros). Los niveles de inversión y de producción se basan en tres tipos de tecnología, nuclear, hídrico y térmico. En los resultados se observa que para un periodo de 5 etapas, cada una con 2 años, la inversión es muy limitada bajo diferentes escenarios (jugadores, elasticidad, costos de inversión, y crecimiento de la demanda). Los altos precios en el sector se dan cuando existen grandes grupos o barreras a la entrada.

Genc, Reynolds, Sen (2005) desarrollan modelos para predecir la inversión, producción y la trayectoria del precio bajo incertidumbre. Se muestran tres aproximaciones como juego con escenario probabilístico (GPS), juego con escenario esperado (GES), y juego híbrido (HG). Se aplica un equilibrio open loop S-adaptado, donde cada jugador adopta una estrategia que especifica su decisión por periodo. El primer enfoque es aplicado para el caso del mercado eléctrico de Ontario (considerado casos de 3 y 5 empresas). Se concluye que el incremento del número de jugadores en la industria, reduce el precio promedio anual y su volatilidad.

Burger y Ferstl (2008) desarrollan una modelización de oligopolio dinámico analizando las decisiones de inversión en un mercado desregulado, cuyo resultado indica que puede darse el problema de subinversión y de tecnologías dadas las condiciones del mercado. Genc y Thille (2009) analizan la competencia entre generadores hidráulico y térmico con un juego en dos periodos enfatizando los incentivos para invertir en la última tecnología en vista que existe un gran operador hídrico, considerando un análisis bajo estructuras

²⁰ Es similar al open loop, pero en este caso se usa el crecimiento de la demanda de electricidad como una variable estocástica. Haurie, Zaccour, Smeers (1990). Stochastic equilibrium programming for dynamic oligopolistic markets. *Journal of Optimization Theory and Application*, 66 (2), 243-253.

de información de equilibrio perfecto de Markov y open loop S-adaptado, siendo la inversión mayor en el primero.

Zoettl (2008) analiza los incentivos de inversión en un mercado liberalizado para las empresas que operan bajo diferentes tecnologías, desarrollando los casos de competencia perfecta, monopolio, y competencia imperfecta para el mercado alemán liberalizado. Se observa que se tiende a invertir en tecnologías de base, mientras que existe una subinversión de tecnologías de media y punta. El resultado obtenido es que mientras más empresas (2 o 4) se consideren en el sector, habrá un mayor incentivo a sobreinvertir en tecnologías eficientes.

Pineau, Rasata, Zaccour (2011) estudian las estrategias de inversión y producción en el mercado oligopólico de Ontario (Canadá) para segmentos base y pico, en un horizonte de 10 años, donde las empresas generadoras compiten a la Cournot con estrategia de información open loop. Los resultados mostrados indican que mayor sea el número de jugadores, mayor será la competencia (mayor capacidad) y disminuirá el precio.

2.3.2 Estudios del sector peruano y chileno:

Para el caso peruano se ha trabajado poco en inversión en el sector, debido a la complejidad de mercado y las problemáticas que se presentan. Uno de los primeros trabajos desarrollados analizando la competencia en la actividad de generación es el propuesto por De la Cruz y García (2002). En este se utiliza un modelo de teoría de juegos (oligopolio) para analizar las conductas estratégicas de las generadoras asumiendo una declaración de

costos para el despacho, y concluye que existe cierto nivel de competencia en la actividad de generación.

Dammert, García, Quiso (2005) analizan la inversión en la actividad de generación desde la perspectiva de considerar la problemática de poder de mercado, siendo el primer documento que incorpora centrales de tecnología ciclo simple y combinado para mostrar ventajas con respecto a las existentes. Desarrollan modelaciones dinámicas para tres casos, y se concluye que las empresas a través de sus decisiones pueden ejercer poder de mercado en vista que existen ciertas barreras a la entrada para nuevas empresas. Estudios anteriores realizados por Gallardo, García, Távara (2005) y Gallardo, García, Pérez-Reyes (2005) pasan a mostrar aspectos que pueden afectar la inversión en la actividad de generación.

De la Cruz y Mori (2007) estudian la composición del parque generador a través de la minimización de costos de las diferentes tecnologías. Los resultados obtenidos muestran que la potencia instalada de centrales hidroeléctricas debe estar alrededor de 70%; mientras que, las centrales térmicas²¹ deberían operar con gas a ciclo simple y combinado.

Por otro lado, para el caso similar a Perú, se presentan estudios relevantes de Chile, donde se ha analizado las conductas estratégicas de los grupos de electricidad considerando las características del escenario (mercado liberalizado). Por ejemplo, Matamala y Musa (2008) hacen un análisis sobre las decisiones de inversión en el mercado eléctrico chileno, visto que depende de su rentabilidad y de otros factores. Para esto utiliza varios enfoques que

²¹ Se menciona que en el periodo 1996-2004, la composición óptima estaba dada por centrales a gas y derivados.

explican el comportamiento de las empresas en generación. La “Teoría de Juegos” es una herramienta aplicable en un mercado oligopólico (competencia imperfecta, concentración). Las decisiones tomadas por una empresa influyen en las otras. Las “Opciones reales” son utilizadas para administrar riesgos presentes en el sector, permitiendo analizar alternativas de inversión asumiendo incertidumbre, y “Aversión al Riesgo” donde se asume que la inversión es incierta a futuro provocando ciertos daños. Entonces esto conlleva a las empresas a asumir dentro de sus decisiones, el riesgo.

Barría (2008) incorpora en el marco de la inversión, la noción de la incertidumbre en generación eléctrica, y utiliza la metodología de opciones reales y modelo de precios. El primero permite estudiar las oportunidades de inversión considerando las tecnologías. En cuanto el segundo²² analiza el comportamiento de los precios spot diarios en dos sistemas eléctricos del mercado chileno, SIC y SING. Asimismo, González (2008) analiza el comportamiento de las empresas generadoras en un contexto de mercado desregulado utilizando teoría de juegos (Cournot). El estudio busca entender como es la competencia en cantidades y el desarrollo de la inversión, y que cambios ocurren en el mercado con el pago por capacidad instalada.

²² Resultado del análisis empírico de las series según el autor: alta volatilidad, reversión a la media, estacionalidad.

3. Hipótesis

En un escenario de liberalización del sector eléctrico que genera poder de mercado debido a la concentración de mercado de los grupos económicos de generación por la distorsión en inversiones por tipo de tecnología (barreras de entrada), se formulan las siguientes hipótesis:

- La introducción de contratos de largo plazo reduce el problema de un potencial ejercicio de poder de mercado generado sobre la inversión en capacidad, el nivel de producción por tipo de tecnología y el precio por bloque de horario.
- La presencia de una franja competitiva limita el ejercicio de poder de mercado, así como genera incentivos de inversión y producción con tecnologías que no distorsionen el parque generador.

4. Metodología y Modelo teórico

La competencia en el sector eléctrico peruano y las conductas estratégicas de los grupos económicos de generación eléctrica, que cuentan solo con disponibilidad para la toma de decisiones de inversión y con un alto nivel de concentración, permiten desarrollar un análisis dinámico de inversión basado en el enfoque de teoría de juegos. Las fusiones horizontales, permiten a un grupo operar con distintas tecnologías y abastecer diferentes bloques de horario (punta y fuera de punta). Asimismo, la actividad de generación se plantea bajo un análisis de mercado oligopólico, y la competencia de los grupos de generación, por las características del sector, se desarrolla como un modelo Cournot.

Por lo descrito, se considera un mecanismo de solución que se desarrolla mediante una calibración en GAMS (General Algebraic Modeling System), obteniendo los equilibrios de un modelo de oligopolio dinámico desarrollado como un MCP (Mixed Complementary Problem). Para esto se toma en cuenta a todos los grupos con datos iniciales de 2011, y se plantean cuatro escenarios para analizar el cambio en las variables de elección. El primero asume que todos los grupos son tomadores de precios (competencia perfecta), el segundo considera que solo existe un gran grupo generador (monopolio), el tercero asume que todos los grupos deciden estratégicamente (oligopolio), y finalmente cuando existe una franja competitiva donde los pequeños grupos compiten.

Generalizando el problema de maximización a implementar, una empresa tiene como objetivo obtener mayores beneficios de la siguiente manera:

$$\max \pi = IT - CT$$

$$\max \pi = pQ_t - C(Q_t, K_t) - \Psi(I_t)$$

s. a

$$(1) \text{ capacidad del sistema } K_{t+1} = (1 - \delta)K_t + I_t$$

$$(2) \text{ capacidad de producción } Q_t \leq hK_t$$

$$(3) \text{ no negatividad } Q_t, I_t \geq 0$$

Donde p es el precio de electricidad, Q_t es la energía producida, $C(Q_t, K_t)$ es costo de producción, $\Psi(I_t)$ es la función de inversión, K_t es la capacidad de generación, I_t es inversión en capacidad de generación, y h es el número de horas. El problema a maximizar se modifica de la siguiente manera:

$$\max \pi_i = \bar{Q}_{ci} \cdot \bar{p}_{ci} + [Q_i - Q_{ci}] \cdot p_s(Q) - C(Q_t, K_t) - \Psi(I_t)$$

Donde \bar{Q}_{ci} es la cantidad contratada que se concreta al distribuidor al precio \bar{p}_{ci} que está fijo por los años que dure el contrato. Al mercado spot se llega a vender la diferencia.

Dammert, García y Molinelli (2010) y García, Nario, Flores (2010) muestran un caso sobre los “contratos bilaterales” donde cada empresa obtiene beneficios de la siguiente forma:

$$\max \pi_i = P_c \cdot Q_c + (q_i - Q_c) \cdot P_s(Q_T) - Cmg \cdot q_i$$

Las condiciones de primer orden se muestran como:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = P_s + (q_i - Q_c) \cdot \frac{\partial P_s}{\partial Q_T} \frac{\partial Q_T}{\partial q_i} - Cmg = 0$$

$$P_s - Cmg = -(q_i - Q_c) \cdot \frac{\partial P_s}{\partial Q_T} \frac{q_i P_s}{P_s q_i}$$

$$P_s - Cmg = (q_i - Q_c) \cdot \frac{1 P_s}{\varepsilon q_i}$$

$$\frac{P_s(Q_T) - Cmg}{P_s(Q_T)} = \frac{(q_i - Q_c)}{q_i} \cdot \frac{1}{\varepsilon}$$

$$L_i = -\frac{ss_i}{\varepsilon}$$

Donde L_i representa el índice de Lerner del mercado que considera el promedio ponderado de los índices individuales, de tal manera que la nueva expresión se representa por:

$$L = \sum_{i=1}^n ss_i \left(\frac{P_s(Q_T) - Cmg}{P_s(Q_T)} \right) = -\sum_{i=1}^n \frac{ss_i^2}{\varepsilon} = -\frac{HHI}{\varepsilon}$$

Donde (L) refleja el poder de mercado de las empresas, que está expresado en el índice de concentración de mercado (HHI) entre la elasticidad de la demanda (ε).

El modelo a seguir muestra que existen un número limitado de grupos eléctricos (jugadores), $N = \{1, \dots, n\}$ que compiten en el mercado. Las tecnologías de generación asumidas son las hidroeléctricas y térmicas, que abastecen a demandas base y pico. Para esto se toma como referencia lo

propuesto por Dammert, García, Quiso (2005); Pineau y Murto (2003); y Pineau, Rasata, Zaccour (2011). La generalización del modelo se expresa:

$$\max_{q_j, I} \pi_j = \sum_{t=0}^T \beta^t \{ p^{hp}(Q_t^{hp}, e_t) Q_t^{hp} + p^{hfp}(Q_t^{hfp}, e_t) Q_t^{hfp} - C^H(q^{H, hp} + q^{H, hfp}, K_t^H) - C^T(q^{T, hp} + q^{T, hfp}, K_t^T) - \Psi^H(I_t^H) - \Psi^T(I_t^T) \}$$

La demanda por bloque es tipo lineal²³ y decreciente en la cantidad total despachado en el mercado:

$$p^{hp} = A^{hp} - GQ$$

$$p^{hfp} = A^{hfp} - GQ$$

En un escenario donde el mercado no cuenta con contratos, los grupos van a buscar maximizar sus beneficios teniendo como variables de elección la cantidad producida y la inversión. El problema de optimización está representado por:

$$\max_{q, I} \pi_j = \sum_{t=0}^9 \beta^t \{ p^{hp}(Q_t^{hp}) [Q_j]_t^{hp} + p^{hfp}(Q_t^{hfp}) [Q_j]_t^{hfp} - C^H(q^{H, hp} + q^{H, hfp}, K_t^H) - C^T(q^{T, hp} + q^{T, hfp}, K_t^T) - \Psi^H(I_t^H) - \Psi^T(I_t^T) \}$$

En un contexto de oligopolio donde los grupos eléctricos operan en todas las tecnologías, y en el que se introducen contratos de largo plazo, el nuevo problema de optimización²⁴ es representado por:

²³ Siguiendo a Dammert, García, Quiso (2005) y Pineau, Rasata, Zaccour (2011) se asume que el parámetro A crece a una tasa g , representando esta la tasa de crecimiento de la demanda $A^t = (1 + g)^t A$, de los dos bloques horarios.

²⁴ Se impone la restricción de cantidad contratada bajo el precio pactado. La producción total de energía se complementa con las diferencias de la cantidad total menos la contratada por los precios por bloque de horario.

$$\max_{q, I} \pi_j = \sum_{t=0}^9 \beta^t \{ \bar{Q}_{cj}^{hp} * \bar{p}_{cj}^{hp} + \bar{Q}_{cj}^{hfp} * \bar{p}_{cj}^{hfp} + p^{hp}(Q_t^{hp})[Q_j - Q_{cj}]_t^{hp} + p^{hfp}(Q_t^{hfp})[Q_j - Q_{cj}]_t^{hfp} - C^H(q^{H, hp} + q^{H, hfp}, K_t^H) - C^T(q^{T, hp} + q^{T, hfp}, K_t^T) - \Psi^H(I_t^H) - \Psi^T(I_t^T) \}$$

s. a:

$$K_{t+1}^i = (1 - \delta)K_t^i + I_t^i \quad i = H, T$$

$$q_t^{i, hp} \leq hp \cdot K_t^i$$

$$q_t^{i, hfp} \leq hfp \cdot K_t^i$$

$$q_t^{i, hp}, q_t^{i, hfp}, I_t^i \geq 0$$

Donde:

\bar{Q}_{cj} Energía contratada (MWh)

Q_j Energía total producida (vendida) por empresa j

Q Energía total producida (vendida) en el mercado

$q^{H, hp}, q^{H, hfp}$ Energía hidráulica en diferentes bloques de horario (MWh)

$q^{T, hp}, q^{T, hfp}$ Energía térmica en diferentes bloques de horario (MWh)

I_t^H, I_t^T Inversión en capacidad de generación (MW)

K_t^H, K_t^T Capacidad de generación (MW)

\bar{p}_{cj} Precio pactado en contrato bilateral (mercado regulado)

β Tasa de descuento intertemporal $0 < \beta < 1$

δ Tasa de depreciación

La capacidad instalada inicial por tipo de tecnología para cada grupo de generación eléctrica está representado por K_0^i , mientras que la inversión en capacidad inicial se deriva de los costos de inversión I_0^i .

Costos de producción para tecnologías hidráulica y térmica:

$$C^H(q^H, K_t^H) \triangleq C^H(q^H) = \alpha_H \cdot q^H$$

$$C^T(q^T, K_t^T) = \alpha_T \cdot q^T + \frac{\gamma K_t}{\phi + 1} \left(\frac{q^T}{K_t} \right)^{\phi+1}$$

Costos de inversión para tecnologías hidráulica y térmica:

$$\Psi(I_t^H) = \psi_1 I_t + \frac{1}{2} \psi_2 I_t^2, \text{ donde } \psi_1 = \kappa K_t$$

$$\Psi(I_t^T) = \frac{1}{2} \phi I_t^2$$

Asimismo, las decisiones de cada empresa sobre la cantidad a producir y la inversión en generación se expresan en el siguiente vector:

$$x_i = [(q_{im}^t, \forall m \in \{hp, hfp\}, t = 0, \dots, T); (I_{im}^t, \forall m \in \{hp, hfp\}, t = 0, \dots, T - 1)]$$

El conjunto de acciones de cada jugador o empresa i es Ω_i ; mientras que las acciones de todos los jugadores es determinado por $\Omega = \prod_{i \in N} \Omega_i$, que para el presente estudio N representa 7 jugadores. En el modelo se utiliza la estructura de información “open loop²⁵” donde los jugadores basan sus decisiones en el tiempo y no son acumulativas en cada etapa. Entonces, el vector $x^* = \{x_1^*, \dots, x_N^*\} \in \Omega$ va a ser el equilibrio de Nash²⁶ si:

²⁵ Rasata y Zaccour (2010) reportan que una estructura de información open loop supone que el horizonte es finito, mientras que las inversiones en close loop supone un juego infinito.

²⁶ Nagurney (2002) hace referencia sobre el teorema de desigualdad variacional que está relacionado con el equilibrio derivado. Para esto se considera un supuesto de que el vector $x^* = \{x_1^*, \dots, x_n^*\}$ es un equilibrio si y solo si $x^* \in \Omega$ es una solución del método descrito. Entonces:

$$\langle F(x^*), x - x^* \rangle \geq 0, \forall x \in \Omega$$

$$\pi_i(x^*) \geq \pi_i(x_1^*, \dots, x_{i-1}^*, x_i, x_{i+1}^*, \dots, x_n^*), \forall x_i \in \Omega_i, \forall i \in N$$

$$-\langle \nabla_{x_i} \pi_i(x^*), x_i - x_i^* \rangle \geq 0, \quad \forall x_i \in \Omega_i$$

Previamente se considera la restricción de la ecuación de acumulación del capital (variable rezagada) de ambas tecnologías:

$$\begin{aligned} L_j^t = & \bar{Q}_{cj} \cdot \bar{p}_{cj} + p^{hp}(Q_t^{hp})[Q_j - Q_{cj}]_t^{hp} + p^{hfp}(Q_t^{hfp})[Q_j - Q_{cj}]_t^{hfp} - C^H(q^{H,hp} + q^{H,hfp}, K_t^H) \\ & - C^T(q^{T,hp} + q^{T,hfp}, K_t^T) - \Psi^H(I_t^H) - \Psi^T(I_t^T) + \lambda_{t+1}^H(I_t^H - \delta K_t^H) + \lambda_{t+1}^T(I_t^T - \delta K_t^T) \end{aligned}$$

Se desarrolla el Lagrangiano con las restricciones de producción:

$$\begin{aligned} L_j^t = & \bar{Q}_{cj} \cdot \bar{p}_{cj} + p^{hp}(Q_t^{hp})[Q_j - Q_{cj}]_t^{hp} + p^{hfp}(Q_t^{hfp})[Q_j - Q_{cj}]_t^{hfp} - C^H(q^{H,hp} + q^{H,hfp}, K_t^H) \\ & - C^T(q^{T,hp} + q^{T,hfp}, K_t^T) - \Psi^H(I_t^H) - \Psi^T(I_t^T) + \sum_{i \in \{H,T\}} \lambda_{t+1}^i(I_t^i - \delta K_t^i) + \sum_{i \in \{H,T\}} \xi_t^i(h \cdot K_t^i - q_t^{i,h}) \end{aligned}$$

Resolviendo las condiciones de primer orden²⁷:

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial q_j^{hfp}} = A^{hfp} - B^{hfp} Q_{hfp} - C^{hfp} Q_{hp} - B_{hfp}[Q_j - Q_{cj}]^{hfp} - C_{hp}[Q_j - Q_{cj}]^{hfp} - \alpha_H - \xi^H \leq 0,$$

$$j \in N$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial q_j^{hp}} = A^{hp} - B^{hp} Q_{hp} - C^{hp} Q_{hfp} - C_{hfp}[Q_j - Q_{cj}]^{hp} - B_{hp}[Q_j - Q_{cj}]^{hp} - \alpha_T - \gamma \left(\frac{q^T}{K_t} \right)^\phi - \xi^T \leq 0,$$

$$j \in N$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial I_j^{hfp=H}} = -(\psi_1 + \psi_2 I) + \lambda_{t+1}^H \leq 0, \quad j \in N$$

$$F(x) \equiv \left(-\nabla_{x_1} \pi_1(x), \dots, -\nabla_{x_n} \pi_n(x) \right), \text{ donde}$$

$$\nabla_{x_i} \pi_i(x) = \left(\frac{\partial \pi_i(x)}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial \pi_i(x)}{\partial x_n} \right)$$

²⁷ Ver anexo 4 para ver el modelo extenso

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial I_j^{hp=T}} = -\varphi I + \lambda_{t+1}^T \leq 0, \quad j \in N$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial \xi_j^{hfp=H}} = hfp \cdot K_t^i - q_t^{i,hfp} \geq 0, \quad j \in N$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial \xi_j^{hp=T}} = hp \cdot K_t^i - q_t^{i, hp} \geq 0, \quad j \in N$$

Representación de variables de coestado:

$$\lambda_{t+1}^H - \frac{\lambda_t^H}{\beta} = \kappa I_t + \delta \lambda_{t+1}^H - \xi_t^H hfp, \quad t \in T$$

$$\lambda_{t+1}^T - \frac{\lambda_t^T}{\beta} = -\phi \frac{\gamma}{\phi + 1} \left(\frac{q_t^T}{K_t^T} \right)^{\phi+1} + \delta \lambda_{t+1}^T - \xi_t^T hp, \quad t \in T$$

Representación de las ecuaciones de estado:

$$K_{t+1}^H = (1 - \delta)K_t^H + I_t^{Hi}, \quad t \in T$$

$$K_{t+1}^T = (1 - \delta)K_t^T + I_t^T, \quad t \in T$$

5. Datos

En la industria eléctrica se han identificado 7 grupos de generación eléctrica que operan con tecnologías térmicas e hidráulicas, de los cuales, el Estado y Endesa son los más importantes por su participación en el mercado, y el presente trabajo se enfoca en estos como los competidores en un contexto de mercado eléctrico liberalizado donde se define precio, cantidad, e inversión. En la tabla 1 se muestra la capacidad instalada y producción por tipo de tecnología agregado.

Tabla 1: Capacidad en el mercado eléctrico peruano, 2011

Grupo Económico	tecnología	Capacidad instalada (MW)	Producción total (GW.h)
Estado	hidráulico	1422	10249
	térmico	296	
Endesa	hidráulico	753	10009
	térmico	1174	
Duke Energy	hidráulico	351	2806
	térmico	547	
SN Power	hidráulico	264	1685
	térmico	-	
Suez	hidráulico	130	4675
	térmico	956	
Globoleq	hidráulico	-	3994
	térmico	602	
Otros	hidráulico	313.6	1799
	térmico	177	

Fuente: MINEM – Documento Promotor 2012, OSINERGMIN – Boletín Anual 2011

Elaboración: propia

De la producción agregada, no todo va destinado al mercado, ya que una proporción se dirige al autoconsumo o pérdida. Para considerar el nivel de producción por tecnología agregada para cada grupo económico de generación se reporta en la siguiente tabla las empresas y su producción por tipo de tecnología para el 2011. Estos datos se consideran como aquello que se compra en el mercado eléctrico, asumiendo el mercado regulado y libre, para los dos bloques de horario.

Tabla 2: Producción (GWh.) por empresas y tecnología: 2011

Empresas	Hidroeléctrica	Termoeléctrica
AIPSAA		84.31
AYEPSA	10.97	
CELEPSA	1,224.11	
CHINANGO	1,161.61	
CORONA	153.51	
EDEGEL	3,528.05	4,616.21
EEPSA		703.63
EGASA	997.93	330.65
EGEMSA	743.09	
EGENOR	1,941.23	376.5
EGESUR	96.47	97.35
ELECTROPERÚ	7,062.22	176.64
ENERSUR	889.92	3,785.54
GEPSA	27.08	
KALLPA		3,993.65
MAJA ENERGÍA	19.46	
PETRAMAS		3
SAN GABÁN	744.22	0.83
SANTA CRUZ	60.75	
SANTA ROSA	3.68	
SDF ENERGÍA		134.68
SHOUGESA		21.66
SINERSA	54.66	
SN POWER	1,685.14	
TERMOSELVA		488.66
TOTAL	20,404.12	14,813.31

Fuente: Estadística de Operaciones 2011 – COES SINAC

La calibración del modelo propuesto permite analizar un posible escenario en contraste con la verdadera situación del sector eléctrico. Para esto, se consideran parámetros como los propuestos en Dammert, García, Quiso (2005), y Pineau, Rasata, Zaccour (2011). Asimismo, se considera que el periodo de operación de las centrales eléctricas es anual (365 días x 24 horas = 8760 horas), y asumiendo que por lo general las centrales térmicas operan en hora punta que representan en promedio 4 horas diarias y la incorporación del gas natural (ciclo simple y ciclo combinado), se tiene dos bloques de horario representados por base (5760 horas) y pico (3000 horas).

Por otro lado, se consideran costos referenciales por tipo de tecnología que abastecen a los bloques de horario. Por ejemplo, en la tabla 3 se observa la relación negativa entre el costo de inversión (MW-año) y el costo variable (MWh), dado que implementar una central hidráulica es más costoso que una térmica.

Tabla 3: Costos estándares de energía eléctrica (miles de US\$)

Central	Inversión (MW)	Costo fijo anual (MW – Año)	Costo variable (MWh)
Diesel	350	55.12	74.4
Gas natural - CS	400	63	18.2
Gas natural - CC	550	86.62	11.9
Hidráulica	1250	176.63	0.9

Fuente: Dammert, García, Molinelli (2010)

Los precios para cada demanda que abastecen las empresas generadoras se determinan en base a la agregación del precio de potencia y de energía obtenidos de los valores referenciales de los puntos de conexión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. El precio contratado²⁸ por bloque de horario se basa en los factores de actualización al 2011 de precios a nivel de generación adjudicados. También, los parámetros para la simulación se

²⁸ Resolución OSINERGMIN N° 193-2011-OS/CD

obtienen de datos estándares para un mercado eléctrico mostrados por Dammert, García, Quiso (2005), Dammert, García, Molinelli (2010), entre otros.

Para considerar la cantidad que cada grupo contrata con las distribuidoras en el mercado eléctrico se recurre al Balance de Generación Eléctrica por Interconexión y Empresas de Osinergmin – GART, donde se encuentran datos sobre la venta de energía por empresa.

Tabla 4: Ventas de Energía 2011 (MWh.)

	SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL					Venta Total
	Mercado Regulado (Contratado)			Mercado Libre		
empresas	Venta	Hidroeléctrica	Térmica	Hidroeléctrica	Térmica	
CONENHUA	30	30		40104		40134
CHINANGO	811600	811600		58106		869706
EDEGEL	5268034	2281059	2986975	1087072	1422327	7777433
EEPSA	653404		653404	67479		720883
EGASA	832038	624944	207094	271522	90508	1194068
EGEMSA	479860	479860		275000		754860
EGENOR	1824008	1527789	296219	209940	39989	2073937
EGESUR	260885	129921	130964			260885
ELECTROANDES	821018	821018		311257		1132275
ELECTROPERÚ	3219252	3154867	64385	1299201	26514	4544967
ENERSUR	2763992	525158	2238834	514617	2193894	5472503
GEPSA						
KALLPA	2114031		2114031			2114031
SAN GABÁN	473040	473040		232009		705049
SHOUGESA	2822		2822		350033	352855
CORONA	24175	24175		84021		108196
TERMOSELVA	792247		792247		731613	1523860
SDF ENERGIA	8686		8686		134782	143468
CELEPSA	600956	600956		503345		1104301
SINERSA	137334	137334				137334
MAJA	437	437				437
AGUAS Y ENERGIA PERU				9744		9744
SANTA CRUZ						

Fuente: OSINERGMIN – GART

6. Simulación y resultados

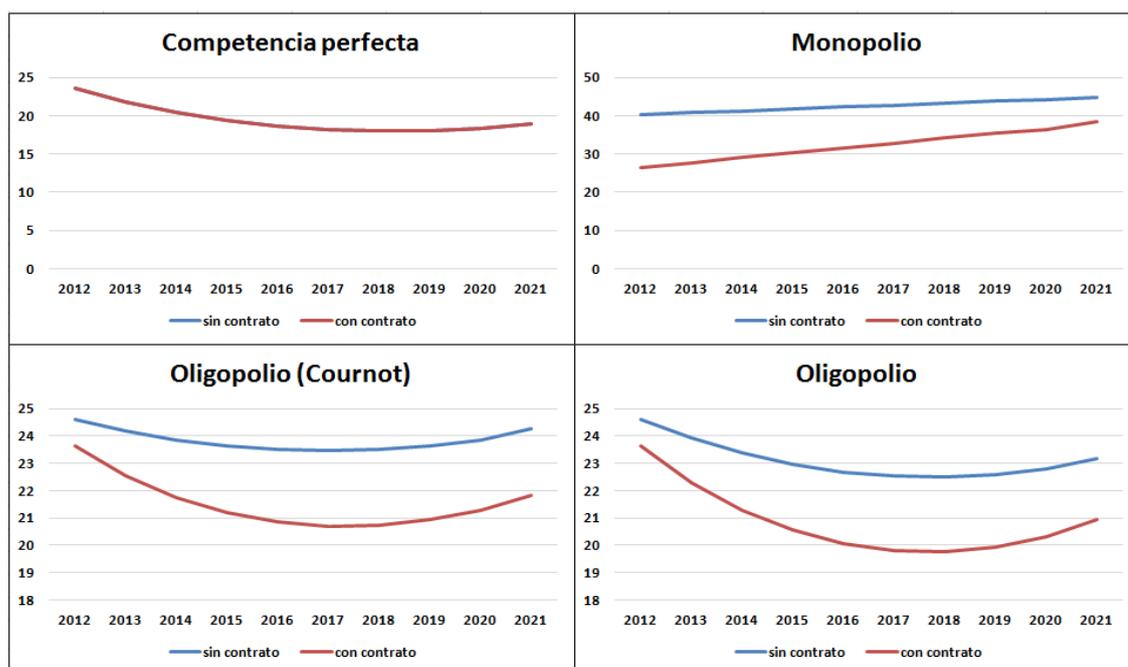
Los resultados del análisis de la actividad de generación eléctrica, consideran cuatro escenarios de competencia de mercado para cada contexto. Estos permiten comparar las respuestas de las estrategias de los diferentes grupos de generación y analizar cuán importante son los contratos de largo plazo cuando se liberaliza el mercado.

6.1 Resultados de escenario base

La evolución del nivel de precios en bloque de horario base muestra un comportamiento decreciente durante los seis primeros años, a excepción de una situación en la que hay un solo generador que abastece al sector. El efecto de los contratos muestra una reducción de 24,48% para el monopolio, 9,73% para el oligopolio (Cournot), 9,83% para el oligopolio con franja competitiva. Para el monopolio se puede notar que los precios son mayores por el poder de mercado y la ausencia de potenciales grupos que no muestran incentivos a entrar; mientras que, en competencia perfecta, el resultado muestra el mismo comportamiento con la incorporación de contratos, pero la evolución de los precios tiende a ser más pronunciada. Asimismo, la franja competitiva o “competitive fringe” permite que exista una demanda residual abastecida bajo precios ya determinados en el mercado y que haya una disminución del poder

de mercado. Este efecto en los precios es mayor ante una situación de oligopolio (Cournot), pero el nivel de precios se reduce más para el oligopolio con franja competitiva.

Gráfico 9: Evolución del precio base (\$/MWh.)

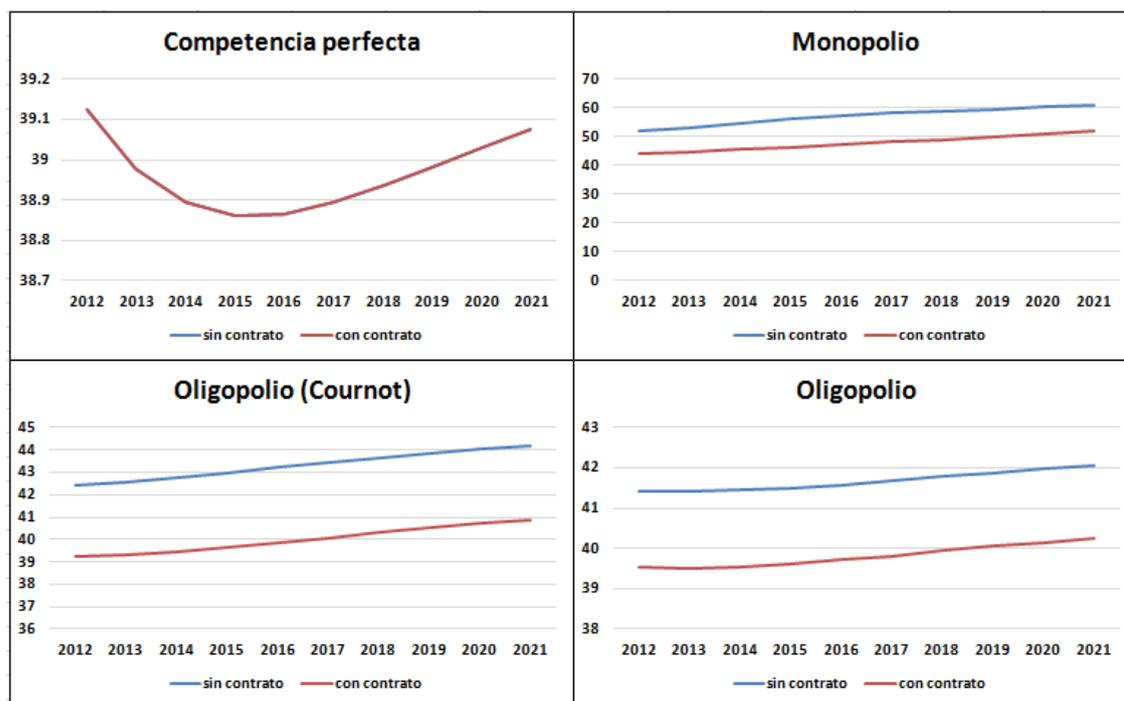


Elaboración: propia

El precio en el bloque horario pico muestra una clara diferencia con el resultado previo dado que se opera con tecnologías de combustión que implican costos marginales mayores ante la presión de una mayor demanda concentrada en un margen de horas. A excepción de competencia perfecta, se observa un crecimiento constante para todos los escenarios. En los casos *benchmarking*, se sigue intuitivamente la lógica del mercado monopolista y de que los grupos son tomadores de precios. El efecto de los contratos muestra una reducción de 16,32% para el monopolio, 7,62% para el oligopolio (Cournot), 4,45% para el oligopolio con franja competitiva. En competencia perfecta, la situación permanece inalterada. Asimismo, el efecto sobre el mercado que cuente con oligopolio (Cournot) es mayor a una situación de

franja competitiva. Sin embargo, el nivel de precios del escenario de este último, presenta una mayor reducción a „partir del cuarto año.

Gráfico 10: Evolución del precio pico (\$/MWh.)



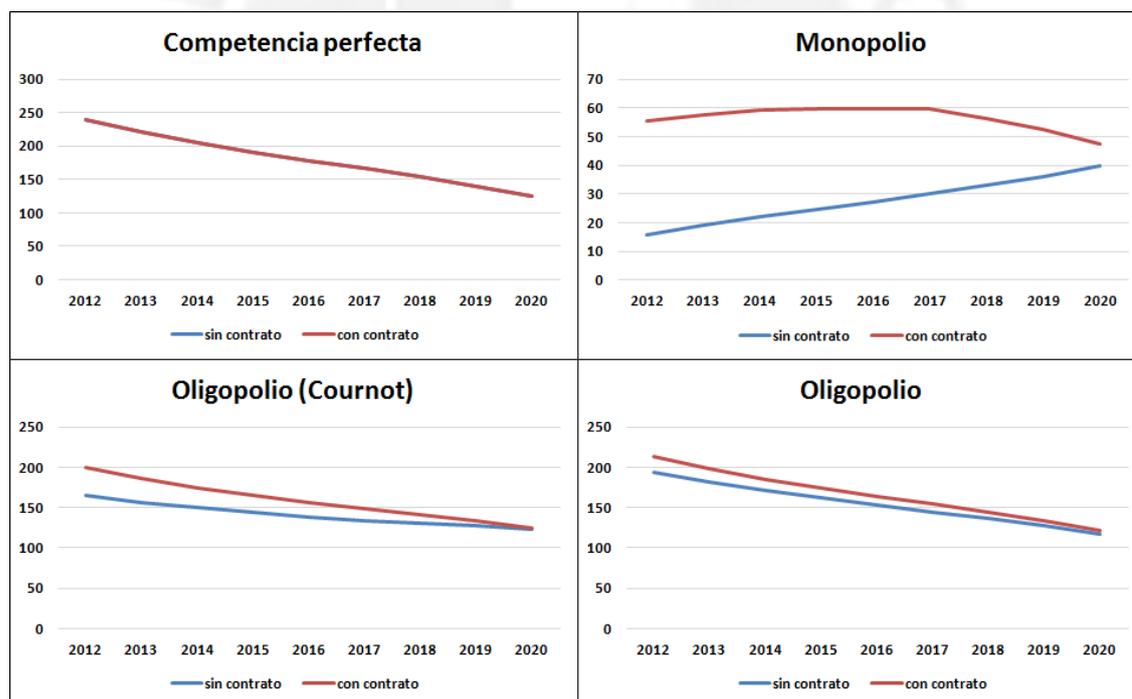
Elaboración: propia

Observando los dos contextos, se puede concluir que si se toma en cuenta los contratos, la situación referida a los precios mejora porque disminuiría el poder de mercado que se pueda ejercer bajo la liberalización. La baja competencia entre los grupos permite que se venda energía a precios altos, pero cuando se contrata por varios años, restringiendo la influencia sobre el precio, la cantidad de energía que queda en el mercado spot se podría vender a un precio menor.

En cuanto a la inversión en capacidad, el efecto de los contratos muestra un incremento de 123,62% para el monopolio, 12,15% para el oligopolio (Cournot), 7,18% para el oligopolio con franja competitiva. Se muestra que bajo un escenario de competencia perfecta para tecnología hidráulica, se tiene

un incentivo a contar con mayor capacidad a corto plazo; también se observa que una incorporación de contratos no altera evolución del escenario inicial. Otro escenario particular es el monopolio, donde el único grupo invierte crecientemente, pero con un nivel bajo, lo que se justificaría el poco incentivo a contar con centrales hidráulicas o invertir en mayor capacidad, lo que muestra que un costo fijo alto y costo variable bajo le genera poca rentabilidad al grupo monopolista. La inversión mejora con contratos, pero a partir de la segunda mitad, hay una desaceleración, reflejando un incentivo parcial. Analizando los casos que se ajustan al sector, el oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe” genera una inversión inicial mayor en capacidad que el resto, y presenta una reducción gradual durante el periodo en cuestión. La incorporación de contratos en el modelo permite un incremento de la inversión.

Gráfico 11: Inversión en tecnología hidráulica (MW)

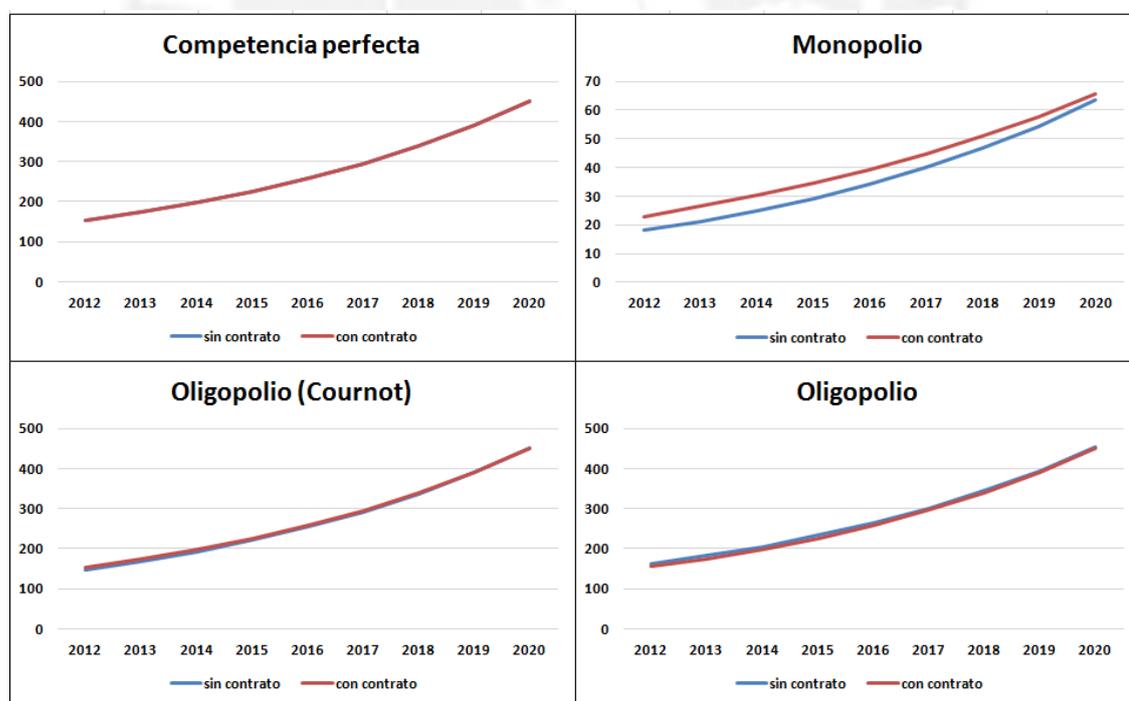


Elaboración: propia

La tecnología térmica por su nivel de operatividad y rentabilidad, presenta una velocidad de crecimiento de inversión mayor a la tecnología hidráulica, en todos los escenarios. El efecto de los contratos muestra una

incremento de 15,22% para el monopolio, 1,37% para el oligopolio (Cournot), y una reducción del 2,27% para el oligopolio con franja competitiva. Bajo competencia perfecta, los grupos del sector son tomadores de precios por lo que cuentan con incentivos para invertir en centrales o capacidad de manera creciente. Para el caso de monopolio se observa un menor crecimiento, lo que podría hacer suponer que invierte solo en capacidad de centrales ya operativas. Situación similar a la de competencia perfecta se ve reflejada en los escenarios de oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe”, y de oligopolio (Cournot), siendo el primero en tener un ligero incentivo en mayor capacidad. En el contexto de contratos, el incentivo a invertir en la tecnología hidráulica es mayor a corto plazo que las térmicas, incluso se observa para el caso de oligopolio con franja competitiva un incentivo a subinvertir en tecnología térmica y sobreinvertir en tecnología hidráulica.

Gráfico 12: Inversión en tecnología térmica (MW)

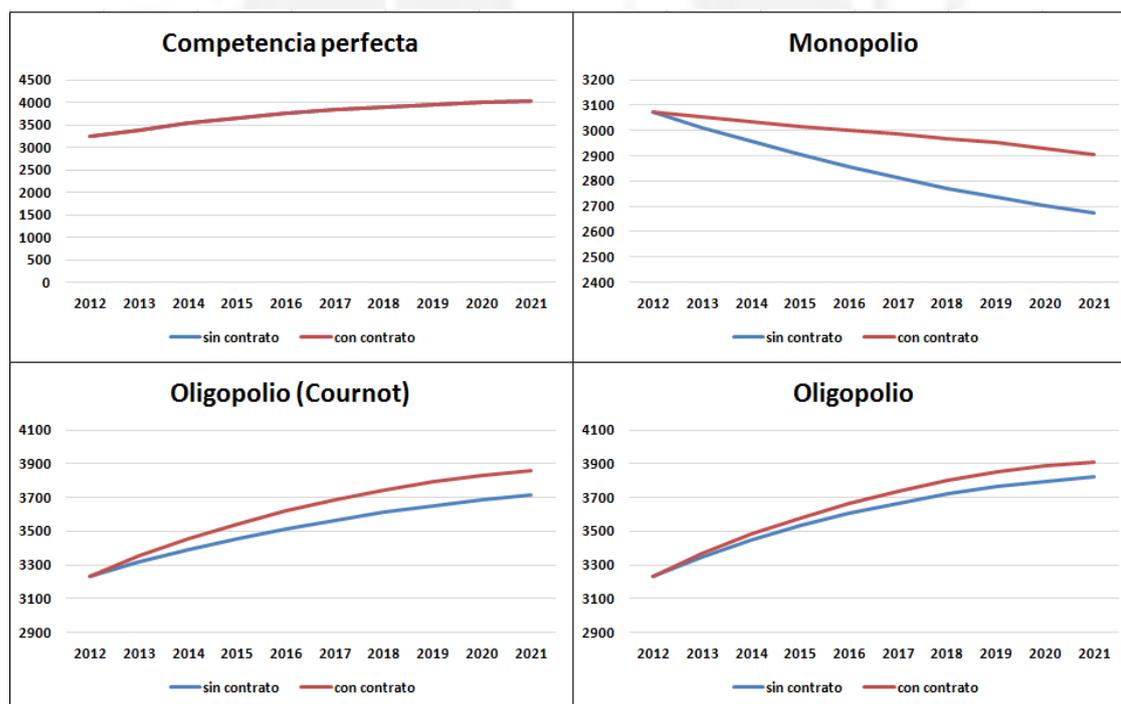


Elaboración: propia

Con respecto a la capacidad de la tecnología hidráulica se observa una evolución creciente, producto de la fuerte inversión en nuevas centrales con

nueva capacidad o en el incremento de la capacidad de las centrales ya operativas. El efecto de los contratos muestra un incremento de 5,09% para el monopolio, 2,68% para el oligopolio (Cournot), 1,56% para el oligopolio con franja competitiva. Considerando el periodo que puedan operar las centrales hidráulicas a diferencia de las térmicas, se asume un incremento sustancial en sus inversiones. Se muestra que bajo el escenario de monopolio, el generador tiene incentivo a incrementar su precio distorsionando el parque, disminuyendo su capacidad. Los contratos permitirían que tal disminución se suavice. También, se observa que el aumento de capacidad se muestra en los escenarios de competencia perfecta, que no cuenta con un efecto de los contratos; mientras que el oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe”, y el oligopolio (Cournot), muestran un efecto positivo.

Gráfico 13: Capacidad de generación hidráulica (MWh.)

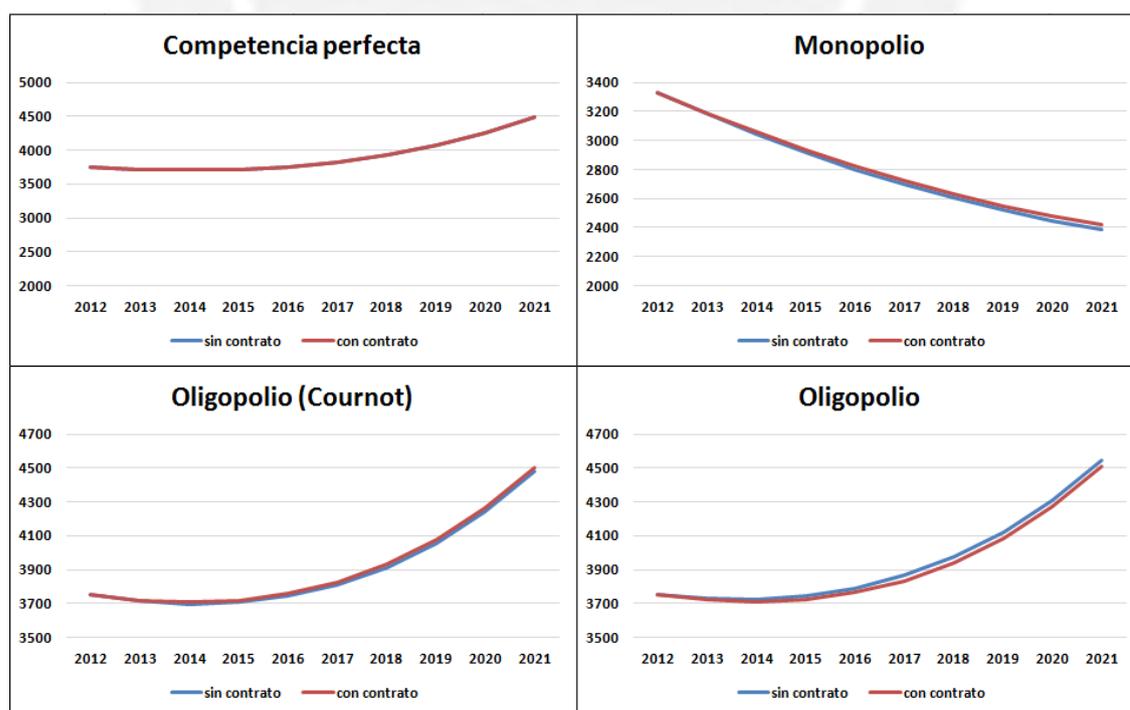


Elaboración: propia

La situación ante el uso de tecnologías térmicas muestra una leve reducción de la capacidad de generación en todos los casos hasta la mitad del

periodo estudiado, seguido por una rápida recuperación, a excepción del monopolio. El efecto de los contratos muestra un incremento de 0,75% para el monopolio, 0,34% para el oligopolio (Cournot), y una reducción del 0,59% para el oligopolio con franja competitiva. Partiendo del caso de monopolio, que presenta una reducción de capacidad, se pueden considerar varios aspectos como el tiempo de operatividad de las centrales, el incremento de nuevas centrales con baja capacidad (diesel o residual), o la indisposición de estas. En los escenarios restantes, la evolución de capacidad tiene el mismo patrón tendencial creciente. Si bien es cierto que dentro de las tecnologías térmicas no solo operan las de baja capacidad, sino las de ciclo simple y combinado (gas natural), el incremento de la inversión y la reducción de la capacidad hasta la mitad del periodo puede deberse en parte al retiro o conversión de las centrales operativas a diesel o residual a gas natural, lo que podría mantener inoperativas algunas centrales. Parte de la recuperación de la capacidad de generación haría suponer que es resultado de una reconfiguración óptima del parque generador.

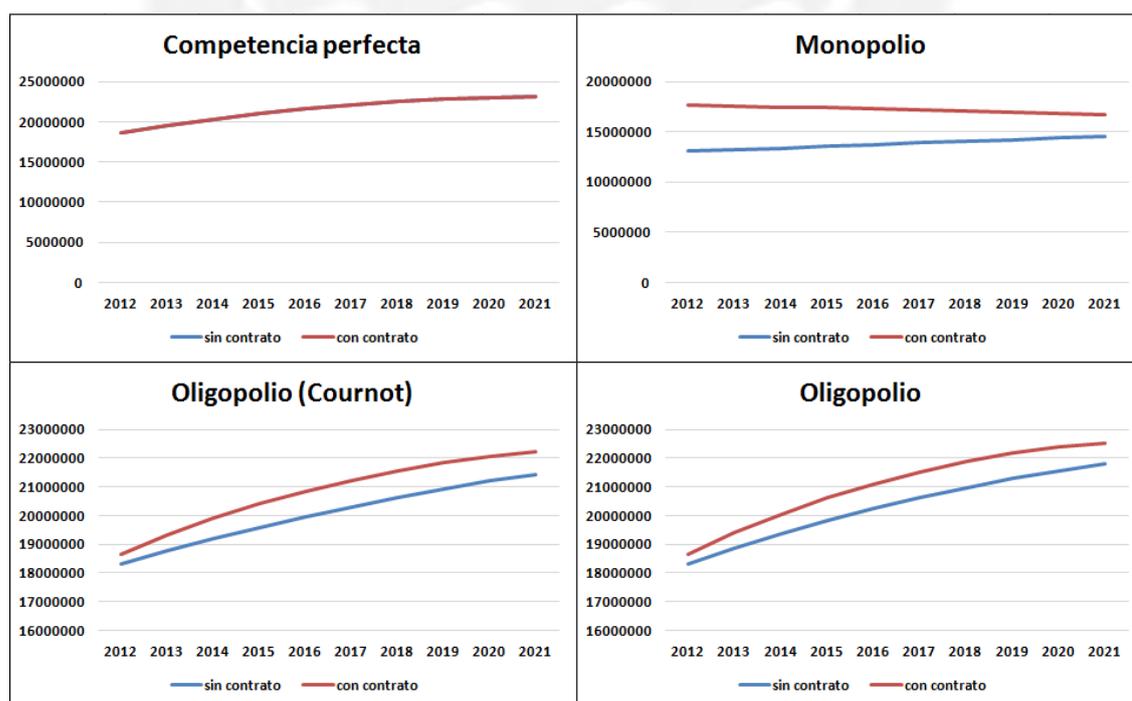
Gráfico 14: Capacidad de generación térmica (MWh.)



Elaboración: propia

Los grupos económicos producen energía dependiendo de su inversión (capacidad), los competidores, el contrato determinado y el precio al que se venda por bloque. Dado esto, la cantidad producida bajo tecnología hidráulica muestra un componente creciente mayor a la térmica. El efecto de los contratos muestra un incremento de 24,95% para el monopolio, 3,81% para el oligopolio (Cournot), 3,67% para el oligopolio con franja competitiva. Bajo el escenario de competencia perfecta, los grupos de energía tienen incentivos por el incremento de la capacidad de generación en un contexto donde no existen indicios de poder de mercado ni grupos dominantes. En el escenario del monopolio, tiene incentivo a indisponer algunas centrales o declararlas inoperativas, por lo que se observa que a partir del cuarto año se produce una disminución de la producción, cuyo efecto es significativo con la incorporación de los contratos. Considerando la presencia de una franja competitiva o “competitive fringe” dentro de un oligopolio, se muestra que la producción de energía es mayor que un escenario de oligopolio (Cournot).

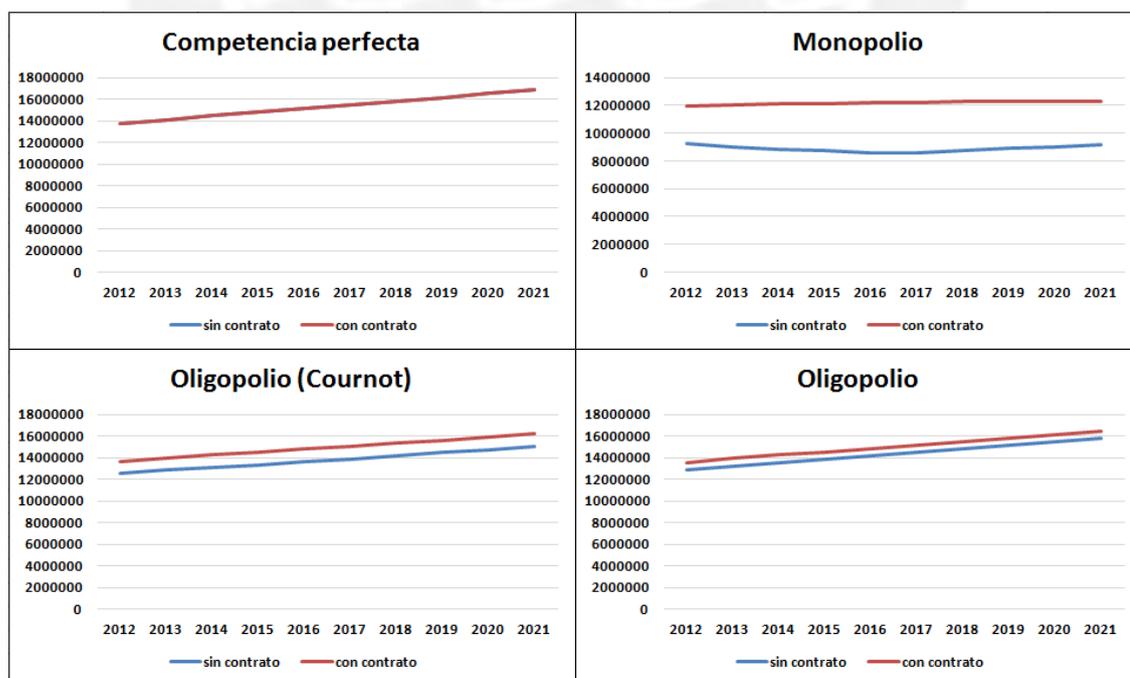
Gráfico 15: Cantidad producida con tecnología hidráulica (MWh.)



Elaboración: propia

La producción de los grupos de electricidad bajo tecnología térmica, dada la configuración del parque generador y las necesidades en el horario fuera de punta, muestran un nivel menor a la hidráulica. El efecto de los contratos muestra un incremento de 37,13% para el monopolio, 8,48% para el oligopolio (Cournot), 4,58% para el oligopolio con franja competitiva. En el escenario de competencia perfecta la evolución de la producción no muestra cambios considerando contratos a largo plazo. Ante la presencia de un solo grupo generador, este cuenta con incentivo para dejar de ir produciendo, producto de una disminución de la capacidad de generación; mientras que con los contratos, se observa que la situación mejora considerablemente manteniendo una tendencia constante. Los escenarios restantes incrementan la producción durante el periodo analizado por la posible incorporación de nuevas tecnologías que puedan darse ante la reconversión de centrales y un paulatino crecimiento de la capacidad de generación.

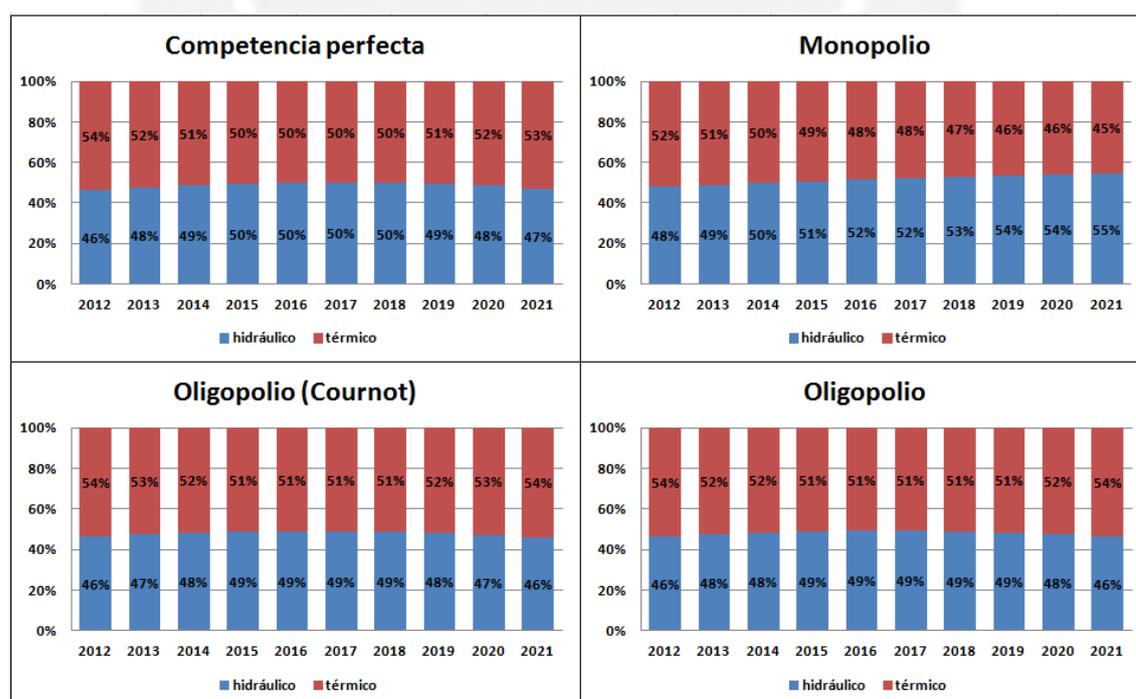
Gráfico 16: Cantidad producida con tecnología térmica (MWh.)



Elaboración: propia

Adicionalmente se muestra la composición del parque generador (gráfico 17) en los diferentes escenarios de mercado, bajo la incorporación de contratos. La situación de competencia perfecta refleja un comportamiento creciente de capacidad de la tecnología hidráulica, lo que ha de suponer que los grupos con centrales térmicas tengan incentivos a convertirse en más eficientes con la entrada de gas natural, efecto que se muestra a partir del cuarto periodo de análisis. Caso contrario se observa cuando existe un solo grupo en el sector, con un fuerte desincentivo de inversión en tecnología térmica, así como en hidráulica. En este caso el grupo ejerce poder de mercado en menor medida a la situación sin contratos, aliviando la distorsión del parque. El efecto de los contratos es más notorio cuando los grupos compiten a lo Cournot o con la presencia de una franja competitiva o “competitive fringe”, ya que habrá mayor incentivo de inversión con este último reflejado en una mayor capacidad de generación hidráulica; situación similar se muestra en la térmica, por lo que el parque generador bajo el escenario de oligopolio con franja competitiva resulta ser más eficiente.

Gráfico 17: Composición del Parque Generador (MWh.)



Elaboración: propia

6.2 Análisis de sensibilidad

Bajo los resultados previos se pretende analizar los efectos de las variables ante un incremento de los costos de inversión, bajo el escenario de contratos de largo plazo. Para esto, en la siguiente tabla se muestran los costos iniciales y los nuevos con los que se podrá observar el nuevo comportamiento de los grupos del sector.

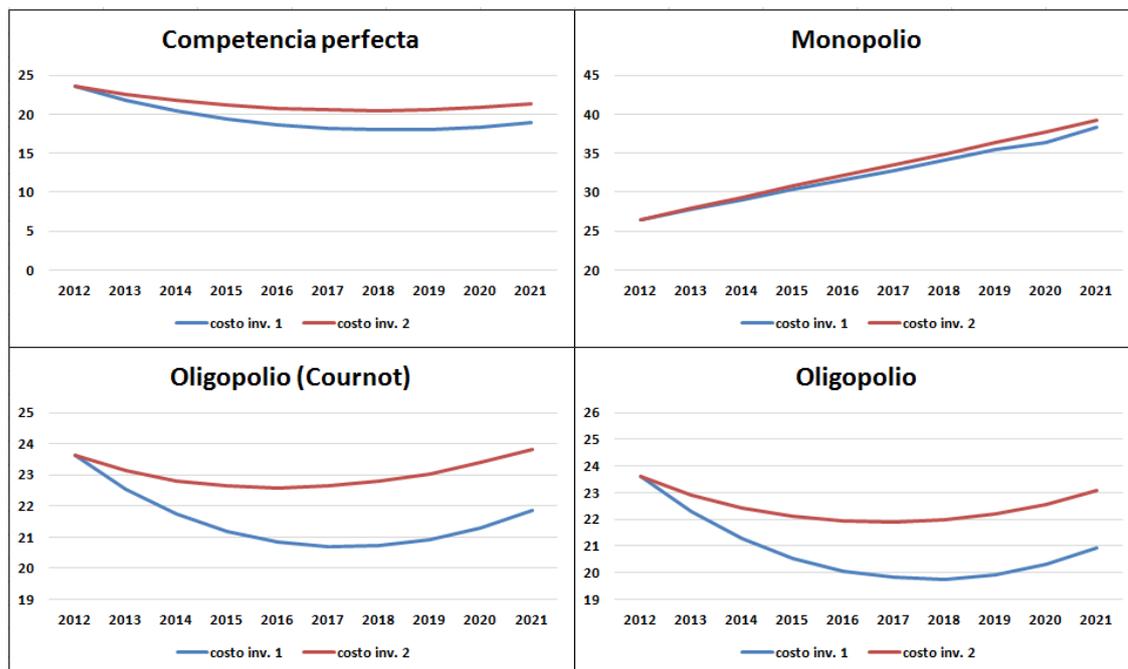
Tabla 5: Costos de inversión de energía eléctrica (miles de US\$)

Central	Inversión 1 (MW)	Inversión 2 (MW)
Diesel	350	400
gas natural - CS	400	450
gas natural - CC	550	650
hidráulica	1250	1500

Elaboración: propia

En los gráficos 18 y 19 se muestra el efecto de cambios en los costos de inversión sobre los precios base y pico, considerando las tecnologías operativas en el sector, reflejando una relación positiva. Es decir, la evolución del precio base muestra un incremento del precio por incremento del costo de inversión. Por ejemplo para el monopolio este efecto es marginal, reflejándose a partir del sexto periodo más para el precio base. Bajo el escenario de oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe”, el efecto es más pronunciado.

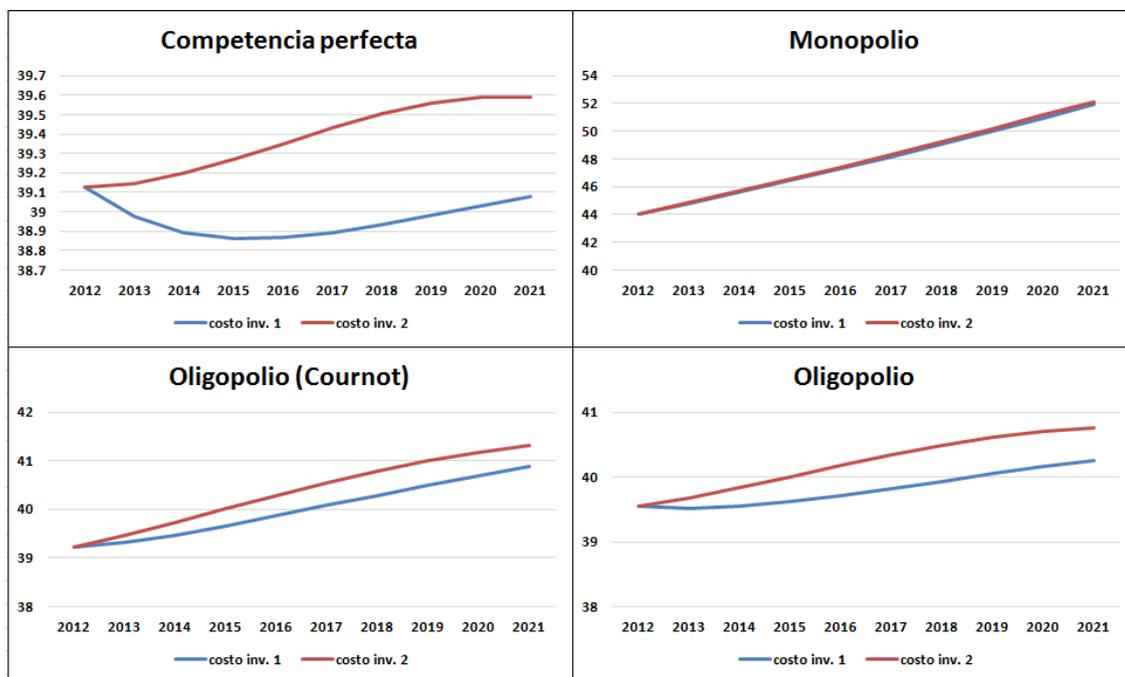
Gráfico 18: Evolución del precio base con contrato – costos (\$/MWh.)



Elaboración: propia

Para el caso del precio pico, también se observa un crecimiento frente un aumento de los costos de inversión. Para competencia perfecta, el efecto es mayor, mientras que para el monopolio, no se refleja dicho incremento en el precio. También para los escenarios de oligopolio a lo Cournot y oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe”, dicho incremento del costo de inversión se ve reflejado en sus precios, siendo menor en este último escenario.

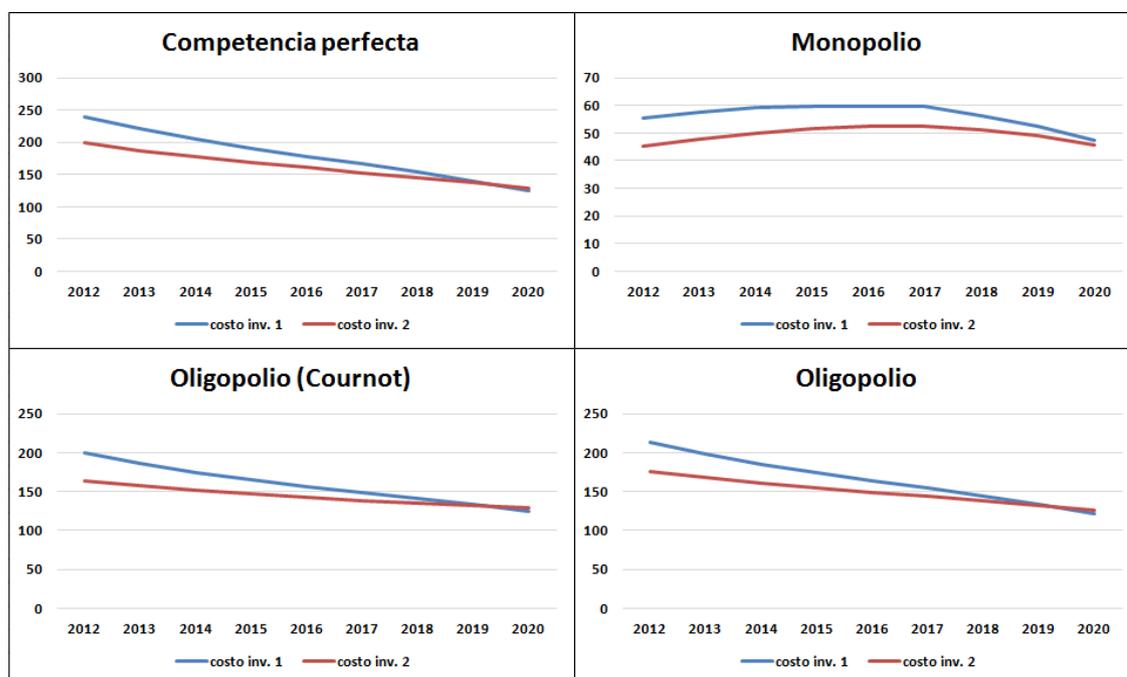
Gráfico 19: Evolución del precio pico con contrato – costos (\$/MWh.)



Elaboración: propia

La inversión en tecnologías hidráulica y térmica muestra una relación inversa con el costo de inversión. Los grupos cuentan con mayor incentivo sobre inversión en capacidad con los costos iniciales (menores), aunque la velocidad a la que se reduce la inversión es mayor siendo un principal factor el tiempo de operatividad de una central hidroeléctrica. El gráfico 20 muestra la evolución bajo los escenarios de competencia perfecta, oligopolio a lo Cournot y con franja competitiva con una conducta similar en tendencia. En el caso de monopolio, un incremento del costo de inversión tan solo refleja la tendencia inicial a un nivel menor.

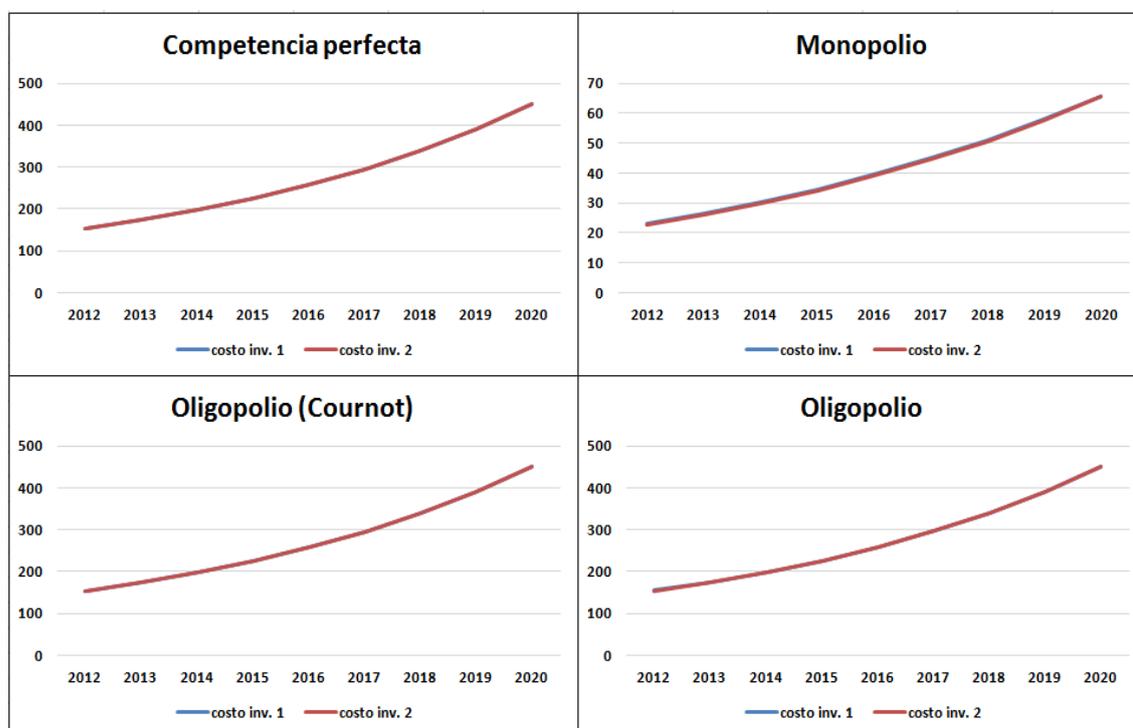
Gráfico 20: Inversión en tecnología hidráulica – costos (MW)



Elaboración: propia

El efecto de un incremento de los costos de inversión no es significativo sobre la tecnología térmica. Como se muestra en el gráfico 21, a excepción del monopolio, bajo los demás escenarios hay un incremento significativo de la inversión (capacidad), aunque no se aprecia una sobreinversión cuando los costos son menores. Esto se debe a que los grupos invierten más con la entrada de gas natural y se convierten a centrales eficientes (ciclo simple y/o combinado).

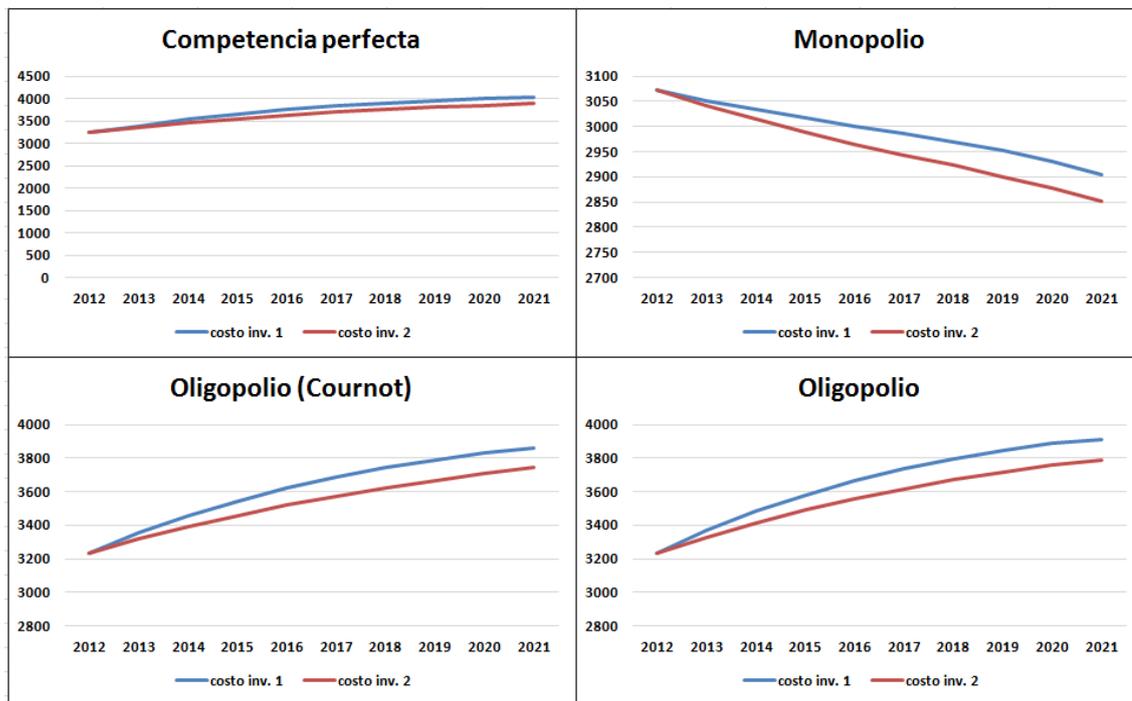
Gráfico 21: Inversión en tecnología térmica – costos (MW)



Elaboración: propia

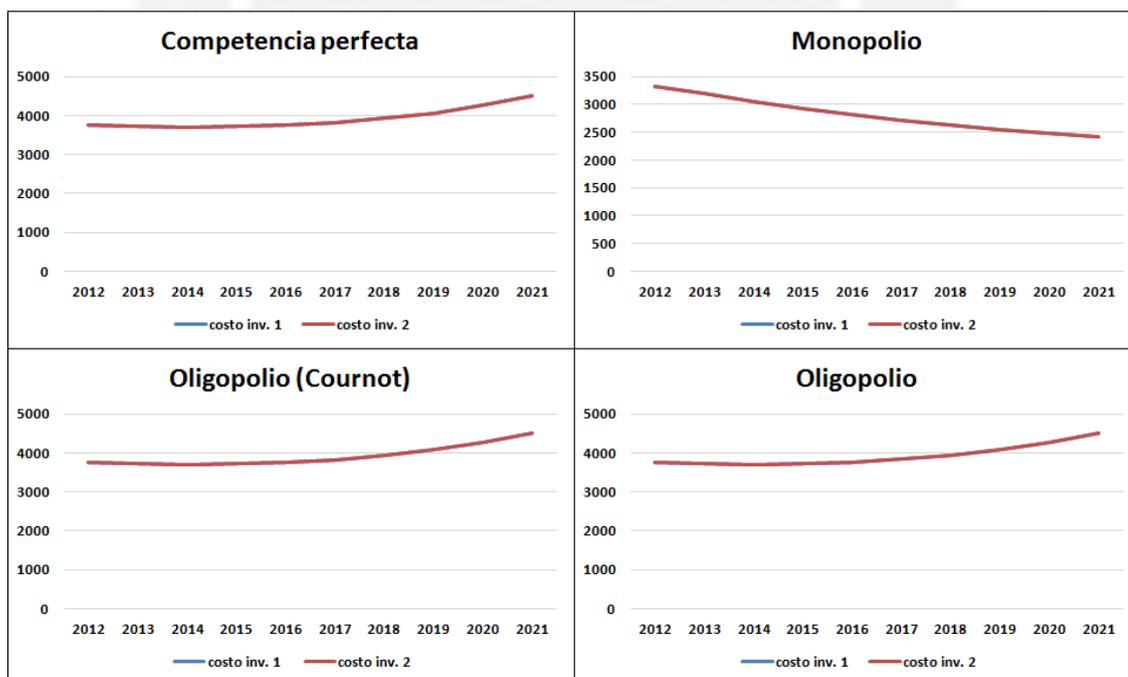
Con respecto al nivel de capacidad de generación para ambas tecnologías, se presenta el resultado ante cambios de los costos de inversión. Para las centrales que operan con tecnología hidráulica se observa en el gráfico 22, que la capacidad de generación será menor, dado el efecto inverso de que mientras más costoso sea invertir en un MW, los grupos económicos no tendrán un incentivo menor sobre la capacidad. En esa misma línea, se reporta el resultado para la tecnología térmica (gráfico 23), cuyo efecto de incremento del costo de inversión tendrá un efecto marginal sobre la capacidad de generación.

Gráfico 22: Capacidad de generación hidráulica – costos (MWh.)



Elaboración: propia

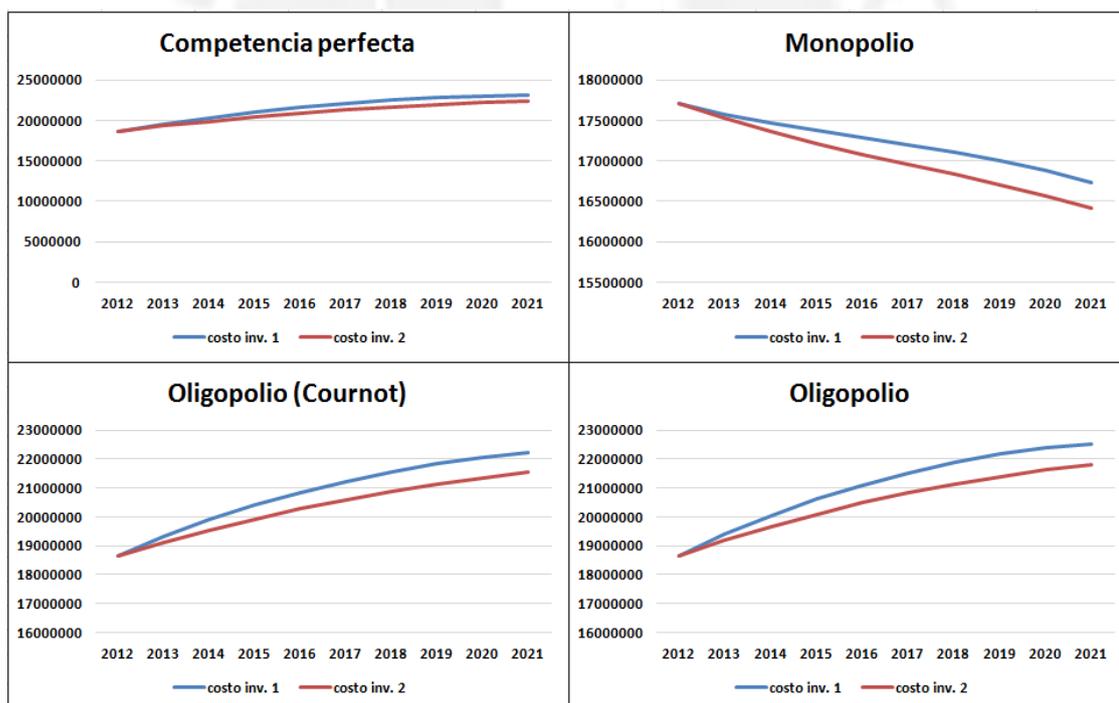
Gráfico 23: Capacidad de generación térmica – costos (MWh.)



Elaboración: propia

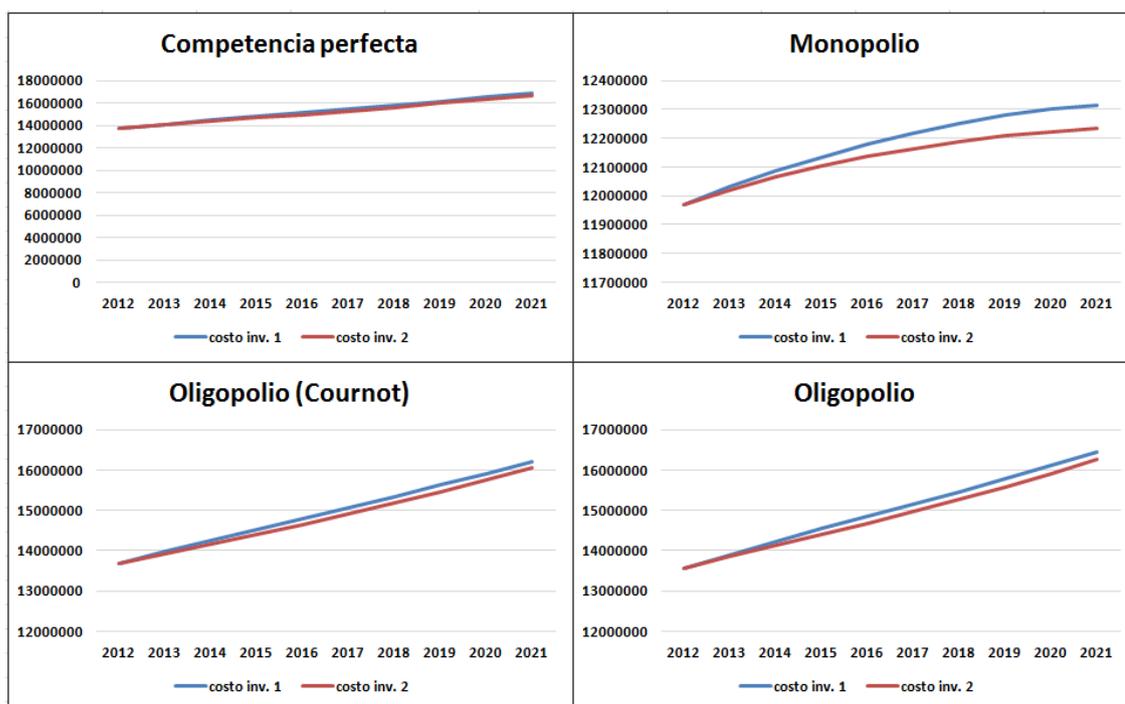
Ante el análisis de incorporación de contratos, se observó que el efecto sobre las cantidades producidas por las tecnologías operativas en el sector era mayor por el fomento de inversión. Los escenarios de mercado analizados en el gráfico 24 muestran un incremento de la producción bajo costos de inversión más bajos, a excepción del monopolio donde el único grupo que opera en el sector no cuenta con incentivos a mejorar porque el contrato de largo plazo tendrá efectos poco rentables. Situación similar se muestra en el gráfico 25 con la producción bajo tecnología térmica, donde el efecto de la variación de los costos de inversión es menor. La producción aumenta en menor medida que la tecnología hidráulica y en el contexto de monopolio se refleja una marcada diferencia por el mayor incentivo de los contratos y por los precios más altos que reflejan mayor rentabilidad al grupo.

Gráfico 24: Cantidad producida con tecnología hidráulica – costos (MWh.)



Elaboración: propia

Gráfico 25: Cantidad producida con tecnología térmica – costos (MWh.)



Elaboración: propia

Otro de los componentes para analizar la sensibilidad de las variables analizadas, es la pendiente de la demanda, por lo que es útil contar con elasticidad precio-cantidad en el sector. Para esta consideración se ha tomado en cuenta a Pineau y Murto (2003). Adicionalmente, González (2008) utiliza un valor medio cercano a la siguiente tabla.

Tabla 6: Elasticidades

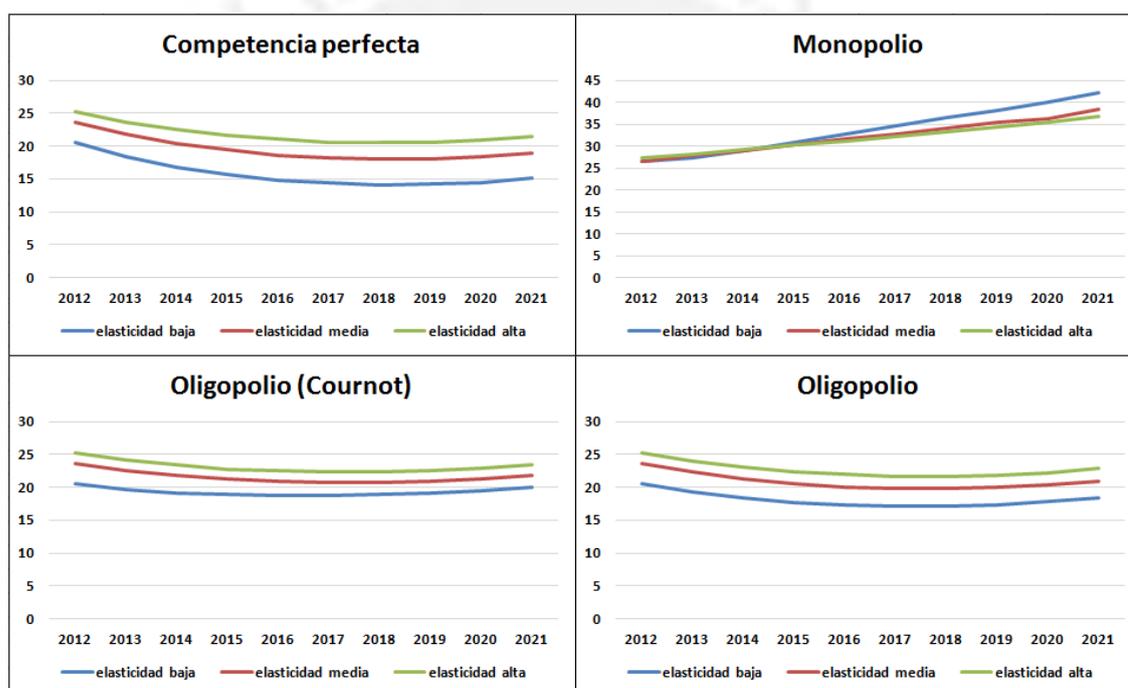
Tipo	Periodo base	Periodo pico
Baja	-0.4	-0.7
Media	-0.6	-0.9
Alta	-0.8	-1.1

Elaboración: propia

Los resultados reportados para el modelo base considera la elasticidad media de la tabla preliminar, por lo que los nuevos escenarios de las

trayectorias de las variables de elección se realizarán considerando la elasticidad baja y alta. Para el precio base (gráfico 26), se observa que por el mayor margen de horas del bloque, una reducción de la elasticidad generaría un menor precio los escenarios de competencia perfecta, oligopolio (Cournot), y oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe”, a diferencia del monopolio, donde la reducción de la elasticidad genera menores precios por los dos primeros periodos; mientras que a partir del tercer periodo, mientras más insensible sea la respuesta de la cantidad a los precios, el monopolista incrementará el precio para el horario base.

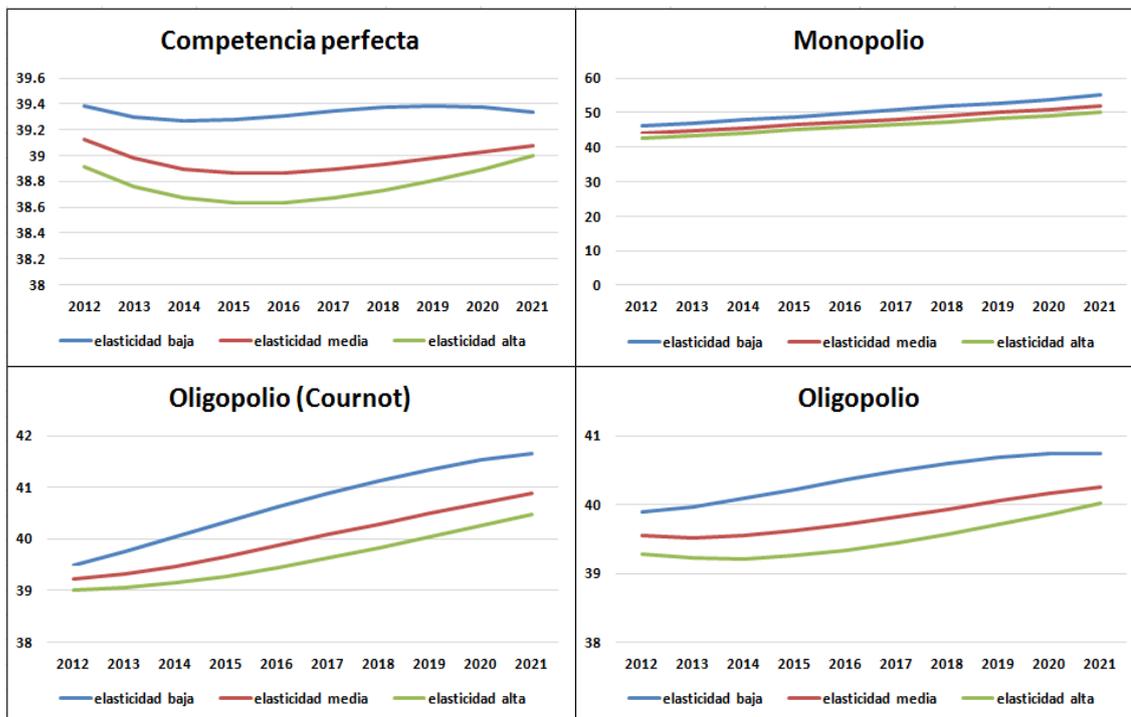
Gráfico 26: Evolución del precio base con contrato – elasticidad (\$/MWh.)



Elaboración: propia

La evolución del precio pico en el siguiente gráfico muestra que una reducción de la elasticidad generaría un fomento a incrementar los precios porque en este bloque horario habría una menor sensibilidad de respuesta sobre la demanda, dada el margen de horas que se considera. Eso refleja que mientras más insensible sea la respuesta ante variaciones de los precios, los grupos podrán incrementar los precios sin afectar la demanda.

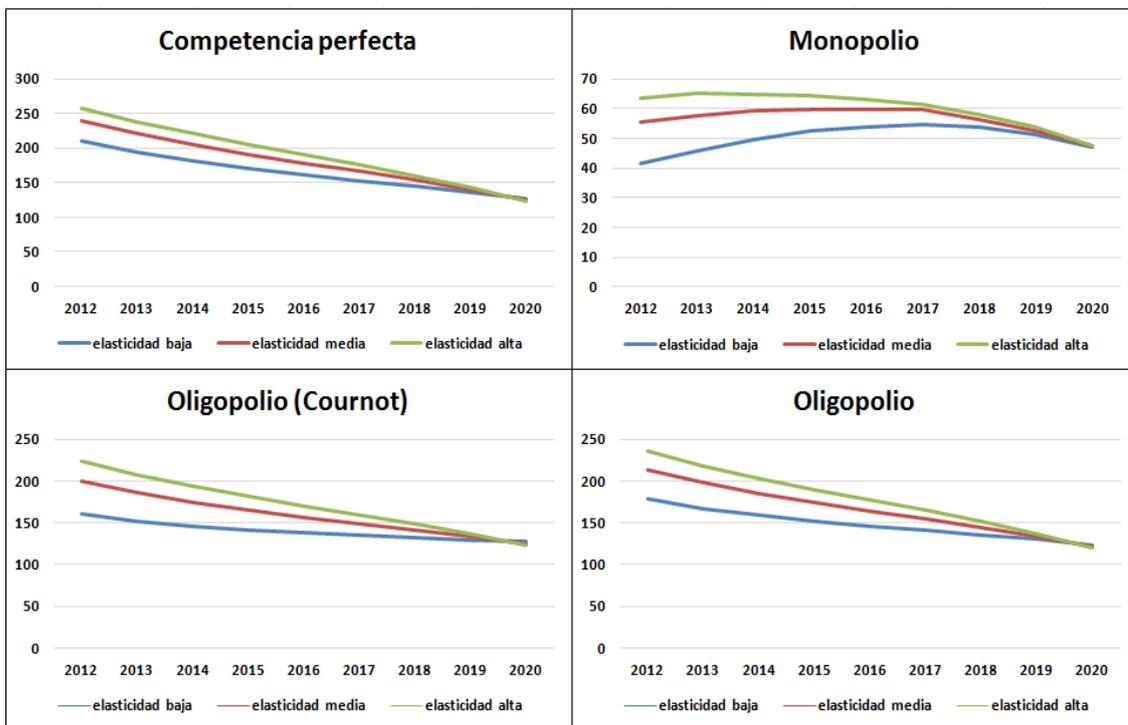
Gráfico 27: Evolución del precio pico con contrato – elasticidad (\$/MWh.)



Elaboración: propia

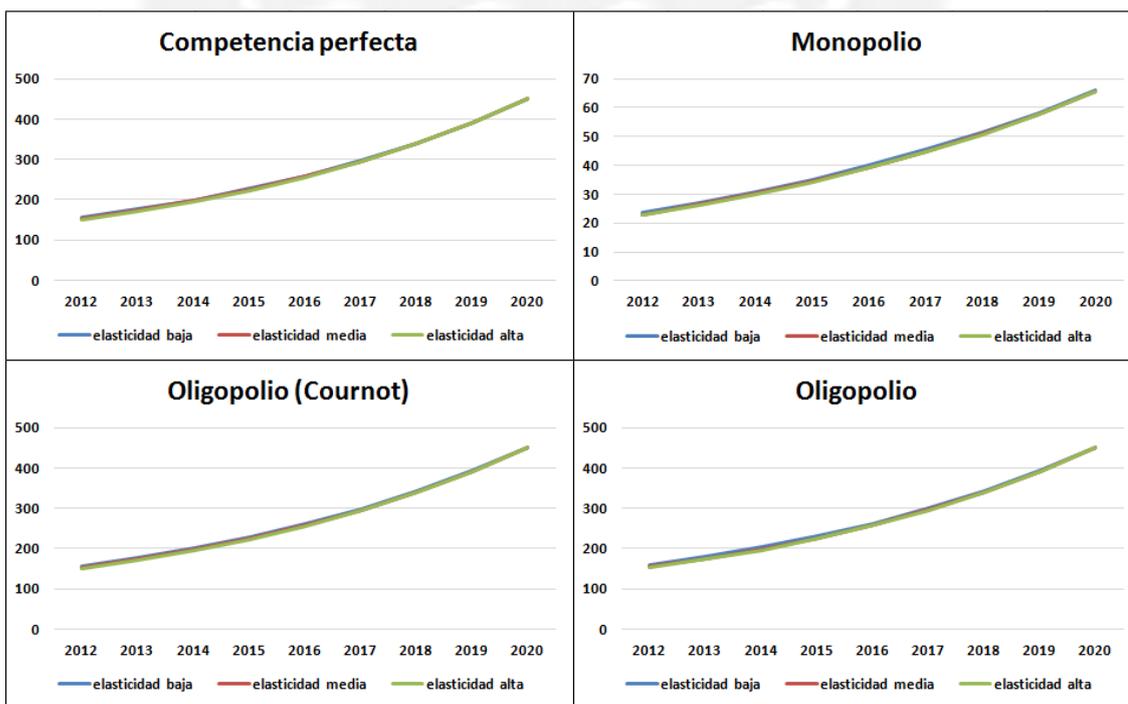
Por otro lado, en los gráficos 28 y 29 se observan los resultados de inversión (capacidad) para las tecnologías operativas en la actividad de generación. Por ejemplo, para un incremento de la elasticidad que haría más sensible la respuesta de la cantidad demandada de energía por cambios en los precios, refleja en la tecnología hidráulica un incremento de la inversión. Situación similar se presencia cuando se reduce la elasticidad, generando una reducción de la inversión. A excepción del monopolio, se observan una reducción gradual de manera similar para todos los escenarios. También, para la tecnología térmica se observa que indistinto a los diferentes escenarios de mercado, cambios en la elasticidad mantiene la tendencia creciente de la inversión, sin generar efectos importantes sobre esta.

Gráfico 28: Inversión en tecnología hidráulica – elasticidad (MW)



Elaboración: propia

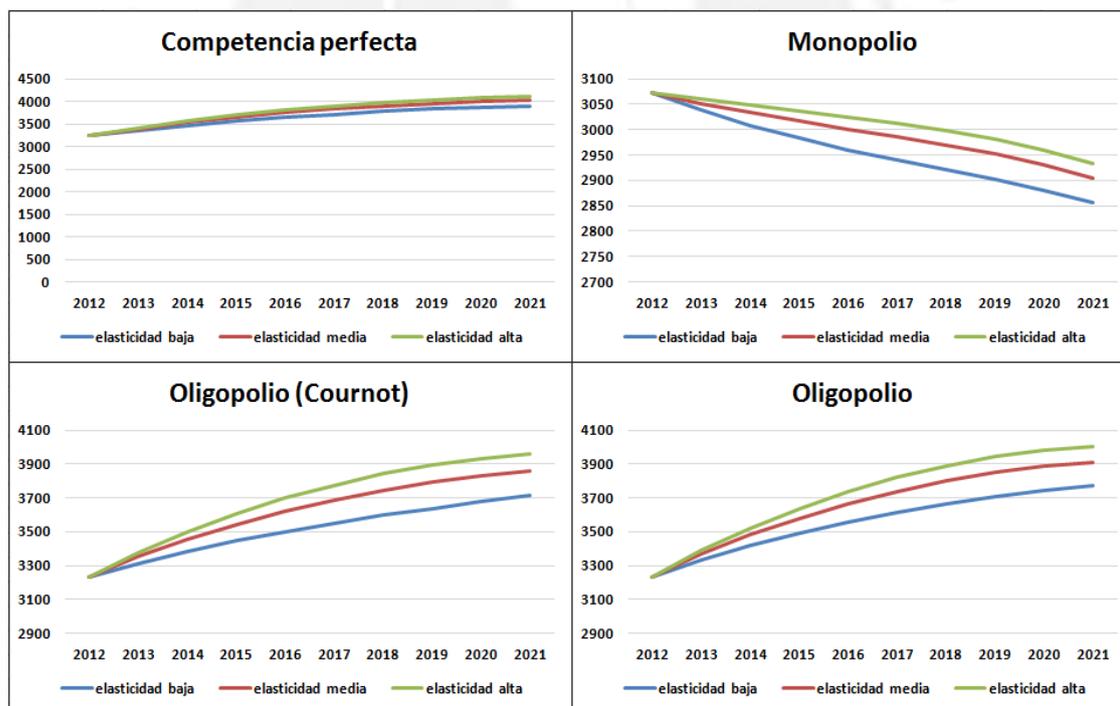
Gráfico 29: Inversión en tecnología térmica – elasticidad (MW)



Elaboración: propia

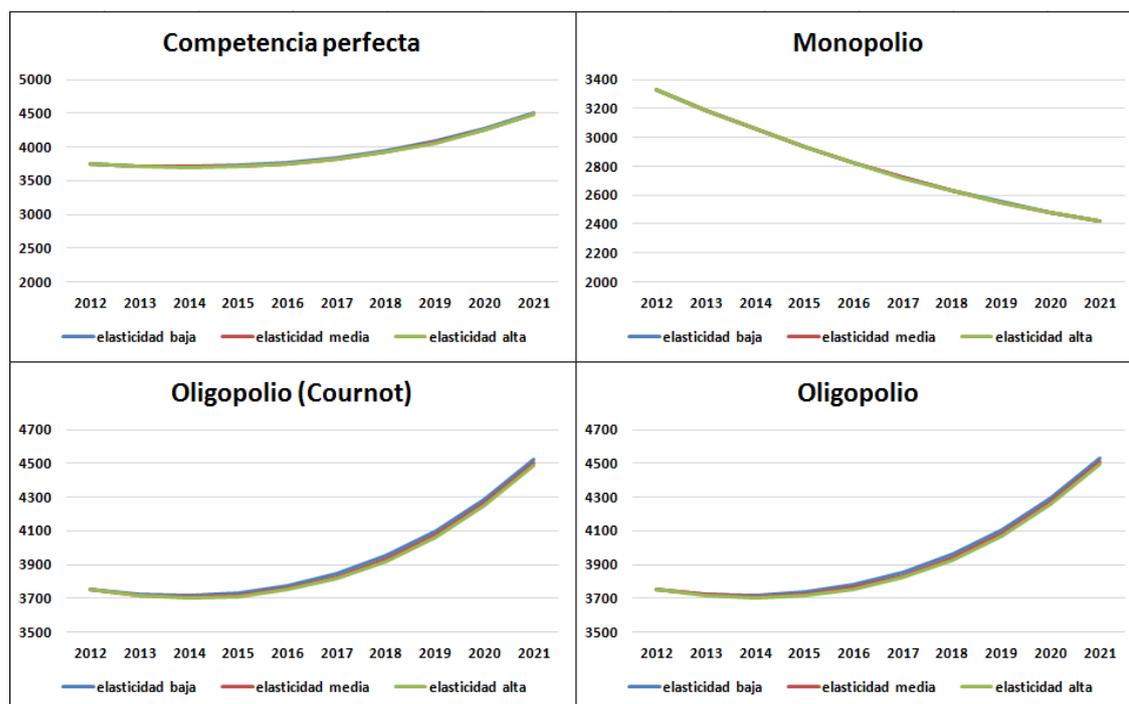
A nivel de capacidad de generación se reportan los resultados en los gráficos 30 y 31. Para la tecnología hidráulica, en competencia perfecta, se observa un efecto similar bajo las consideraciones de la elasticidad, a diferencia del oligopolio a lo Cournot, y del oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe”, cuyo efecto de cambios de sensibilidad de la demanda por variaciones en los precios se muestra significativo. En esa misma línea, se observa el cual sería la trayectoria de la capacidad de un monopolio. También para la tecnología térmica, se observa que la elasticidad no tiene un efecto sobre la capacidad de generación, esto quiere decir, que no habría incentivo a incrementar la capacidad aun cuando haya mayor sensibilidad de la demanda por cambios en los precios.

Gráfico 30: Capacidad de generación hidráulica – elasticidad (MWh.)



Elaboración: propia

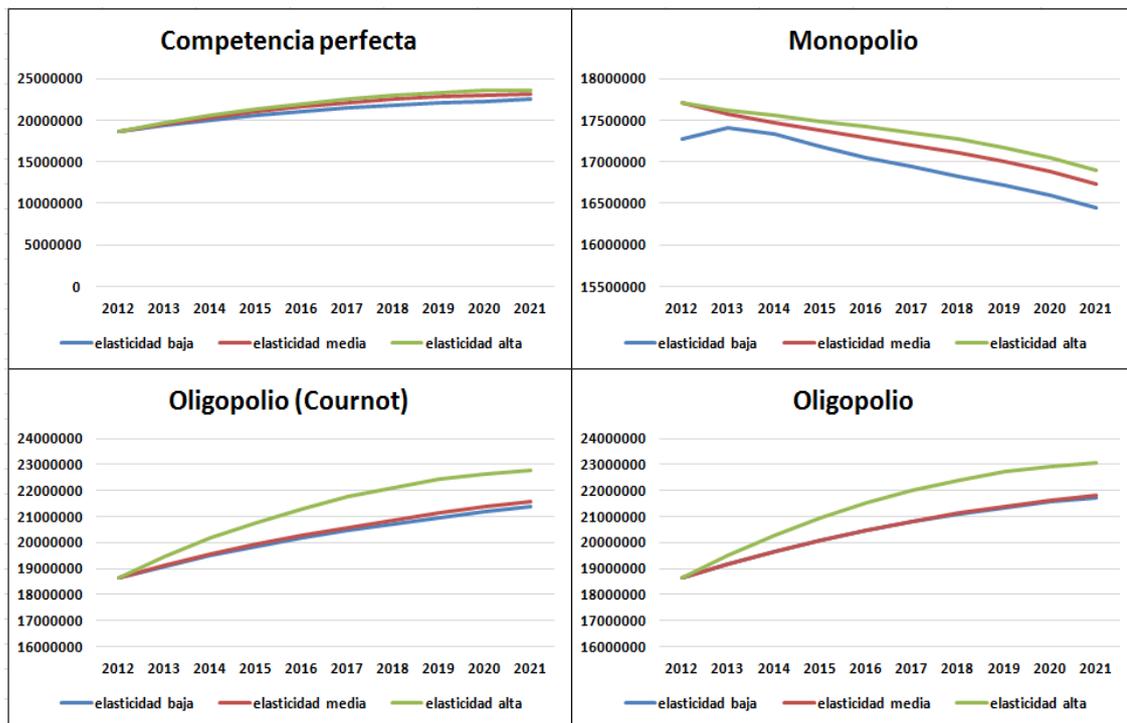
Gráfico 31: Capacidad de generación térmica – elasticidad (MWh.)



Elaboración: propia

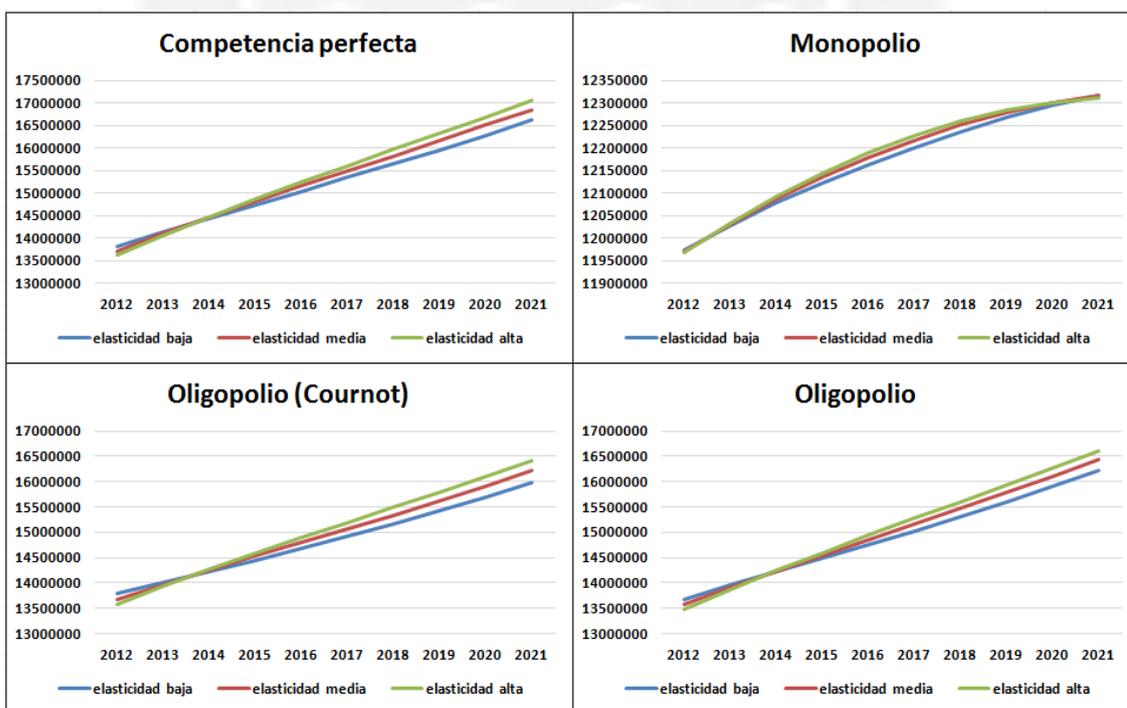
La evolución de la producción de energía eléctrica bajo tecnologías hidráulica y térmica, se muestran en los gráficos 32 y 33. Para el primero se observa que un incremento de la elasticidad genera una mayor producción para los casos de oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe” y a lo Cournot, a diferencia de la competencia perfecta, donde cambios en la relación precio-cantidad no afectan considerablemente la producción por tecnología hidráulica. Para el caso de monopolio, la producción se reduce, siendo aún menor cuando la sensibilidad de la demanda a cambios en el precio es baja, a fin de tener incentivos para distorsionar el parque generador. En cuanto a la tecnología térmica, se observa una respuesta similar por cambios en la elasticidad para todos los casos con un mayor incentivo a producir más cuando la sensibilidad es menor a corto plazo, a excepción del monopolio, cuyo nivel de producción muestra una trayectoria decreciente.

Gráfico 32: Cantidad producida con tecnología hidráulica - elasticidad (MWh.)



Elaboración: propia

Gráfico 33: Cantidad producida con tecnología térmica – elasticidad (MWh.)



Elaboración: propia

7. Conclusiones y Recomendaciones

En la presente investigación se realizó un análisis de la actividad de generación eléctrica bajo el supuesto de que el mercado peruano se encontraba liberalizado y se muestra el impacto de un esquema de contratos de largo plazo. Dentro de este contexto se hizo un análisis de un modelo de oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe”, dado el nivel de concentración de mercado, considerando otros escenarios, desde la presencia de un solo grupo que configura su decisión de manera independiente (monopolio) hasta la de grupos que son tomadores de precios (competencia perfecta), donde se muestra su influencia sobre las variables de decisión que actualmente se encuentran reguladas. Para esto se trató de ejemplificar dicho comportamiento de los grupos bajo un modelo que considera un enfoque de teoría de juegos.

Los resultados muestran que contratando el 70% de energía hidráulica y el 66% de energía térmica en el periodo base, la inversión en capacidad con tecnología hidráulica para el contexto de oligopolio con franja competitiva o “competitive fringe”, para un horizonte temporal de 10 años, incrementa en 7,18% (sobreinversión) y con tecnología térmica disminuye en 2,27% (subinversión); mientras que la producción, con tecnología hidráulica incrementa en 3,67%, mientras que bajo tecnología térmica, 4,58%. El precio en hora base disminuye en 9,83% y en hora pico, 4,45%. En ese sentido, se

muestra que a pesar de que en los diferentes escenarios puedan existir indicios de poder de mercado, los contratos tienen un efecto positivo en inversión en capacidad y producción, y un efecto negativo sobre los precios. Los grupos económicos de generación tienen mayor incentivo a invertir en capacidad, incrementando la producción, dado que ya no podrían manipular el precio en el mercado spot, porque no tendría efecto sobre sus beneficios. Asimismo, considerando las tecnologías operativas, lo que se observa es que habría incentivos para sobreinvertir en capacidad en tecnología hidráulica y subinvertir en capacidad en tecnología térmica para el escenario que considera franja competitiva, por lo que la adecuación del parque no reflejaría indicios de distorsión.

Ante una posible entrada de nuevos grupos económicos en los escenarios analizados, se muestra mejores condiciones para el sector considerando un oligopolio con franja competitiva, lo que permitiría disminuir los precios por bloques de horario e incrementar la inversión mejorando la capacidad de generación.

De esta manera se incorporan una serie de recomendaciones que podrían ayudar a fomentar una generación eficiente reduciendo la exposición del parque generador a incrementos en el precio y posibles racionamientos, con efectos a terceros.

- Si bien es cierto que un mercado liberalizado no funcionaría de una forma completamente competitiva, se podría fomentar una disminución paulatina de la intervención administrativa, ya que los contratos de largo plazo tienen un efecto positivo sobre las variables de elección.

- Considerando que hay un grupo reducido de grupos económicos de generación eléctrica, el análisis por tipo de mercado responde parcialmente a proponer que a pesar que el costo fijo de inversión de las centrales hidroeléctricas es mayor que las térmicas, se debería fomentar este tipo de tecnología, ya que el efecto sobre el consumidor es menor y mejora la composición de parque generador.
- También es importante considerar un mecanismo de subastas anticipadas con un mayor plazo para promover el desarrollo del mercado e inversiones de los grupos participantes.
- Bajo la composición de la tecnología térmica que considera la entrada del gas natural se puede promover iniciativas de reconversión gradual de centrales térmicas operativas a diésel y residual, fomentando mejoras en el parque generador y en las tarifas a los consumidores en el bloque de horario pico.

Por otro lado, la estructura oligopólica puede extenderse a un análisis bajo el modelo Kreps – Sheinkman, que se asemejaría a lo que pasa en el despacho. También, se puede considerar la incertidumbre²⁹ como factor de la decisión de inversión, dado que se omiten aspectos políticos que puedan darse y no se toma en cuenta el cauce hídrico para las hidroeléctricas, tampoco la volatilidad del precio de los combustibles usados por térmicas.

²⁹ Considérese aspectos institucionales o regulatorios, y demanda estocástica.

Bibliografía

1. ANDERSON, Dennis (1972). Models for determining least-cost investment in electricity supply. The Bell Journal of Economics and Management Science, 3 (1), 267-299.
2. ARELLANO, M. Soledad y SERRA, Pablo (2005). Market power in price-regulated power industries. Universidad de Chile. Centro de Economía Aplicada.
3. BARRÍA, Carlos (2008). Inversiones bajo incertidumbre en generación eléctrica: aplicación de opciones reales y modelos de precios. Tesis de Maestría. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería.
4. BORENSTEIN, Severin (1999). Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets. University of California. Energy Institute.
5. BOTTERUD, Audun y KORPÅS, Magnus (2004). Modelling of power generation investment incentives under uncertainty in liberalised electricity markets. Department of Electrical Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology.
6. BURGER, Anton y FERSTL, Robert (2008). Generation capacity investment in oligopolistic electricity markets under uncertainty. Electricity Market. 5th International Conference on European.
7. COES SINAC (2011). Estadística de Operaciones 2011

8. DAMMERT, Alfredo; GARCÍA C., Raúl y MOLINELLI, Fiorella (2010). Regulación y supervisión del sector eléctrico (1era ed.). Perú: Fondo Editorial PUCP.
9. DAMMERT, Alfredo; GARCÍA C., Raúl y QUISO, Lenin (2005). Dinámica de la Inversión en Generación de Electricidad en el Perú. Preparado para el XXII Encuentro de Economistas del Banco Central de Reserva del Perú. OSINERG.
10. DAMMERT, Alfredo; GARCÍA C., Raúl y VÁSQUEZ, Arturo (2006). Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014. OSINERG. Documento de trabajo 14.
11. DE LA CRUZ, Ricardo y GARCÍA C., Raúl (2002). Mecanismos de competencia en generación de energía y su impacto en la eficiencia: el caso peruano. CIES.
12. DE LA CRUZ, Ricardo y MORI, Anthony (2007). ¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo? La composición del parque generador es importante. CIES.
13. GALLARDO, José; GARCÍA C., Raúl y PÉREZ-REYES, Raúl (2005). Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano. OSINERG. Documento de trabajo 3.
14. GALLARDO, José; GARCÍA C., Raúl y TÁVARA, José (2005). Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión en Generación. CIES.
15. GARCÍA C., Raúl; NARIO, Tatiana y FLORES, Cristhian (2010). Relaciones entre los mercados spot y de futuros: el caso del sector eléctrico. INDECOPI. Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual, 6 (11), 117-154.
16. GENC, Talat; REYNOLDS, Stanley y SEN, Suvrajeet (2007). Dynamic oligopolistic games under uncertainty: a stochastic programming approach. Journal of Economic Dynamics and Control, 31 (1), 55-80.
17. GENC, Talat y THILLE, Henry (2011). Investment in Electricity Markets with Asymmetric Technologies. Energy Economics, 33 (3), 379-387.

18. GONZÁLEZ, José (2008). Desarrollo de inversiones en mercados eléctricos oligopólicos. Tesis de Maestría. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería.
19. GREEN, Richard (1996). Increasing Competition in the British Electricity Spot Market. *The Journal of Industrial Economics*, 44 (2), 205-216.
20. KLEMPERER, Paul y MEYER, Margaret (1989). Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty. *Econometrica*, 57 (6), 1243-1277.
21. JORGENSON, Dale (1963). Capital Theory and Investment Behavior. *American Economic Review*, 53 (2), 247-259.
22. MATAMALA, José y MUSA, Daniel (2008). Decisiones de inversión en generación en mercados eléctricos competitivos. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería.
23. MINEM (2012). Subsector Eléctrico. Documento Promotor 2012. http://www.minem.gob.pe/archivos/Documento_Promotor_2012.pdf
24. MOLINELLI, Fiorella. (2009). Análisis de las facilidades y barreras para la inversión en centrales hidroeléctricas: una revisión de la agenda pendiente. INDECOPI. *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual*, 5 (8), 75-112.
25. MURTO, Pauli. (2000). Models of Capacity Investment in Deregulated Electricity Markets. Tesis de Licenciatura. Helsinki University of Technology. Department of Engineering Physics and Mathematics.
26. NAGURNEY, Anna. (2002). Oligopolies and Nash Equilibrium. University of Massachusetts. Isenberg School of Management. <https://pdfs.semanticscholar.org/f4dc/555273aa082542c9ca5e021f2ceffe416ee.pdf>
27. Osinergmin (2011). Operación del Sector Eléctrico. Boletín Anual 2011. http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/BolAnualSectorElectric/BolAnual-SEIN_2011.pdf

28. Osinergmin (2011). Procesamiento y análisis de la información comercial de las empresas de electricidad. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. División de distribución eléctrica.
29. Osinergmin (2011). Reporte estadístico. Mercado Libre de Electricidad. <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/Reportelib122011.pdf>
30. PETRECOLLA, Diego y ROMERO, Carlos (2010). El control de concentraciones en el sector de generación eléctrica. INDECOPI. Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual, 6 (11), 87-115.
31. PINEAU, Pierre-Olivier y MURTO, Pauli (2003). An oligopolistic Investment Model of Finnish Electricity Market. Annals of Operations Research, 121 (1), 123-148.
32. PINEAU, Pierre-Olivier; RASATA, Hasina y ZACCOUR, Georges (2011). A dynamic oligopolistic electricity market model with interdependent segments. The Energy Journal, 32 (4), 183-217.
33. RASATA, Hasina y ZACCOUR, Georges (2010). An empirical investigation of open-loop and closed-loop equilibrium investment strategies in an electricity oligopoly market. Les Cahiers du GERAD 54.
34. SUMMERS, Lawrence (1981). Inflation, Taxation and Corporate Investment: A Q Theory Approach. National Bureau of Economic Research, 600 (604), 1-63.
35. ZOETTL, Georges (2008). Investment decisions in liberalized electricity markets: A framework of peak load pricing with strategic firms. University of Cologne. Working paper series in economics 38.



Anexos

Anexo 1: Centrales eléctricas mayores a 20 MW en 2011

HIDRAULICA	MW	DIESEL, RESIDUAL, OTROS	MW	GAS NATURAL - CC	MW
C.H. Charhuaquero	100	C.T. Nueva Tumbes	19	C.T. Ventanilla	524
C.H. Poechos I y II	39	C.T. Piura	35	C.T. Santa Rosa	491
C.H. Gallito Ciego	34	C.T. Maple Etanol	37	C.T. Kallpa	952
C.H. Cañon del Pato	247	C.T. Emergencia Piura	80	C.T. Chilca 1	560
C.H. Cahua	40	C.T. Chiclayo	27		
C.H. Huinco	258	C.T. Trujillo	21		
C.H. Huampani	31	C.T. Chimbote	43		
C.H. Callahuaca	83	C.T. Paramonga	23		
C.H. Moyopampa	75	C.T. Oquendo	39		
C.H. Matucana	120	C.T. Atocongo	42	GAS NATURAL - CS	MW
C.H. Malpaso	54	C.T. San Nicolás	69	C.T. Malacas	121
C.H. Yuncán	130	C.T. Inquitos Diesel Wartsila	48	C.T. Tablazo	29
C.H. Yaupi	108	C.T. Taropo	24	C.T. Las Flores	193
C.H. Yanango	42	C.T. Yarinacocha	25	C.T. Pisco	75
C.H. Chimay	143	C.T. Chilina	48	C.T. Independencia	23
C.H. Huanchor	20	C.T. Llo 1	261	C.T. Aguaytia	203
C.H. S.A. Mayolo	798	C.T. Llo 2	135		
C.H. Restitución	210	C.T. Mollendo	32		
C.H. Platanal	220	C.T. Emergencia Mollendo	62		
C.H. Machupichu	90				
C.H. San Gabán II	110				

Fuente: Perú Sector eléctrico 2012-Documento promotor

Anexo 2: Modelos sobre Inversión

a) Modelo neoclásico

Desarrollado por Jorgenson que empezó a formular la teoría en *Capital Theory and Investment Behavior* (1963). En este se refería a la determinación del stock óptimo de capital que tendía a buscar el ajuste necesario para llevarlo a cabo mediante la inversión. Se parte del supuesto de comportamiento optimizador de las empresas, maximizan sus beneficios o minimizando costos. Así se asume que el flujo de ingresos netos $R(t)$ está dado en términos del producto $Q(t)$, el insumo $L(t)$ y la inversión $I(t)$, con sus respectivos precios ($p(t)$, $w(t)$, $q(t)$):

$$R(t) = p(t)Q(t) - w(t)L(t) - q(t)I(t)$$

El valor neto (W) es definido como la integral de todos los ingresos netos (R), y $r(s)$ es la tasa de interés en un periodo s .

$$W = \int_0^{\infty} e^{\int_0^t r(s) ds} R(t) dt$$

Sin pérdida de generalidad se asume que la tasa de descuento de t es constante.

$$W = \int_0^{\infty} e^{-rt} R(t) dt$$

Para definir la demanda de capital se debe maximizar el valor neto sujeto a la ecuación de la evolución del capital y de la función de producción, respectivamente

$$\dot{K}(t) = I(t) - \delta K(t)$$

$$F(Q, L, K) = 0$$

Así obtenemos la productividad marginal de trabajo y del capital, respectivamente:

$$\frac{\partial Q}{\partial L} = \frac{w}{p}$$

$$\frac{\partial Q}{\partial K} = \frac{q(r + \delta) - \dot{q}}{p} = \frac{c}{p}$$

El stock de capital óptimo es determinado por c/p , y asumiendo que la función de producción viene dada por:

$$Q = K^\alpha L^{1-\alpha}$$

Se obtiene K^* , que representa la cantidad de stock de capital deseado

$$K^* = \alpha \frac{pQ}{c}$$

La proporción de proyectos finalizados es ω , La inversión en nuevos proyectos (I_t^E) se representa como la suma de los proyectos (I_t^N) que inician en cada periodo.

$$I_t^E = \sum_{\tau=0}^{\infty} \omega_\tau I_{t-\tau}^N = \omega(L)I_t^N$$

Existe un límite de acumulación determinado por la diferencia del capital deseado (K^*) y el capital actual.

$$I_t^N = K_t^* - [K_t + (1 - \omega_0)I_{t-1}^N + \dots]$$

$$I_t^E = \omega(L)[K_t^* - K_{t-1}^*]$$

Como se define, la inversión total está dada por la inversión en expansión (I_t^E) y la inversión por reemplazo (I_t^R).

$$I_t = I_t^E + I_t^R$$

$$I_t^R = \delta K_t$$

$$I_t = \omega(L)[K_t^* - K_{t-1}^*] + \delta K_t$$

b) Teoría q de Tobin

Aporte de Summers (1981) sobre la teoría desarrollada por Tobin. Este menciona que “en un mundo sin impuesto, la empresa invierte cada dólar en capital aumentando su valor mayor al dólar invertido (pág. 77)”. Las empresas

toman decisiones sobre el producto y el capital simultáneamente. La ecuación de inversión de Tobin viene expresada por:

$$I = I\left(\frac{V}{K}\right)K$$

$$I(1) = 0 \quad I' > 0$$

Donde I es la inversión total, y " q " es el ratio $\frac{V}{K}$, donde V es el valor de mercado (bienes de capital existente) y el K es el costo de reposición (bienes de capital nuevo). $I(1) = 0$, representa que no hay incentivo de inversión porque el valor de mercado es igual al costo de reposición. El supuesto de que $\frac{I}{K}$ depende de " q " asegura que la tasa de crecimiento del stock de capital no dependa de la escala de la economía.

$$\dot{K} = I(q)K - \delta K$$

$$\dot{q} = [\rho - I(q) + \delta]q + I(q) - (1 - \tau)F'(K) - \delta$$

Para el estado estacionario, se impone condiciones que la diferencia de K y de q sean igual a 0, obteniendo:

$$q = I^{-1}(\delta)$$

$$(1 - \tau)F'(K) = \rho q$$

El valor de q tiene que ser mayor a 1 para que haya incentivo para que el inversionista pueda aumentar el stock de capital.

Anexo 3: Calibración de parámetros

Demanda:

- Determinación de b:

$$P = A - bQ \rightarrow Q = \frac{A - P}{b}$$

$$\varepsilon_d = \frac{\Delta\%Q}{\Delta\%P} \rightarrow \varepsilon_d = \frac{P}{Q} * \frac{\partial Q}{\partial P}$$

$$\varepsilon_d = \frac{P}{Q} * \left(-\frac{1}{b}\right) \rightarrow b = \frac{P}{Q} * \left(-\frac{1}{\varepsilon_d}\right)$$

- Determinación de A:

$$Y - Y_0 = m(X - X_0)$$

$$P - P^* = b(Q - Q^*)$$

$$A = P^* + bQ^*$$

Tasa de descuento:

$$\beta = \frac{1}{(1 + r)}$$

Cálculo de los parámetros de inversión, a partir del costo promedio por centrales:

$$\Psi(I_t^H) = \kappa K_t I_t + \frac{1}{2} \psi_2 I_t^2$$

$$\kappa K^0(1) + \frac{1}{2} \psi_2 (1)^2 = z \gg \kappa = \frac{z - 0.5\psi_2}{K^0}$$

$$\frac{1}{2} \psi_2 \left(\frac{K^0(K^0 + 1)(2K^0 + 1)}{\frac{6}{K^0(K^0 + 1)}} \right) = x \gg \psi_2 = \frac{6x}{2K^0 + 1}$$

$$\frac{1}{2} \phi \left(\frac{\frac{m(m+1)(2m+1)}{6}}{\frac{m(m+1)}{2}} \right) = y \gg \phi = \frac{6y}{2m+1}$$

$$\Psi(I_t^T) = \frac{1}{2} \phi I_t^2$$

$$\frac{1}{2} \phi \left(\frac{\frac{n(n+1)(2n+1)}{6}}{\frac{n(n+1)}{2}} \right) = y \gg \phi = \frac{6y}{2n+1}$$

Donde:

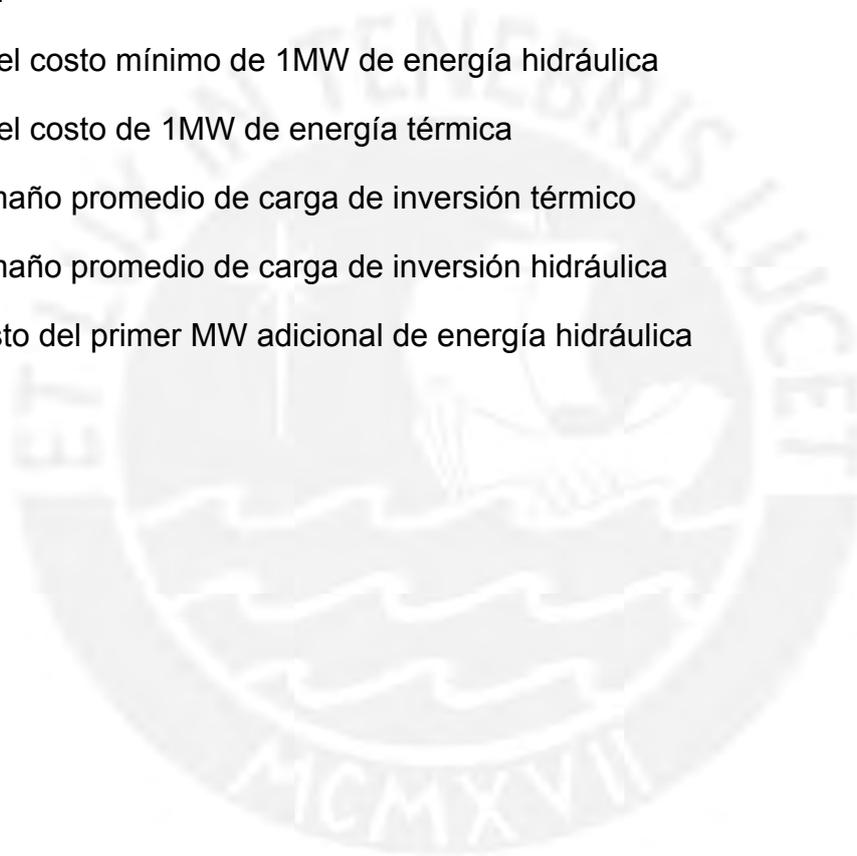
x es el costo mínimo de 1MW de energía hidráulica

y es el costo de 1MW de energía térmica

n tamaño promedio de carga de inversión térmico

m tamaño promedio de carga de inversión hidráulica

z costo del primer MW adicional de energía hidráulica



Anexo 4: Representación extensa del modelo

$$L_j^t = \bar{Q}_{cj} \cdot \bar{p}_{cj} + p^{hp}(Q_t^{hp})[Q_j - Q_{cj}]_t^{hp} + p^{hfp}(Q_t^{hfp})[Q_j - Q_{cj}]_t^{hfp} - C^H(q^{H,hp} + q^{H,hfp}, K_t^H) \\ - C^T(q^{T,hp} + q^{T,hfp}, K_t^T) - \Psi^H(I_t^H) - \Psi^T(I_t^T) + \sum_{i \in \{H,T\}} \lambda_{t+1}^i (I_t^i - \delta K_t^i) + \sum_{i \in \{H,T\}} \xi_t^i (h \cdot K_t^i - q_t^{i,h})$$

Resolviendo las condiciones de primer orden:

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial q_j^{hfp}} \leq 0; \quad q_j^{hfp} \geq 0; \quad q_j^{hfp} \frac{\partial L_j^t}{\partial q_j^{hfp}} = 0$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial q_j^{hp}} \leq 0; \quad q_j^{hp} \geq 0; \quad q_j^{hp} \frac{\partial L_j^t}{\partial q_j^{hp}} = 0$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial I_j^{hfp=H}} \leq 0; \quad I_j^{hfp=H} \geq 0; \quad I_j^{hfp=H} \frac{\partial L_j^t}{\partial I_j^{hfp=H}} = 0$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial I_j^{hp=T}} \leq 0; \quad I_j^{hp=T} \geq 0; \quad I_j^{hp=T} \frac{\partial L_j^t}{\partial I_j^{hp=T}} = 0$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial \xi_j^{hfp=H}} \geq 0; \quad \xi_t^H \geq 0; \quad \xi_t^H (hfp K_t^H - q_t^{H,hfp}) = 0$$

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial \xi_j^{hp=T}} \geq 0; \quad \xi_t^T \geq 0; \quad \xi_t^T (hp K_t^T - q_t^{T,hp}) = 0$$

Representación de variables de coestado:

$$\frac{\partial L_j^t}{\partial K_t^H} = 0 \gg -\kappa I_t - \delta \lambda_{t+1}^H + \xi_t^H hfp = 0$$

$$\lambda_{t+1}^H - \frac{\lambda_t^H}{\beta} = \kappa I_t + \delta \lambda_{t+1}^H - \xi_t^H hfp$$

$$-\frac{\partial L_j^t}{\partial K_t^T} = 0 \gg \phi \frac{\gamma}{\phi + 1} \left(\frac{q_t^T}{K_t^T} \right)^{\phi+1} - \delta \lambda_{t+1}^T + \xi_t^T hp = 0$$

$$\lambda_{t+1}^T - \frac{\lambda_t^T}{\beta} = -\phi \frac{\gamma}{\phi + 1} \left(\frac{q_t^T}{K_t^T} \right)^{\phi+1} + \delta \lambda_{t+1}^T - \xi_t^T hp$$

Representación de las ecuaciones de estado:

$$K_{t+1}^H = (1 - \delta) K_t^H + I_t^H$$

$$K_{t+1}^T = (1 - \delta) K_t^T + I_t^T$$

Anexo 5: Tablas de resultados

Evolución del precio base (\$/MWh.)

	pbc-1	pbc-2	pbc-3	pbc-4	pb-1	pb-2	pb-3	pb-4
2012	23.624	26.414	23.624	23.624	23.624	40.32	24.625	24.625
2013	21.823	27.74	22.528	22.281	21.823	40.798	24.177	23.916
2014	20.43	29.03	21.731	21.272	20.43	41.281	23.852	23.367
2015	19.387	30.299	21.185	20.547	19.387	41.771	23.635	22.96
2016	18.649	31.56	20.853	20.07	18.649	42.266	23.513	22.684
2017	18.187	32.828	20.708	19.815	18.187	42.767	23.477	22.531
2018	17.984	34.121	20.735	19.768	17.984	43.274	23.522	22.498
2019	18.039	35.458	20.928	19.93	18.039	43.788	23.642	22.586
2020	18.364	36.342	21.292	20.311	18.364	44.307	23.839	22.803
2021	18.992	38.362	21.845	20.941	18.992	44.833	24.279	23.157
leyenda	1 : Competencia perfecta							
	2 : Monopolio							
	3 : Oligopolio a lo Cournot (sin fringe)							
	4 : Oligopolio							

Elaboración: propia

Evolución del precio pico (\$/MWh.)

	ppc-1	ppc-2	ppc-3	ppc-4	pp-1	pp-2	pp-3	pp-4
2012	39.125	44.066	39.228	39.546	39.125	51.858	42.41	41.409
2013	38.977	44.83	39.328	39.519	38.977	53.361	42.578	41.404
2014	38.895	45.622	39.478	39.546	38.895	54.737	42.772	41.438
2015	38.863	46.441	39.661	39.615	38.863	56.137	42.985	41.5
2016	38.867	47.287	39.866	39.71	38.867	57.513	43.206	41.583
2017	38.895	48.159	40.08	39.82	38.895	58.397	43.428	41.678
2018	38.936	49.058	40.295	39.936	38.936	58.95	43.642	41.779
2019	38.983	49.984	40.504	40.051	38.983	59.557	43.839	41.879
2020	39.031	50.94	40.7	40.158	39.031	60.212	44.013	41.974
2021	39.077	51.926	40.881	40.255	39.077	60.904	44.157	42.058
leyenda	1 : Competencia perfecta							
	2 : Monopolio							
	3 : Oligopolio a lo Cournot (sin fringe)							
	4 : Oligopolio							

Elaboración: propia

Inversión en tecnología hidráulica (MW)

	ibc-1	ibc-2	ibc-3	ibc-4	ib-1	ib-2	ib-3	ib-4
2012	240.063	55.456	199.381	213.64	240.063	15.901	165.629	194.036
2013	221.12	57.608	185.667	198.285	221.12	19.035	156.789	181.89
2014	205.024	59.085	174.407	185.388	205.024	21.995	149.542	171.307
2015	190.981	59.81	164.954	174.256	190.981	24.783	143.575	161.882
2016	178.24	59.683	156.726	164.238	178.24	27.401	138.603	153.212
2017	166.059	59.573	149.167	154.691	166.059	30.082	134.358	144.877
2018	153.651	56.31	141.712	144.929	153.651	33.013	130.574	136.412
2019	140.131	52.679	133.742	134.174	140.131	36.216	126.969	127.282
2020	124.445	47.409	124.528	121.492	124.445	39.719	123.229	116.847
leyenda	1 : Competencia perfecta							
	2 : Monopolio							
	3 : Oligopolio a lo Cournot (sin fringe)							
	4 : Oligopolio							

Elaboración: propia

Inversión en tecnología térmica (MW)

	ipc-1	ipc-2	ipc-3	ipc-4	ip-1	ip-2	ip-3	ip-4
2012	152.904	23.039	153.115	154.754	152.904	18.213	148.942	162.443
2013	172.999	26.423	173.568	175.134	172.999	21.302	169.579	182.421
2014	196.645	30.239	197.449	198.945	196.645	24.915	193.663	205.736
2015	224.358	34.537	225.286	226.706	224.358	29.14	221.743	232.909
2016	256.763	39.377	257.718	259.044	256.763	34.082	254.479	264.561
2017	294.616	44.826	295.509	296.71	294.616	39.862	292.653	301.432
2018	338.817	50.962	339.569	340.598	338.817	46.618	337.199	344.397
2019	390.432	57.874	390.977	391.765	390.432	54.509	389.221	394.489
2020	450.714	65.664	451.002	451.458	450.714	63.716	450.022	452.926
leyenda	1 : Competencia perfecta							
	2 : Monopolio							
	3 : Oligopolio a lo Cournot (sin fringe)							
	4 : Oligopolio							

Elaboración: propia

Capacidad de generación hidráulica (MWh.)

	Capbc_1	Capbc_2	Capbc_3	Capbc_4	Capb_1	Capb_2	Capb_3	Capb_4
2012	3234.6	3073.54	3234.6	3234.6	3234.6	3073.54	3234.6	3234.6
2013	3393.798	3052.157	3353.116	3367.375	3393.798	3012.602	3319.364	3347.771
2014	3530.073	3033.461	3454.954	3481.476	3530.073	2956.322	3393.169	3445.966
2015	3646.845	3016.71	3542.987	3579.827	3646.845	2904.408	3457.882	3531.124
2016	3746.655	3001.102	3619.367	3664.587	3746.655	2856.582	3515.009	3604.727
2017	3831.229	2985.757	3685.609	3737.21	3831.229	2812.568	3565.737	3667.822
2018	3901.508	2969.686	3742.636	3798.471	3901.508	2772.336	3610.952	3721.003
2019	3957.621	2951.754	3790.782	3848.438	3957.621	2736.04	3651.252	3764.39
2020	3998.812	2930.64	3829.754	3886.401	3998.812	2703.855	3686.939	3797.562
2021	4023.286	2904.783	3858.538	3910.733	4023.286	2675.978	3717.995	3819.47
leyenda	1 : Competencia perfecta							
	2 : Monopolio							
	3 : Oligopolio a lo Cournot (sin fringe)							
	4 : Oligopolio							

Elaboración: propia

Capacidad de generación térmica (MWh.)

	Cappc_1	Cappc_2	Cappc_3	Cappc_4	Capp_1	Capp_2	Capp_3	Capp_4
2012	3753	3333.27	3753	3753	3753	3333.27	3753	3753
2013	3718.254	3189.645	3718.465	3720.104	3718.254	3184.82	3714.292	3727.793
2014	3705.34	3056.587	3706.11	3709.233	3705.34	3046.881	3698.157	3723.825
2015	3716.719	2933.996	3718.253	3722.716	3716.719	2919.451	3706.912	3743.37
2016	3755.24	2821.834	3757.627	3763.287	3755.24	2802.619	3743.31	3789.111
2017	3824.241	2720.12	3827.464	3834.167	3824.241	2696.57	3810.623	3864.216
2018	3927.646	2628.94	3931.599	3939.169	3927.646	2601.603	3912.745	3972.437
2019	4070.081	2548.454	4074.589	4082.809	4070.081	2518.141	4054.307	4118.212
2020	4257.008	2478.905	4261.836	4270.434	4257.008	2446.743	4240.812	4306.79
2021	4494.872	2420.624	4499.746	4508.37	4494.872	2388.122	4478.793	4544.377
leyenda	1 : Competencia perfecta							
	2 : Monopolio							
	3 : Oligopolio a lo Cournot (sin fringe)							
	4 : Oligopolio							

Elaboración: propia

Cantidad producida con tecnología hidráulica (MWh.)

	Qbc_1	Qbc_2	Qbc_3	Qbc_4	Qb_1	Qb_2	Qb_3	Qb_4
2012	18631300	17703590	18631300	18631300	18631300	13078180	18298470	18298470
2013	19548280	17580420	19313950	19396080	19548280	13237110	18765440	18852010
2014	20333220	17472740	19900540	20053300	20333220	13397950	19195180	19356520
2015	21005830	17376250	20407610	20619800	21005830	13560730	19592940	19817400
2016	21580730	17286350	20847550	21108020	21580730	13725450	19962890	20238620
2017	22067880	17197960	21229110	21526330	22067880	13892150	20308140	20622820
2018	22472680	17105390	21557580	21879190	22472680	14060850	20630850	20971170
2019	22795900	17002100	21834900	22167000	22795900	14231580	20932160	21283350
2020	23033160	16880490	22059380	22385670	23033160	14404350	21212200	21557260
2021	23174130	16731550	22225180	22525820	23174130	14579200	21415650	21788770
leyenda	1 : Competencia perfecta							
	2 : Monopolio							
	3 : Oligopolio a lo Cournot (sin fringe)							
	4 : Oligopolio							

Elaboración: propia

Cantidad producida con tecnología térmica (MWh.)

	Qpc_1	Qpc_2	Qpc_3	Qpc_4	Qp_1	Qp_2	Qp_3	Qp_4
2012	13714060	11970270	13677900	13565480	13714060	9220620	12554720	12908090
2013	14096640	12031060	13972680	13905590	14096640	9037806.95	12825960	13240150
2014	14459710	12085850	14254130	14229960	14459710	8868965.47	13091580	13562560
2015	14809220	12134990	14527620	14544140	14809220	8713225.42	13354820	13878780
2016	15150230	12178740	14797760	14852900	15150230	8569744.74	13618890	14191870
2017	15486980	12217270	15068490	15160320	15486980	8604150.39	13886950	14504620
2018	15823000	12250580	15343110	15469870	15823000	8759531.65	14162100	14819570
2019	16161090	12278460	15624330	15784280	16161090	8900031.4	14447240	15138980
2020	16503170	12300430	15914100	16105490	16503170	9028179.91	14745010	15464690
2021	16850200	12315620	16213590	16434470	16850200	9147062.7	15057580	15798050
leyenda	1 : Competencia perfecta							
	2 : Monopolio							
	3 : Oligopolio a lo Cournot (sin fringe)							
	4 : Oligopolio							

Elaboración: propia