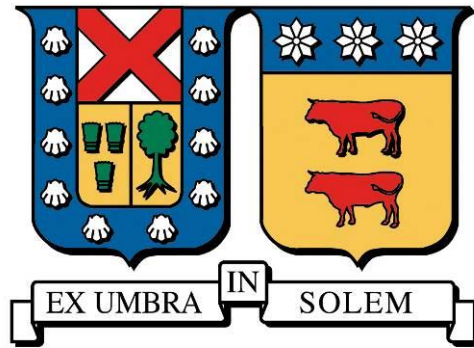




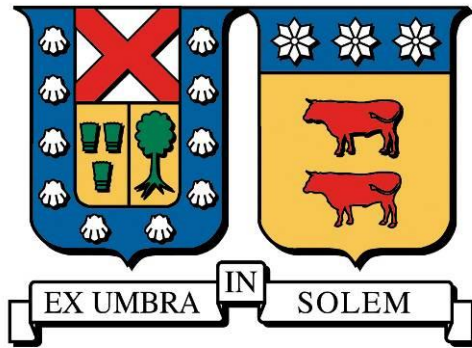
UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN MONITOREO DE LA
COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO Y SU
APLICACIÓN A LA OPERACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA
DEL MERCADO CHILENO”**

Sebastián Campos Flores

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2016



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN MONITOREO DE LA
COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO Y SU
APLICACIÓN A LA OPERACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA
DEL MERCADO CHILENO”**

Tesina de grado presentada por

Sebastián Campos Flores

como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía: Ing. Francisco Aguirre Leo

Profesor Correferente: Ing. Marcos Mancilla Ayacán

Profesor Invitado: Ing. Daniel Salazar Jaque

Julio 2016

TITULO DE LA TESINA:

**EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN
EL MERCADO ELÉCTRICO Y SU APLICACIÓN A LA OPERACIÓN TÉCNICA –
ECONÓMICA DEL MERCADO CHILENO**

AUTOR:

Sebastián Campos Flores

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Ing. Francisco Aguirre Leo.....

Ing. Marco Mancilla Ayacán.....

Ing. Daniel Salazar Jaque.....

Santiago, Chile. Julio de 2016

Agradecimientos

A Pía por su amor, comprensión, cariño y soporte en mi vida, en especial en aquellas largas noches de estudio durante estos dos años, por haber aceptado compartir nuestro tiempo y nuestra vida con el desarrollo de este Magister. A mi madre, padre y hermanos por siempre tener una palabra de aliento y apoyo y un abrazo de refugio. A mis abuelas Carmen y Elena por su infinito cariño con solo una mirada. A Nona, Luis, Ignacio, Salvador y Ninoska por su apoyo incondicional siempre.

Se agradece a CDEC-SING por el apoyo económico y de tiempo para cursar los estudios de Magister. A los profesores guías, por tratar de ir más allá con sus comentarios y así obtener un mejor resultado final de la presente tesina.

A mis compañeros del Magister y a mis compañeros de CDEC-SING, con quienes he compartido el día a día del desarrollo de esta tarea. Finalmente, se agradece a Patricio Valenzuela por haber apoyado la postulación a la Beca y haberme dado el tiempo para compatibilizar adecuadamente las tareas laborales con las académicas.

Dedicatoria

A Pía quien ha sido mi pilar, soporte y amor

A mis padres, hermanos y abuelas por su amor

A mi segunda familia Nona, Luis, Ignacio y cuñados por su apoyo

All you need is Love

Sebastián

Resumen

El mercado eléctrico chileno fue el primero a nivel mundial en iniciar el proceso de privatización de la generación, y así generar competencia entre las empresas generadoras como mecanismo para determinar la eficiencia del sistema, conforme lo establece la teoría económica. Actualmente en Chile, se observan características del mercado que evitan que este se encuentre en un entorno de competencia perfecta, como por ejemplo el mercado altamente concentrado, baja participación de la demanda en la gestión de compra de energía, parámetros de unidades no validados por las entidades respectivas, entre otros. Dichas debilidades del mercado chileno generan que los agentes partícipes del mercado de generación eléctrica, puedan tener posibilidad de realizar prácticas anticompetitivas que afecten la eficiencia y transparencia del mercado.

En dicho contexto, el gobierno de Chile ha presentado una reforma de la Ley General de Servicios Eléctricos, la cual modifica el sistema de remuneración de la transmisión y crea por ley el Coordinador de la Operación, asignando dentro de sus funciones el monitoreo permanente de las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico, situación que será motivo de estudio de la presente tesina.

El modelo de monitoreo de competencia propuesto, contempla el análisis de la experiencia internacional de mercados con amplio conocimiento referente a mecanismos de monitoreo como Estados Unidos, Inglaterra y Australia. De dichos entes de monitoreo se obtuvieron los principales índices a dar seguimiento, la estructura de gobernanza y la relación con los agentes reguladores. De la revisión realizada se propone un esquema de monitoreo de la competencia similar a la estructura utilizada en Estados Unidos, pero considerando diversos índices que se determinan en Inglaterra y Australia.

En base a la experiencia obtenida, se realiza un análisis de la competitividad del mercado chileno, obteniendo como resultado que tanto el SIC como el SING se encuentran altamente concentrados a nivel de generación, con índices de concentración que superan con creces los estándares internacionales.

Adicionalmente, se verificó que existen comportamientos de los agentes que permiten la alteración de los costos de operación del sistema en el tiempo real, y que son realizados bajo las normas de la actual regulación vigente, situación que debe ser analizada con mayor cuidado. Por otro lado, se determinan las características competitivas de cada una de las tecnologías presentes en los sistemas eléctricos del país, para efectos de que el Coordinador realice un seguimiento adecuado de dichas variables.

Finalmente, la tesina propone un esquema de gobernanza, índices, funciones y responsabilidades del futuro Departamento de Monitoreo de Mercado y Competencia, así como las modificaciones regulatorias que deben realizarse para otorgar mayores atribuciones al Coordinador con el fin de realizar un adecuado monitoreo conforme a la tarea encomendada.

Abstract

The Chilean electricity market was the first worldwide to initiate the process of privatization of generation segment, and create competition among generators as a mechanism to reach the efficiency of the system, as established in economic theory. Currently in Chile, market characteristics tend to move the system out of an environment of perfect competition, such as the highly concentrated market, low demand participation in managing power purchase, unit parameters not validated by the respective entities, among others. Such weaknesses of the Chilean market generated that market players who participate in electricity generation market, may have possibility of anticompetitive practices affecting the efficiency and transparency of the system.

In this context, the Chilean government has presented a reform of the General Electricity Services Law, which modifies the remuneration system of transmission and created by law the Coordinator (Chilean ISO) allocating among its functions the permanent monitoring of existing conditions of competition in the electricity market, this situation will be the subject of study of this thesis.

The model proposed to monitoring competition includes the analysis of international experience with extensive market knowledge regarding monitoring mechanisms such as the United States, England and Australia. As a result of this research, it has been established indexes to follow up, the governance structure and relationships with regulators. From Benchmark it proposed to a monitoring competition scheme similar to the structure used in the United States, but considering multiple indexes which are determined in England and Australia.

Based on the experience gained, is done an analysis of the competitiveness of the Chilean market, resulting that both SIC and SING systems are highly concentrated at the level of generation, with concentration indices that far exceed international standards. In addition, it was verified that there are behaviors of agents that allow the alteration of the operating costs of the system in real time, and are made under the rules of the current existing regulation, a situation that must be analyzed more

carefully. On the other hand, the thesis established competitive characteristics in each of the technologies in electrical systems in the country, for purposes of the Coordinator perform adequate monitoring of these variables.

Finally, the thesis proposes a scheme governance, indexes, functions and responsibilities of the future Monitoring Department Market and Competition and regulatory changes to be made to give greater powers to the Coordinator in order to make a proper monitoring of the task.

Glosario

ACCC: Australian Competition & Consumer Commission (Comisión de competencia y consumo australiano)

AEMO: Australian Energy Market Operator (Operador de mercado de energía australiano)

AER: Australian Energy Regulator (Regulador de Energía australiano)

CAISO: California ISO

CDEC: Centro de Despacho Económico y Carta

CNE: Comisión Nacional de Energía

CVNC: Costo Variable No Combustible

DFL1: Decreto de Fuerza de Ley N°1 del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

DMM: Departamento de Monitoreo del mercado y la competencia

EBIT: Earns before interest and taxes (Ganancias antes de impuestos e intereses)

EIM: Energy Imbalance Market (mercados de desbalances de energía)

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

ETT: Estudio de Transmisión Troncal

FERC: Federal Energy Regulatory Commission (Comisión Federal de Regulación de Energía)

FNE: Fiscalía Nacional Económica

GEMA: Gas and Electricity Markets Authority (Autoridad de mercados de gas y electricidad)

GNL: Gas Natural Licuado

HHI: Herfindahl- Hirschman Index

LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos

NGET: National Grid Electricity Transmission (Transmisora Eléctrica National Grid)

NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

OFGEM: The Office of Gas and Electricity Markets (Oficina de Mercados de Gas y Electricidad)

PJM Interconnection (PJM): Pennsylvania – New Jersey – Maryland

PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida

RSI: Residual Supply Index (Índice de Oferta Residual)

RTO: Regional Transmission Operator (Operador Regional de Transmisión)

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión Control y Adquisición de Datos)

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles

SIC: Sistema Interconectado Central

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande

SSCC: Servicios Complementarios

TDLC: Tribunal de Defensa de la Libre Competencia

VAD: Valor Agregado de Distribución

Contenido

Agradecimientos.....	4
Dedicatoria	5
1 Introducción	14
2 Objetivo.....	17
2.1 Objetivo General	17
2.2 Objetivo Especifico.....	17
3 Teoría Económica de la Libre Competencia aplicada a la operación del mercado eléctrico	19
3.1 Mercado Relevante	21
3.2 Competencia imperfecta del mercado eléctrico: Monopolio, Integración Vertical y Oligopolios.....	24
3.3 Prácticas Anticompetitivas	28
3.3.1 Colusión.....	28
3.3.2 Posición dominante de Mercado.....	29
3.3.3 Prácticas predatorias	30
3.3.4 Competencia Desleal.....	31
4 Análisis Experiencia Internacional en Monitoreo de la Competencia.....	33
4.1 Mercado Australiano	34
4.1.1 Descripción del mercado y responsabilidades de la entidad monitora.	34
4.1.2 Objetivos y acciones del monitoreo de la competencia	36
4.1.3 Relación con organismos de libre competencia	37
4.1.4 Reportes e indicadores de competitividad	38
4.2 Mercado Gran Bretaña.....	40
4.2.1 Descripción del mercado y responsabilidades de la entidad monitora.	40
4.2.2 Objetivos y rango de acción del monitoreo de la competencia	43
4.2.3 Reportes e indicadores de competitividad	43
4.3 Mercado del Estado de California – Estados Unidos	47

4.3.1	Descripción del mercado y responsabilidades de la entidad monitora. .	47
4.3.2	Objetivos y rango de acción del monitoreo de la competencia	49
4.3.3	Reportes e indicadores de competitividad	50
4.4	Mercado PJM	53
4.4.1	Descripción del mercado y responsabilidades de la entidad monitora. .	53
4.4.2	Objetivos y acciones del monitoreo de la competencia	53
4.4.3	Reportes e indicadores de competitividad	55
4.5	Análisis Comparativo.....	57
5	Análisis de Competitividad del Mercado Eléctrico Chileno	59
5.1	Evaluación diseño del mercado eléctrico	59
5.2	Competitividad por tecnología de generación	67
5.2.1	Centrales Hidráulicas de embalse	67
5.2.2	Centrales térmicas a carbón	68
5.2.3	Centrales térmicas de ciclo combinado	70
5.2.4	Centrales ERNC e hidráulicas de pasada	72
5.3	Estado del mercado chileno	73
5.4	Análisis de disponibilidad de información.....	84
6	Propuesta de Implementación	88
6.1	Propuesta de estructura y funciones	88
6.2	Propuesta de índices a monitorear	94
6.3	Evaluación marco regulatorio vigente	102
7	Conclusiones	108
	Bibliografía	111

1 Introducción

Los mercados eléctricos a nivel mundial poseen múltiples diseños y estructuras lo que implica que incluso dentro de un mismo país, puedan convivir distintos esquemas de mercados, así por ejemplo, solo para transacciones de energía se pueden encontrar mercados tipo Pool, bolsas de energía o verticalmente integrados. Asimismo, dependiendo de la complejidad de las transacciones que se producen en el mercado existen otros mercados asociados al funcionamiento adecuado del sistema eléctrico, tales como servicios complementarios, mercados de reservas, mercados de capacidad, derechos de transmisión, entre otros. Por otro lado, la necesidad de operar el sistema de manera eficiente en el tiempo real implica que existan readecuaciones del parque generador, con casaciones de energía incluso cada cinco minutos, como en el caso del mercado eléctrico de California.

Dentro de la amplia gama de estructuras de mercado, uno de los puntos comunes es que en todos se establece la competencia entre los agentes como el mecanismo para establecer la eficiencia del mercado, obteniendo así el precio de equilibrio entre oferta y generación. En el caso de que los agentes del sistema no actúen en un marco que permita adecuados rangos de competitividad se pueden generar ineficiencias en el sistema, con el consecuente aumento de precios y repercusiones para los clientes del sistema. En este contexto, el monitoreo de la competencia permite detectar prácticas abusivas por parte de los agentes que participan del mercado, los que pueden estar ejerciendo poder de mercado o participando bajo acciones colusorias con otros agentes.

En dicho contexto, el monitoreo de la competencia a nivel internacional se ha efectuado prácticamente desde que los mercados comenzaron el proceso de liberalización económica, abandonando el marco de integración vertical bajo el que se formaron la gran mayoría de los sistemas eléctricos del mundo, incluyendo el caso chileno. Generalmente, el rol de monitoreo del mercado y de la competencia ha prosperado en mercados que permiten mayor libertad de precio a los agentes, como es el caso de mercados de oferta, en el cual los distintos generadores ofertan

el precio de venta de su energía considerando las condiciones actuales del mercado, y no necesariamente el despacho de generación se realiza en función de los costos declarados por las empresas generadoras como es el caso chileno.

En Chile actualmente el diseño del mercado eléctrico corresponde a un despacho centralizado, basado en la declaración de costos de combustibles y no combustibles, así como en el uso óptimo de los embalses, y la eficiencia de las unidades generadoras. Por otro lado, los contratos de venta de energía se realizan a través de contratos bilaterales financieros entre generadores y consumidores, dado lo anterior monitorear la competencia en el mercado chileno representa un desafío distinto a los casos internacionales, dado que se deben detectar deficiencias no solo en el proceso de la operación en tiempo real, sino en toda la cadena productiva, así como en las condiciones de ventas de energía. Adicionalmente, se debe considerar que se está iniciando un nuevo mercado de servicios complementarios, el cual también se deberá monitorear a efectos de evitar que los agentes puedan detectar fallas de mercado que generen daños económicos a los distintos participantes.

La experiencia internacional indica que las políticas de monitoreo de la competencia deben estar principalmente enfocadas a enfoques preventivos, de forma de evitar que el diseño de los mercados pueda generar espacios que puedan ser aprovechadas por los agentes para obtener sobre rentas. Enfoques reactivos podrían tener pocos efectos dado que son altamente difíciles de probar, y requieren de investigaciones acuciosas las que no son parte de la facultad del Operador de red [1], o en el caso chileno del futuro Coordinador Nacional.

Al respecto, en el marco del Proyecto de Ley de Transmisión, presentado por el Ministerio de Energía durante el año 2015, el cual modifica la actual Ley General de Servicios Eléctricos “LGSE”, estableciendo nuevos sistemas de transmisión y crea el nuevo Coordinador Nacional Eléctrico, que se formará a partir de la integración de ambos Coordinadores de la Operación, CDEC SIC y CDEC-SING, uno de los nuevos roles que se le asigna al Coordinador Nacional es el monitoreo

permanentemente de las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico.

En dicho contexto, una de las principales interrogantes es definir certeramente, que implica monitorear la competencia del mercado eléctrico, entre las interrogantes que se producen al interpretar el texto del Proyecto de Ley que se encuentran las siguientes:

- ¿Sólo se requiere analizar las transferencias de energía y potencia o se requiere un trabajo mayor de la cadena de valor completa del proceso de generación de energía?
- ¿El monitoreo debiera ser previo o posterior a la operación?
- ¿Son suficientes las atribuciones regulatorias que poseerá el futuro Coordinador Nacional para realizar una supervisión pertinente y adecuada del mercado eléctrico, entre otras interrogantes?

Conforme a lo anterior, se puede establecer en primera instancia que el rol de monitoreo no ha sido investigado ni ha sido puesto en práctica a la fecha por parte de ninguno de los CDEC, por lo que el presente proyecto de tesina, se enfocará en analizar y proponer roles y funciones que debería tener el Coordinador Nacional a efectos de cumplir cabalmente con la nueva función asignada.

2 Objetivo

2.1 Objetivo General

El objetivo de la tesina se enfocará en establecer las características que debiera tener una entidad que monitoree las condiciones del mercado y de la competencia entre los agentes, en función de las características propias del mercado eléctrico chileno y de las atribuciones que tendrá el Coordinador del sistema, entre otros puntos se analizará el efecto de monitorear la competencia en los siguientes aspectos:

- Procedimientos de Operación
- Programación de la Operación
- Análisis mercado Spot
- Mercado de los SSCC
- Planificación de la transmisión
- Régimen acceso abierto
- Disponibilidad y accesibilidad de la información.
- Información de Contratos

Para efectos de determinar las mejores prácticas que se pueden adoptar para el mercado chileno se propone basar el esquema propuesto en un análisis de las distintas políticas de monitoreo de la competencia en mercados eléctricos internacionales relevantes, evaluando sus estrategias de implementación, medición de índices, atribuciones regulatorias, entre otras.

2.2 Objetivo Especifico

El objetivo específico del trabajo consistirá en proponer una estrategia que permita identificar indicadores y metodologías que sean aplicables al esquema del mercado chileno. El análisis se enfocará en las prácticas de monitoreo a nivel del mercado spot, programación de la operación, valorización de transferencias y planificación de la transmisión del sistema. Por otro lado, también se realizará una propuesta respecto al nivel de información de contratos entre los generadores, identificando

los rangos de acción en los que el Operador de Red puede tener injerencia a nivel de decisiones y aporte de información al mercado.

Asimismo, el tercer capítulo del presente trabajo tiene por objetivo analizar la teoría económica del derecho de la competencia, a efectos de evaluar la factibilidad de aplicación al mercado eléctrico.

Por otro lado, el referenciamiento internacional permitirá identificar, entre otros, los siguientes aspectos:

- Gobernanza de las entidades que efectúan el monitoreo del mercado (institucionalidad, estructura, nivel de independencia, etc.)
- Relación con el regulador y ente fiscalizador
- Indicadores y metodologías utilizadas
- Productos

A partir de los resultados del referenciamiento, el trabajo aborda el análisis de competitividad del mercado chileno, enfocando los análisis en los aspectos tecnológicos que se deben tener en consideración para determinar cuáles son las variables críticas a analizar por cada tecnología presente en el parque generador (carbón, GNL, hidráulicas de embalse, ERNC), a efectos de determinar los principales hechos que pueden implicar actos no competitivos.

Finalmente, se propone elaborar una propuesta de implementación de índices y reportes para el futuro Coordinador Nacional.

3 Teoría Económica de la Libre Competencia aplicada a la operación del mercado eléctrico

La presente sección tiene por objetivo describir la teoría económica y las principales normativas que rigen el derecho de la competencia bajo la actual jurisdicción chilena. Adicionalmente, se revisarán las principales prácticas anticompetitivas, las cuales se ejemplificarán para su aplicación en el mercado eléctrico chileno. Finalmente, se establecerán los principales índices bajo los cuales se puede medir la concentración de un mercado para efectos de determinar los riesgos a los cuales se encuentra expuesto.

La institucionalidad de la libre competencia se encuentra establecida en el marco del Decreto de Fuerza de Ley N°1 del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante DFL 1, que modifica el texto original establecido a través del Decreto de Ley N° 211 del año 1973. Dicha institucionalidad es resguardada desde el poder legislativo, tanto por el Tribunal de Libre Competencia, en adelante TDLC, así como por la Fiscalía Nacional Económica, en adelante FNE.

Para establecer cuáles son los causales que se consideran como actos que atentan contra la libre competencia se remitirá al artículo 3 del DFL1, donde se indica que se considerarán como hechos, actos o convenciones que impiden, restringen o entorpecen la libre competencia o que tienden a producir dichos efectos, los siguientes [1]:

- Acuerdos expresos o tácitos entre competidores, o las prácticas concertadas entre ellos, que les confieran poder de mercado y que consistan en fijar precios de venta, de compra u otras condiciones de comercialización, limitar la producción, asignarse zonas o cuotas de mercado, excluir competidores o afectar el resultado de procesos de licitación.
- La explotación abusiva por parte de un agente económico, o un conjunto de ellos, de una posición dominante en el mercado fijando precios de compra o de

venta imponiendo a una venta la de otro producto, asignando zonas o cuotas de mercado o imponiendo a otros abusos semejantes.

- Las prácticas predatorias, o de competencia desleal, realizadas con el objeto de alcanzar, mantener o incrementar una posición dominante.

La teoría económica de la libre competencia indica que, al abrir el mercado a los agentes privados, este tenderá a buscar precios de equilibrio a través de encontrar la asignación eficiente de los recursos productivos de una sociedad. Bajo el alero de la competencia perfecta, se establece como premisa que los agentes del mercado no son capaces de afectar el precio de los bienes que compran y venden, es decir son tomadores de precios, dicho efecto genera las siguientes consecuencias [2]:

- Los productores no afectan el precio de los insumos que utilizan.
- El precio de venta del bien no se ve afectado por los niveles de producción de una firma en particular.
- Los consumidores toman el precio de los bienes como dato.
- Los dueños de los insumos de producción no pueden afectar el precio del insumo que venden a las unidades productivas.

Si se analiza el mercado eléctrico, y considerando que el número de productores es limitado (en particular en un sistema altamente concentrado como el caso chileno), se establece que es complejo cumplir con las bases de la competencia perfecta, por lo que se estará ante un caso de competencia imperfecta.

Por otro lado, la competencia perfecta considera atemporalidad entre los intervalos de tiempo en los que se está realizando el equilibrio de mercado, por un lado en el corto plazo se considera que no es factible el ingreso de nuevos agentes al mercado, y en el largo plazo se asume que ingresan todos aquellos que permiten llevar al mercado a un balance de utilidades nulo, sin embargo al analizar el mercado eléctrico, en particular en el caso de un sistema hidrotérmico en el que los precios actuales se establecen en base a la proyección de largo plazo de inversiones y niveles de agua embalsada, es que no es factible considerar el

funcionamiento del mercado eléctrico como atemporal. Un punto relevante a considerar en el análisis es que uno de los fundamentos del modelo de competencia perfecta descansa en la simetría de información de los agentes del mercado, situación que en el caso chileno se prevé que no siempre se alcance.

Bajo las premisas anteriores, se puede efectivamente establecer que la producción y comercialización de energía eléctrica conviven un ambiente de competencia imperfecta, en el cual efectivamente los productores sí podrían ser capaces de modificar los precios del mercado a su conveniencia, conllevando así precios que se encontrarían fuera de los márgenes de equilibrio que deberían existir en un mercado de competencia perfecta, por lo cual es determinante establecer métricas que permitan determinar si los agentes del mercado están interviniendo para generar rentas abusivas.

Para elaborar adecuadamente el análisis de competencia, a continuación, se describirán algunos conceptos claves que permiten comprender como se debe efectuar un monitoreo adecuado de la competencia en el mercado eléctrico chileno.

3.1 Mercado Relevante

A efectos de caracterizar adecuadamente los límites bajo los cuales se realizará el monitoreo propuesto para la competencia en la operación técnico – económica del mercado eléctrico chileno, es clave identificar cual es mercado relevante que se analizará, es decir caracterizar adecuadamente a qué oferta y demanda se delimitará el presente análisis.

La importancia de definir adecuadamente el mercado relevante es que permitirá identificar posiciones dominantes y las participaciones de mercado que pueda ejercer cada uno de los agentes.

Para efectos de determinar posiciones dominantes, se pueden considerar que existen mercados relevantes a nivel de producto, y mercados relevantes geográficos. Un mercado relevante de producto se puede definir como *“conjunto de bienes o servicios que pueden considerarse intercambiables entre sí, desde un punto de vista de la satisfacción de quien los adquiere, cuando existe un cambio en*

los precios calidades o condiciones contractuales de uno de ellos”, se pueden considerar los siguientes criterios para identificar un mercado relevante de producto [3]: sustituibilidad de la demanda, sustituibilidad de oferta y competencia potencial.

La sustituibilidad de la demanda tiene relación con la elasticidad cruzada precio – demanda, y establece que tanto los consumidores pueden responder a sustituir el producto por otro, ante cambios de precios, calidad o condiciones contractuales de la oferta. Si la sustituibilidad de la demanda es alta, este será el medio más inmediato y eficaz para restringir el comportamiento de los suministradores del producto. En el caso del mercado eléctrico se puede ejemplificar dos tipos de demandas relevantes que se analizarán, por un lado, el suministro eléctrico el cual posee una demanda altamente inelástica, con productos sustitutos de alto costo, como podrían ser la autoproducción con motores diésel, o bien a través de energía renovable con sistemas de almacenamiento, por lo cual se observa que existen las condiciones para que los productores puedan generar poder de mercado. Por otro lado, respecto a la demanda por puntos de conexión para los nuevos proyectos, estos también se ven enfrentados a conflictos respecto a donde conectarse, dado que si bien existen puntos sustitutos de conexión, estos pueden implicar altos costos para el proyecto, generándose por un lado una barrera de entrada, y por otro lado un posible abuso por parte del propietario del punto de conexión hacia el proyecto entrante, así se puede identificar para cada caso el mercado relevante correspondiente y el grado de sustituibilidad de la demanda que posee.

La sustituibilidad de la oferta se refiere a la existencia de una posibilidad efectiva para los suministradores de productos, de pasar desde un producto no sea sustituible a uno que, si lo sea, sin incurrir en mayores costos operacionales. Dicha sustitución para que constituya un mercado relevante requiere que los efectos del cambio de producto sean equivalentes para la demanda en términos de eficacia y respuesta inmediata, sin incurrir en costos o riesgos adicionales significativos (*switching costs*). Un ejemplo claro de la sustituibilidad de la oferta, radica en la disponibilidad del parque de generación de una empresa en particular, el cual puede modificar la curva de oferta en el caso de dejar fuera por ejemplo a través de

mantenimientos forzados, o indisponibilidad de combustible modificando así los costos marginales del sistema. En la operación real se podría, por ejemplo, dar el caso para centrales de ciclo combinado que operan con dualidad de combustible (GNL o Diésel) que por ejemplo informen escasez de combustible GNL, cuando les convenga generar con combustible Diésel y así modificar el costo marginal del sistema.

Finalmente, respecto a la competencia potencial esta es una respuesta de un competidor que no participa del mercado, pero que puede ingresar al mercado de bienes sin incurrir en un costo financiero importante ante variaciones de los precios, modificando así las condiciones de competencia del mercado. La presencia de competidores potenciales puede ampliar el mercado relevante a analizar. Sin perjuicio de lo anterior, los competidores potenciales se encuentran limitados por las barreras de entrada de la industria particular, como por ejemplo una zona de concesión de distribución, si bien podría tener competidores potenciales las barreras de entrada limitan dicha condición de competencia.

El mercado relevante geográfico comprende las zonas en que las empresas que desarrollan las actividades de suministro mantienen condiciones de competencia suficientemente homogéneas, en un mercado en el que es factible establecer otras zonas en que las condiciones de competencia son distintas a la original. El concepto de mercado relevante geográfico puede ser llevado a la operación del sistema eléctrico, ante eventos de desacople de costos marginales, situación que podría generar que deba analizarse la competencia por zona geográfica evaluando aquellos comportamientos que puedan generar variaciones relevantes en los costos del sistema, en este punto uno de los tópicos interesantes a evaluar es la relación entre los generadores y las empresas transmisoras, a efectos de establecer que no existan incentivos entre ellas para realizar mantenimientos o coordinar indisponibilidades que generen modificaciones considerables de los costos marginales de una respectiva zona geográfica.

3.2 Competencia imperfecta del mercado eléctrico: Monopolio, Integración Vertical y Oligopolios.

Como se indicó previamente el mercado eléctrico dista bastante de funcionar bajo un esquema de competencia perfecta, por un lado, se presenta la figura de los monopolios naturales, los que ocurren cuando una única empresa puede ofrecer un bien o servicio en un mercado relevante dado, a un menor costo que dos o más empresas, producto de las economías de escala¹ a las que se encuentre sujeto. En particular los sectores de transmisión y distribución, producto de las altas inversiones que se requieren efectuar para la infraestructura de dichos sistemas, presentan las características de monopolios naturales, en un mercado relevante del tipo geográfico. Es importante destacar la característica geográfica, dado que efectivamente puede existir más de una empresa transmisora o distribuidora en un sistema interconectado, en particular en el mercado eléctrico chileno la competencia se presenta a través de las licitaciones del sistema troncal, las cuales son efectuadas por los CDEC.

En un monopolio los precios quedarán establecidos por la relación entre la demanda y las características de la oferta de la empresa monopolística. Los monopolios naturales deben ser regulados por el Estado, a efectos de que no generen abusos por parte del monopolista a sus clientes. En el caso del mercado eléctrico chileno, los monopolios naturales son tarifados a través de procesos regulatorios que genera la CNE, como los Estudios de Transmisión Troncal (ETT) o la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD).

Respecto a la integración vertical, se puede definir como una economía en que las sucesivas etapas de producción resulta más eficiente efectuarlas por un mismo productor, que por varios productores independientes. Lo anterior, se debe a que las industrias tienden utilizar las economías de ámbito² para disminuir sus costos y así tener una producción más eficiente. La integración vertical si bien pueden

¹ Economías de escala, son aquellas en que el costo medio cae cuando aumenta la cantidad producida.

² Economía de ámbito, es aquella en que el costo de dos o más actividades es menor si se producen conjuntamente.

generar problemas de competencia, no siempre probara casos de infracciones a la libre competencia, llegando a ser en algunos casos incluso deseable por efectos de eficiencia.

En el sector eléctrico, se considera que los tres estamentos pueden ser candidatos a aprovechar economías de escala, dado que generación, transmisión y distribución requieren de activos muy específicos (poder de mercado del productor del activo sobre la empresa compradora) y al momento de generar una nueva inversión tienen altos costos hundidos, dado que en general los activos no son fácilmente trasladables de un punto a otro.

Considerando lo anterior, resulta razonable establecer que se pueden generar eficiencias si los tres estamentos operan en coordinación. Dichas características generaron que, en los inicios del sector eléctrico, prácticamente todas las empresas eléctricas a nivel mundial utilizaran este modelo para su crecimiento y expansión. [4].

La integración vertical permite mejorar la coordinación y operación de las nuevas inversiones, dado que es la empresa central la que conoce exactamente su planificación e intenciones de inversión para nuevos proyectos de generación, por lo cual puede optimizar la construcción de nuevas líneas de transmisión.

El esquema anterior, da buenos resultados cuando existe solo una compañía de generación en el mercado que se está evaluando, sin embargo, como se observó previamente, la premisa del mercado eléctrico chileno, es que la generación es un mercado competitivo, por lo cual siempre es factible que entren nuevos integrantes al mercado. Para que, empresas generadoras independientes puedan competir en igualdad de condiciones en un mercado integrado verticalmente, se debe forzar y garantizar el acceso abierto y regular adecuadamente los cargos de acceso a la red de transmisión.

Como vemos, es factible mantener un sistema eléctrico con una empresa dominante que actúe integrada verticalmente, en efecto es el modelo que aún se utiliza en

algunos estados de EE.UU., en la que dichos monopolios son denominados “Utilities”. [5]

En conclusión, los beneficios de la integración vertical son optimizar de manera conjunta los cargos de acceso entre transmisión y distribución, y mejorar la coordinación y operación de las centrales generadoras tanto nuevas como existentes de la empresa generadora integrada al monopolio.

Considerando los beneficios expuestos previamente, a continuación, se analizan los defectos de este sistema, en particular, se analiza el efecto sobre la competencia entre generadores. De la literatura, se desprende que la integración vertical entre generación, transmisión y distribución facilita las prácticas anticompetitivas dado que permiten a los dueños de las instalaciones esenciales (líneas de transmisión y subestaciones) extender su poder de mercado, aumentando los costos de conexión y con ello aumentando las barreras de entrada para la competencia. También se pueden presentar disminuciones en la calidad de servicio brindada por el transmisor a las empresas competidoras, disminuyendo así sus utilidades y confiabilidad para el sistema eléctrico. [6].

Previamente, se analizaron los costos y beneficios de operar integradamente, a continuación, se analizan los mismos efectos en un mercado separado verticalmente en sus tres segmentos.

Al operar el segmento transmisión por sí solo, como se mencionó previamente, no se tendrá certeza sobre la planificación de inversiones de los generadores, por lo cual se pueden producir inadaptaciones del sistema de transmisión al incorporarse nuevos proyectos, se debe recordar que la capacidad de transmisión es discreta y está sujeta a economías de escala. Ahora bien, dado que la empresa generadora requiere necesariamente una línea de transmisión para evacuar su energía, el transmisor podría imponer su poder de mercado al generador aumentando los cargos de acceso que le cobrará por conectarse. Así también, el transmisor podría ejercer poder de mercado con una empresa distribuidora al no ofrecerle una vía de conexión con entre sus consumos y la empresa generadora con la que pueda tener

un acuerdo de suministro, mientras la distribuidora no esté dispuesta a pagar lo que el transmisor requiere.

En el caso del segmento distribución, este pierde poder de mercado ante el generador, dado que por ley se encuentra obligado a suministrar la energía a sus clientes en su área de concesión. Dado lo anterior, y dependiendo del tipo de mercado que enfrente, el distribuidor tendría que aceptar el precio de venta de energía que le está ofreciendo la empresa generadora, o bien realizar su propio centro de generación cercano al centro de consumo.

Como se observa los riesgos de operar bajo un esquema desintegrado verticalmente, se pueden solucionar con una regulación adecuada que impida los comportamientos abusivos por parte de cada segmento, resguardos con contratos bilaterales entre las partes e incrementando la competencia, particularmente en el sector de generación del sistema.

En resumen, ambos sistemas presentan beneficios y costos, los que finalmente terminarán impactando en los precios que deba pagar el cliente final. La diferencia principal de ambos radica en el tipo de regulación que quiera establecer el mercado eléctrico, en el caso de un mercado que se decida a operar con separación vertical, la regulación deberá tender a regular la estructura de la industria (regulación de los monopolios, tipos de peajes, rentabilidades máximas, entre otros). Por otra parte, en un mercado que se desee operar con el esquema de integración vertical la regulación deberá tender a regular las conductas anticompetitivas hacia los generadores independientes que se quieran integrar al sistema (cargos de acceso, resguardo del acceso abierto, entre otros) [6].

Finalmente, la competencia imperfecta del mercado eléctrico, en particular del caso chileno, se presenta en la formación de oligopolios producto de la alta concentración de la propiedad existente en el mercado, actualmente los principales grupos generadores presentes en Chile, son Enel, Colbún, AES Gener y Engie.

Dado el escenario de presencia de oligopolios, es necesario analizar adicionalmente las estrategias que puedan aplicar los generadores, las cuales se basan en la teoría

de juegos, dado que las estrategias de los demás influirán en las decisiones de la propia empresa. Lo anterior puede generar que si las empresas se coluden y cooperan entre sí estas podrán optar a maximizar sus rentas y obtener beneficios monopólicos de ello, luego resulta de particular interés analizar los comportamientos cruzados en el mercado a efectos de determinar posibles interrelaciones entre las empresas que atenten contra los principios de la libre competencia.

3.3 Prácticas Anticompetitivas

3.3.1 Colusión

La práctica colusoria puede derivarse en un contexto amplio, por ejemplo, en un acuerdo entre dos o más empresas, en una recomendación de una asociación empresarial o en un acuerdo tácito entre empresas, es decir en aquel caso en que se observa un comportamiento coordinado aun cuando no existen acuerdos formales entre las empresas. La colusión es en sí misma una infracción a las normas de la libre competencia.

Entre las prácticas colusorias se pueden identificar las siguientes [7]:

- Fijación de precios u otras condiciones de transacción.
- Limitar la producción, el desarrollo técnico o la distribución de un producto. Fuertemente arraigada en prácticas colusorias de carácter vertical, donde el productor impone a su distribuidor la prohibición de venta de los productos de la competencia, o fija los precios de venta.
- Repartición del mercado.
- Aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes.
- Exigir prestaciones suplementarias ajenas al contrato principal.

Al respecto uno de los puntos a investigar es los métodos que el Coordinador Nacional puede aplicar para detectar comportamientos cruzados entre los distintos agentes del mercado, los que pueden implicar que se encuentren generando actos contrarios a la libre competencia.

3.3.2 Posición dominante de Mercado

La posición dominante se define como la “capacidad de alterar el precio, calidad es o condición de comercialización de los bienes o servicios producidos por una empresa, sin incurrir en mayores costos financieros, o a lo menos proporcionalmente menores a la magnitud del cambio”.

Para determinar una posición dominante de mercado es requisito previamente identificar el mercado relevante de la empresa, sumado a las condiciones de las barreras de entrada que tiene dicho mercado relevante. Al respecto, la literatura indica que si bien puede existir un agente que posea una posición dominante en el mercado, ello no implica un ilícito contra la competencia del mercado, sin embargo, el abuso de dicha posición efectivamente corresponde a un hecho imputable.

Dado lo anterior, es importante establecer cuál sería el comportamiento adecuado para un agente con posición de mercado importante, y que margen de movimiento en las decisiones de producción sería aceptable. Por otro lado, se debe identificar adecuadamente, si un agente está efectuando una posición dominante, si dicha posición se produce por características de eficiencia de la propia empresa, o bien está ejerciendo su dominancia incurriendo en prácticas predatorias.

Al respecto, es de alta complejidad probar un abuso de posición dominante, dado que presenta mayor incertidumbre que otras áreas de la libre competencia, principalmente porque existen principios subyacentes difíciles de encontrar y los efectos en el bienestar social inherente es difícil de estimar, dado que las conductas de dominancia pueden aparecer como un comportamiento anticompetitivo y pro-competitivo, dado que la eficiencia de la firma puede disminuir los precios del mercado que ve el consumidor.

En dicho contexto, es altamente relevante la información que pueda prestar el Coordinador Nacional a la FNE para efectos de determinar adecuadamente infracciones a la libre competencia.

3.3.3 Prácticas predatorias

Se puede definir como práctica predatoria, aquel comportamiento que genera los siguientes efectos en el mercado [8]:

- Existencia de una conducta orientada directamente a perjudicar (predar) uno o varios competidores para mejorar la situación propia en el mercado.
- Empleo de medios distintos de la competencia basada en méritos (eficiencia).
- Apariencia competitiva de los medios señalados (dificultad en descubrir conducta).
- Sacrificio de beneficios a corto plazo a cambio de expectativa de mayores ganancias a corto plazo.

Las prácticas predatorias se pueden clasificar en aquellas que afectan los precios y aquellas que no se encuentran basadas en precios. Aquellas basadas en precio, se relacionan con precios inferiores que puede establecer una empresa dominante, con la intención de dañar a uno o varios competidores de un mercado relevante. A partir, de lo indicado en [9], se pueden establecer algunos ejemplos de cómo se pueden afectar los costos:

- a) Precios superiores al costo medio total: Se presumen no predatorios.
- b) Precios inferiores al costo marginal: Se presumen predatorios, aunque hoy se suele utilizar el concepto de costo medio variable.
- c) Precios inferiores al costo medio total, pero superiores al costo medio variable: En principio no son considerados precios predatorios, pero podrían eventualmente serlo tomando en cuenta otros elementos como la intención del agente y la estructura misma del mercado.

Es importante destacar que las prácticas predatorias basadas en precios, deberán ser parte de una estrategia muy rentable para que sean convenientes para el predador, o bien cuando es parte de otros mercados de otros rubros, lo que le permite obtener subsidios cruzados, sustentando así la pérdida en el negocio en el que impone los precios predatorios.

Existen al menos tres modelos en los que se justifican los precios predatorios como una estrategia por parte de una empresa [10]:

Modelos basados en la reputación: La firma no sólo fija precios predatorios para desplazar a los competidores presentes, sino que lo hace también con la intención de intimidar y de crearse una imagen agresiva para así inhibir futuros competidores.

Modelos de señalización: Una compañía que recién entra al mercado no tiene conocimiento del nivel de costos de los demás agentes de la industria. Éstos se aprovechan de la falta de información para subir o bajar sus precios y así evitar una entrada de nuevos competidores.

Modelos de “Bolsillo Profundo”: Se aplica en mercados financieros imperfectos. Se supone que la compañía que realiza la práctica predatoria solo tendrá éxito en la medida de que expulse a los demás agentes por no poder éstos cubrir esos precios.

Aquellas prácticas predatorias no basadas en precios, se pueden identificar por diferenciaciones en el producto, que genera elección por parte de los consumidores, dentro de estas prácticas se encuentra las condiciones de calidad predatoria, publicidad predatoria e innovación predatoria.

3.3.4 Competencia Desleal

La competencia desleal son actos que, si bien podrían no afectar directamente la libre competencia del mercado, si son actos que tienen por objetivo desprestigiar a otro competidor particular, en el caso de que el competidor desleal posea posición dominante en el mercado, este efectivamente podría generar problemas de competencia, al invalidar al resto del mercado, pudiendo así tener la libre potestad de fijar precios. En la jurisdicción chilena, la competencia desleal se encuentra regulada por la Ley N° 20.169.

Entre los distintos actos que se pueden considerar como competencia desleal, encontramos los siguientes [11]:

- a) Actos de apropiación: Este tipo de conductas dice alusión a aquellos actos que provocan confusión producto de la apropiación de símbolos distintivos de otro

competidor. Dicha apropiación puede manifestarse de dos maneras, directamente, la cual consiste en apropiarse de un símbolo distintivo y usarlo con la misma función que el competidor al cual pertenece el símbolo; e indirectamente, que consiste en la apropiación del símbolo, pero usándolo en para otra función de comercio, por ejemplo, el nombre de un producto usarlo como nombre de un establecimiento comercial.

- b) Actos de confusión mediante falsas indicaciones o menciones abusivas: Son aquellos que hacen menciones confusas en sus productos o en los servicios que otorgan, puesto que hacen falsas alusión a otros productos o empresas, simulando que existe una relación entre el producto ofrecido y otro operador de mercado, por ejemplo, poleras tipo Nike o Zapatos manufacturados según procedimiento de Caterpillar.
- c) Actos que tienen como consecuencia debilitar la fuerza distintiva de los signos: Este tipo de confusión apunta a los actos que tienden a debilitar algunos símbolos que, no siendo signos propios del producto, ayudan a diferenciarlo del resto y le dan una distinción especial, puesto que son un complemento del signo mismo. Por ejemplo, la forma del envase, los colores del envoltorio y su distribución, emblemas, etc.
- d) Actos de denigración: Son aquellos que producen el descrédito de un competidor o del o los productos que ofrece, se refiere básicamente a las manifestaciones falsas realizadas por un competidor respecto de los bienes o servicios del otro de manera de desacreditarlos haciendo creer a los consumidores que son de inferior calidad o falseando las cualidades que dicen tener.

4 Análisis Experiencia Internacional en Monitoreo de la Competencia

La presente sección tiene por objetivo evaluar los distintos métodos de monitoreo del mercado eléctrico que se han desarrollado a nivel internacional, con el fin de analizar estructuras de las unidades de monitoreo, principales funciones e indicadores relevantes. Para la selección de los mercados a analizar, se consideró la trayectoria de las unidades dedicadas a monitorear tanto el mercado como su nivel de competitividad, adicionalmente se realizó un relevamiento de los mercados similares al tipo de despacho centralizado existente en el mercado chileno (Argentina, Perú, Uruguay, Brasil), sin embargo en dichos mercados no se advirtió la presencia de unidades de monitoreo de la competencia que pudieran ser un real aporte para el contexto de la presente investigación.

Conforme a lo anterior, se consideraron criterios de similitud con las condiciones actuales del sistema eléctrico chileno, y adicionalmente se seleccionaron distintos esquemas de monitoreo, a efectos de realizar análisis comparativo entre estos:

Tabla 4-1: Criterios de selección de Unidades de monitoreo de competencia

País	Operador de Red	Criterio de Selección	Monitoreo de Mercado
USA	CAISO	Mercado con alta presencia de ERNC y un mix hidrotérmico similar a las características del Sistema SIC del País	Departamento de Monitoreo de Mercado de CAISO
Australia	AEMO	Mercado con alta presencia de centrales térmicas y operación aislada, similar a las características del sistema SING del país.	Agencia Reguladora de Energía (AER)
USA	PJM	Mercado con elevada experiencia en monitoreo de mercado. Producto de su característica de integración de distintas zonas geográficas se asemeja al futuro sistema interconectado nacional.	Auditor privado independiente (Monitoring Analytics)
Inglaterra	National Grid	Mercado que evolucionó desde costos declarados a un mercado de ofertas.	Oficina independiente de carácter gubernamental (OFGEM)

En la siguiente figura, se puede observar que los mercados seleccionados corresponden principalmente a aquellos que tienen competencia tanto a nivel del mercado spot (Wholesale Market) como a nivel de retail (venta de energía por parte de empresas comercializadoras), a excepción de PJM, el cual solo posee competencia en el mercado spot.

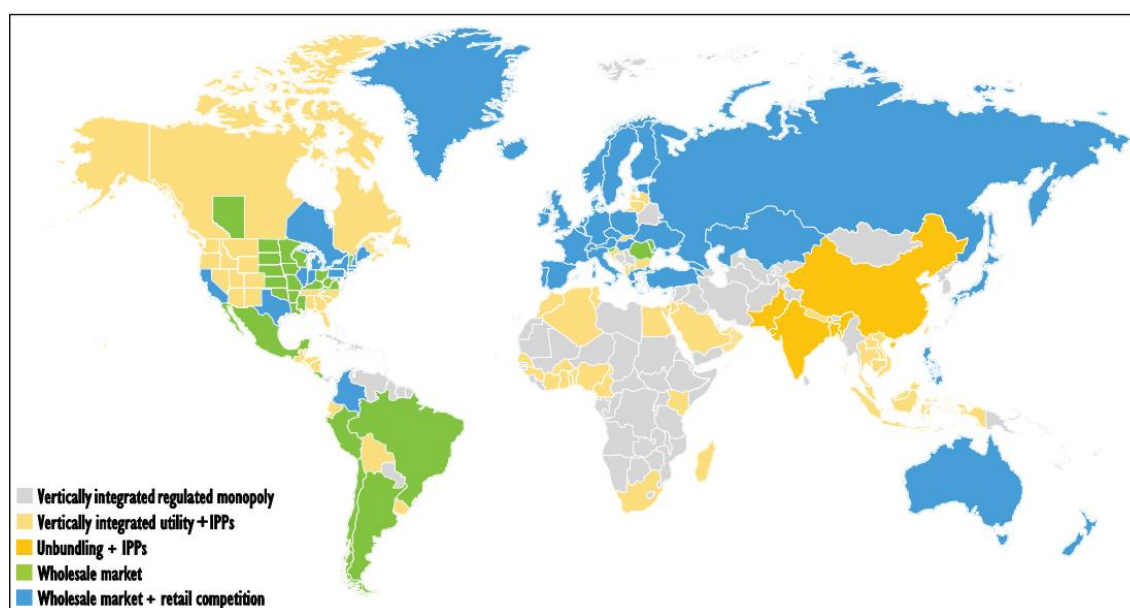


Figura 4-1: Estructura de mercados eléctricos a nivel global [12]

Cabe destacar que, para efectos de la presente investigación, solo se consideraran las experiencias en monitoreo a nivel del mercado de energía y asociados, dejando fuera del alcance el monitoreo efectuado a nivel de retail, dado que en la legislación chilena vigente la demanda no tiene en sus facultades realizar compras de energía en el mercado spot.

4.1 Mercado Australiano

4.1.1 Descripción del mercado y responsabilidades de la entidad monitora.

El sistema eléctrico australiano se compone de una red interconectada, de aproximadamente 45.900 MW instalados. La red es operada por AEMO (Australian Electricity Market Operator) y sigue los lineamientos establecidos por el regulador del sistema AER (Australian Energy Regulator).

El mercado de energía se basa en un mercado de ofertas a nivel de generación, la que se despacha de manera económica, desde la oferta de menor costo a la de mayor costo, la cual establece el costo marginal del sistema. Dado que existe competencia a nivel de la comercialización de energía, los consumidores deben recurrir al mercado spot para realizar compras de energía, la que deben cancelar al costo marginal del sistema. Para efectos de asegurar la rentabilidad de las unidades generadoras, asegurar la inversión futura y estabilizar el precio de compra de energía, se establecen para los contratos de demanda productos derivados del tipo “futuro”. Dichos productos permiten asegurar los ingresos necesarios para cubrir los costos de inversión de las unidades generadoras, y así evitar que se produzcan limitaciones a la inversión. Sin perjuicio de lo anterior, las compañías de retail electricidad son libres de estructurar su estrategia de compra de energía.

En el caso de mantener contratos futuros entre generadores y compañías de retail, estos pasan a ser contratos financieros sin la obligación del despacho físico de energía, lo que se asemeja al mercado chileno. Los contratos futuros son negociables y existe un mercado financiero que los transa, tal cual se realiza en el mercado de los combustibles.

El rol de monitor del mercado en Australia es realizado por el agente regulador el cual es parte del gobierno australiano y se encuentra al alero de la agencia que protege el sistema de las violaciones a la competencia, lo que le permite tomar decisiones con mayor celeridad, que en el resto de los monitores de mercado que se analizarán.

La visión del monitoreo de mercado establecido en la ley, indica que su función es promover la inversión en un entorno de operación eficiente con un uso de la energía en el largo plazo, con foco en los intereses de los consumidores con énfasis en el precio, calidad, seguridad, confiabilidad y continuidad de suministro. [13]

Es importante destacar que el operador del mercado, coordina y optimiza tanto el uso de la energía como el uso del gas natural, dado lo anterior, AER realiza el monitoreo continuo tanto de la operación del mercado eléctrico como del mercado

del gas. El enfoque del monitoreo del mercado eléctrico se concentra en analizar el comportamiento de las ofertas, niveles de despacho, precio ofertados, restricciones de transmisión, indisponibilidades o fallas tanto de generación como de transmisión y pronósticos de demanda.

Por otro lado, se incorpora la revisión de la información pública que deben mantener las entidades reguladas, como precios, contratos, políticas y procedimientos de resolución de disputas.

El rango de acción del monitoreo de mercado, se encuentra establecido en la ley australiana, y esencialmente establece los siguientes puntos [14]:

- Monitorear el cumplimiento de la normativa y legislación eléctrica.
- Efectuar investigaciones y establecer responsabilidades de posibles brechas a la competitividad del mercado.
- Tomar acciones correctivas apropiadas, estas pueden ser realizadas directamente a la empresa que cae en la acción anticompetitiva, y si no acata puede denunciar a los tribunales respectivos.
- Revocar autorizaciones para comercializar energía.

4.1.2 Objetivos y acciones del monitoreo de la competencia

Tal como se señaló en la sección anterior, el monitoreo de la competitividad del mercado se basa en investigaciones, las que principalmente se centran en las bases que establece la ley eléctrica, y que tienen un mayor impacto sobre las estrategias energéticas de Australia.

Para el monitoreo, el regulador (AER) efectuó un tratado de información con el operador del mercado (AEMO), de forma de que ambas entidades operen de manera coordinada pero siempre resguardando la independencia del operador del mercado. Al respecto, el tratado obliga a AEMO a informar a la brevedad posible respecto a no cumplimientos del despacho de unidades, situaciones de emergencia tanto en el suministro de gas como en el de electricidad y particularidades del mercado que generen distorsión en los costos del sistema. Asimismo, entre ambas entidades existe una relación de entrenamiento constante del personal, de forma de

mantener actualizadas a ambas partes respecto a las modificaciones de la regulación eléctrica, así como los cambios realizados en la operación tanto del mercado como de la operación del sistema eléctrico.

El monitoreo genera ciertas acciones hacia los agentes cuando estos se encuentran bajo investigación, tales como obligatoriedad de enviar reportes, ejecución de auditorías las que pueden ser efectuadas por personal de AER o bien a través de auditores externos y acciones legales.

Las acciones legales tienen por objetivo [14]:

- Asegurarse de detener oportunamente las conductas anticompetitivas.
- Corregir los perjuicios generados.
- Prevenir la recursión de la acción efectuada por el agente investigado.
- Clarificar la operación e interpretación de la ley eléctrica.
- Penalizar a los ejecutores de la conducta anticompetitiva.

Las acciones se pueden efectuar a través de la vía administrativa, la que implica que el monitor de la competencia puede solicitar información particular y advertir al agente respecto a la conducta anticompetitiva, y solicitar programas de reparación tales como corrección de procedimientos internos o capacitación del personal al respecto. Estas acciones no conllevan juicio de por medio, sin embargo, AER tiene la facultad de levantar un caso a los tribunales correspondientes si observa que las medidas administrativas no tuvieron efecto, o bien establece que la conducta realizada infringe gravemente la ley eléctrica y la competitividad del mercado, situación ante la cual puede elevar directamente un caso a los tribunales correspondientes.

4.1.3 Relación con organismos de libre competencia

El organismo que regula la competencia en Australia corresponde al ACCC (Australian Competition & Consumer Commission), este trabaja en directa relación con AER, de forma de evitar que duplicación de trabajos. Ambas agencias tienen protocolos de uso y revelación de información entre las entidades, y por ley no aceptan que ningún agente del mercado establezca condiciones sobre la

información que se comparte entre ambas entidades [13]. Las cláusulas de confidencialidad de ambas entidades se encuentran reguladas por la ley de protección a la competencia y al consumidor.

4.1.4 Reportes e indicadores de competitividad

Anualmente AER emite un reporte que establece el estado del mercado de energía, el cual referente al mercado eléctrico aborda los siguientes tópicos:

- Estado del mercado de energía, entrega una descripción del funcionamiento del mercado eléctrico, y la historia de la evolución anual de capacidad instalada, oferta, demanda, asimismo evalúa las principales modificaciones regulatorias tanto para el mercado eléctrico como para el mercado del gas.
- Análisis del mercado eléctrico, evalúa evolución de la demanda eléctrica, tipos de tecnologías presentes en el mercado (incluye los PMGD), emisiones de carbono de cada tecnología, cumplimiento de las políticas de integración renovable, nivel de inversiones en generación, balance entre generación y demanda separada geográficamente, propiedad de las unidades de generación estableciendo las cuotas de mercado por zona geográfica, volatilidad de los precios spot, nivel de contratación a largo plazo de las unidades generadoras, precios de contratos e indicadores de competitividad del mercado.
- Análisis de la red de transmisión, establece claramente el marco regulatorio de la red de transmisión, ganancias de la red, inversiones futuras de la red de transmisión, confiabilidad de la red (gestión de mantenimientos), identifica las restricciones y su impacto en la operación del mercado eléctrico y de los precios spot.

Adicionalmente, realiza un análisis de la situación del mercado del gas, tales como niveles de producción, destinos, niveles de exportación, uso de los gaseoductos y finalmente realiza un análisis detallado de la competitividad en el mercado del retail de electricidad. Como se indicó previamente tanto el mercado del gas como el del retail no son parte del alcance de la presente investigación.

Respecto a los indicadores de competitividad existen a nivel estructural como a nivel de comportamiento. Es importante establecer que los indicadores estructurales no necesariamente generarán una violación a las normas de competencia, los indicadores estructurales analizados son los siguientes:

- a) Market Share, o participación de mercado: evalúa la participación de mercado de cada propietario de unidades generadoras por zona geográfica. Es importante que el análisis se efectúa en función de la estructura societaria de cada compañía, por lo que permite evaluar comportamientos cruzados aun cuando sean empresas de roles distintos.
- b) HHI, Herfindahl-Hirschman Index: establece el tamaño relativo de las firmas respecto a su participación de mercado, puede variar desde cero (mercado con muchas firmas, similar a competencia perfecta), hasta 10.000 para un monopolio. A mayor índice HHI mayor será la concentración de mercado y menos competitivo será.
- c) Índice de oferta residual: éste índice permite determinar el poder que tiene un generador para ser “pivote” y ser el candidato a marcar el costo marginal del sistema. Un generador será pivote cuando la demanda supere a la capacidad de todos los otros generadores, en cuyo caso la unidad generadora deberá ser despachada para abastecer la demanda. En un mercado de ofertas este índice resulta crítico dado que un generador podría tener poder de mercado suficiente como para siempre marcar el costo marginal y así elevar el costo del sistema.

Para efectos de establecer índices que permitan evaluar el comportamiento de las empresas generadoras, se consideran los siguientes índices:

- a) Nivel de contratación: establece la relación entre la capacidad instalada de una empresa particular y su nivel de contratación, lo que permite establecer que tan sujeto al precio spot se encontrará el generador, y con ello cual es el impacto que genera al modificar su estrategia de oferta.
- b) Relación Oferta – Precio Spot: establece la relación entre la energía ofertada por los generadores y los precios spot esperados, esta relación permite determinar si efectivamente las empresas generadoras no ofertan toda su

capacidad con el fin de esperar que se establezcan en el sistema altos costos marginales.

Finalmente, cabe destacar que adicionalmente a los reportes anuales, AER emite boletines semanales, en los cuales presenta los precios spot por región, evolución de los precios spot de los últimos tres meses, y las variaciones de los precios spot respecto a los pronósticos publicados por AEMO. Respecto a las variaciones de precio identifica cuales fueron producto de la disponibilidad de unidades generadoras, variaciones de la demanda programada o modificaciones topológicas de la red de transmisión, a efectos de determinar claramente la fuente de la variación del precio. Por otro lado, analiza los patrones de las ofertas, a efectos de determinar si alguno de los agentes está apostando a ser el generador pivote y marcar así el costo marginal del sistema. El mercado de regulación de frecuencia también es analizado, estimando su costo, tanto para bajar como para subir generación. Finalmente, evalúa semanalmente las transacciones en el mercado financiero de contratos, tanto a nivel de potencia como de energía, evaluando los precios que están siendo transados cada uno de los contratos futuros.

4.2 Mercado Gran Bretaña

4.2.1 Descripción del mercado y responsabilidades de la entidad monitora.

El mercado de Gran Bretaña posee una capacidad instalada de aproximadamente 80.000 MW, con demandas máximas del orden de 61.500 MW, comprende el territorio de Inglaterra, Escocia y Gales, adicionalmente posee interconexiones internacionales con Francia (2 GW), Holanda (1 GW), Irlanda del Norte (500 MW) y la república de Irlanda (500 MW).

La estructura del mercado eléctrico se basa en ofertas de energía que efectúan cada una de las empresas generadoras, las cuales son tomadas por las empresas de retail las que abastecen a los clientes finales. A diferencia de los mercados australiano y chileno, las transacciones de energía que se casan en el proceso de subasta se convierten en contratos físicos de entrega de energía, por lo cual se

despachan las unidades solo si poseen un contrato de compra de energía con una empresa de retail. En el caso de existir desbalances de energía entre lo que ofertó la unidad generadora y su generación real o bien entre la demanda requerida por la compañía de retail y su demanda real, se genera el mercado de desbalances, el cual es controlado por el operador de la red, National Grid Electricity Transmission (NGET). El operador de la red, a diferencia del caso chileno, es el propietario del sistema de transmisión, por lo cual solo actúa como coordinador del mercado de desbalances y no efectúa un despacho mandatorio sobre el resto de las unidades generadoras.

La entidad que se encuentra a cargo del monitoreo de la competitividad del mercado, corresponde a la Oficina de los mercados de red y electricidad, OFGEM, la cual es una entidad independiente tanto del gobierno como del operador de la red. Sin perjuicio de lo anterior, el directorio de OFGEM se encuentra conformado por miembros del regulador de Gas y Electricidad (GEMA). El financiamiento de esta oficina se realiza a partir de las compañías reguladas (caso similar a los CDEC chilenos, los cuales actualmente son financiados por las empresas Coordinadas). El marco legal de la operación de OFGEM, se encuentra regulado por las leyes del Reino Unido y los lineamientos de la Unión Europea.

OFGEM es responsable de realizar el monitoreo tanto del mercado del gas como de la electricidad, y adicionalmente verifica el cumplimiento de las políticas medioambientales que se encuentran impuestas para el sector de generación de electricidad y producción y comercialización de gas.

La base del monitoreo realizado por OFGEM se establece en proveer un mecanismo dinámico y sustentable en el cual los participantes de manera informada puedan vender y comprar la energía que necesitan a un precio que refleje el costo económico de dicha energía. Para esto se establecen cuatro grandes tópicos de análisis:

- Seguridad de suministro
- Acceso y liquidez

- Competencia
- Inversión y sustentabilidad

Cada uno de estos cuatro grandes tópicos, se pueden desglosar en características (en morado en figura siguiente) que debe tener el mercado para cumplir con el objetivo. Conforme a lo anterior, OFGEM establece indicadores (en naranja en figura siguiente) que permiten controlar el estado de cada una de estas características.



Figura 4-2: Rango de acción e indicadores principales de OFGEM [15]

Como observamos, el monitoreo de los niveles de competitividad del mercado no se centran solo en monitorear los indicadores de competencia, si no que evalúan la totalidad de la estructura del mercado, para asegurar el funcionamiento adecuado en toda la cadena.

4.2.2 Objetivos y rango de acción del monitoreo de la competencia

Como se observó en la sección anterior el objetivo de la entidad que monitorea la competencia es velar por mantener una visión competitiva del mercado, desde el punto de vista de operación del sistema eléctrico, financiero, competencia e inversión.

Desde el monitoreo de la competencia, y considerando el tipo de mercado el cual posee libertad de oferta y demanda, OFGEM tiene por objetivo supervisar que los precios que se generan en el mercado son suficientemente competitivos para reflejar el costo económico de la generación de energía, dado lo anterior se consideran dos enfoques de análisis:

- Estructura del mercado, la que se relaciona con las características más amplias como por ejemplo, concentración, integración vertical, participación de mercado cuyos resultados pueden afectar la habilidad del mercado para funcionar de una manera competitiva.
- Resultados del proceso competitivo, en este enfoque se analizan los resultados que producen las transacciones, como por ejemplo precios spot, rentabilidades de las empresas, y que afectan directamente a los consumidores.

El rango de acción es colaborativo con la Autoridad de Competencia y Mercado de Gran Bretaña (CMA), OFGEM realiza investigaciones y asistencia para la CMA y para GEMA, y alerta cuando se observan indicadores que pueden implicar prácticas anticompetitivas. Asimismo, tiene la capacidad de tomar acciones sobre los agentes que incurren en prácticas anticompetitivas y que generan un daño al consumidor final. Dichas acciones se manifiestan ya sea a través de correcciones de comportamiento, vía notificación, o a través de multas.

4.2.3 Reportes e indicadores de competitividad

Las métricas de competitividad que mide OFGEM, se relacionan tanto con la estructura del mercado, como con los resultados del proceso competitivo.

Referentes a la estructura del mercado, los principales indicadores corresponden al HHI y al análisis pivote. Respecto al HHI, realiza el análisis de mercado para tres

casos: en función del total de la capacidad del sistema, solo considerando generación de base y solo considerando generación flexible. Este análisis permite comparar la concentración de mercado con la habilidad de manipular las condiciones de generación del sistema, por ejemplo, si en una zona existe un alto grado de concentración de una empresa particular, pero las centrales de la zona corresponden principalmente a centrales nucleares, con bajo costo marginal y con baja flexibilidad para mover su despacho, se considera que dicha unidad generadora es tomadora de precio, y tiene poca habilidad para modificar el costo marginal del sistema.

Dentro del análisis de flexibilidad, se evalúan los costos de partida y parada de las unidades generadoras, dado que dicho parámetro es relevante a la hora de tener una alta habilidad para alterar las condiciones de operación del sistema.

En conclusión, el índice HHI, es utilizado no solo para evaluar la concentración de mercado en una zona particular, sino que además se utiliza en conjunto con los niveles de flexibilidad que tienen las plantas para evaluar si efectivamente los agentes podrían estar incurriendo en prácticas anticompetitivas.

Otro indicador utilizado para evaluar la estructura del mercado, corresponde al análisis pivote, el que permite determinar cuál es la compañía que tiene la capacidad de proveer la unidad marginal en un periodo de tiempo. El análisis pivote se efectúa a nivel nacional, y a nivel local, en particular en el mercado relevante geográfico es importante destacar que se efectúan comportamientos respecto a la criticidad de los generadores de encontrarse despachados en un área local, como por ejemplo ante restricciones de transmisión o por problemas de estabilidad de tensión de la red eléctrica. Este análisis permite detectar comportamientos relevantes que atenten contra la competitividad del mercado, como por ejemplo cuando una empresa elige no ofertar su capacidad disponible con la finalidad de generar restricciones y así subir los precios locales, el comportamiento también se produce de manera inversa, al requerir bajar generación dado el alto ingreso de energía intermitente, los generadores pueden imponer altos precios negativos para no salir de servicio, empujando así una baja considerable del costo marginal del sistema en dicha zona,

esta situación si bien podría convenir a los consumidores, podría convertirse en un esquema depredatorio sobre otros generadores, obligándolos a salir de servicio, y aprovechando posteriormente las ganancias que se pueden generar en el sistema una vez que la generación intermitente disminuye sus niveles.

En cuanto a las métricas que permiten evaluar los resultados del proceso competitivo, uno de los indicadores importantes es la identificación de la rentabilidad del ejercicio de las principales compañías generadoras (EBIT). Este análisis se realiza a partir de los estados financieros y se efectúa solo para las seis compañías más relevantes del periodo en análisis, como ejemplo se pueden observar los valores de EBIT de las empresas mayoritarias de Gran Bretaña:

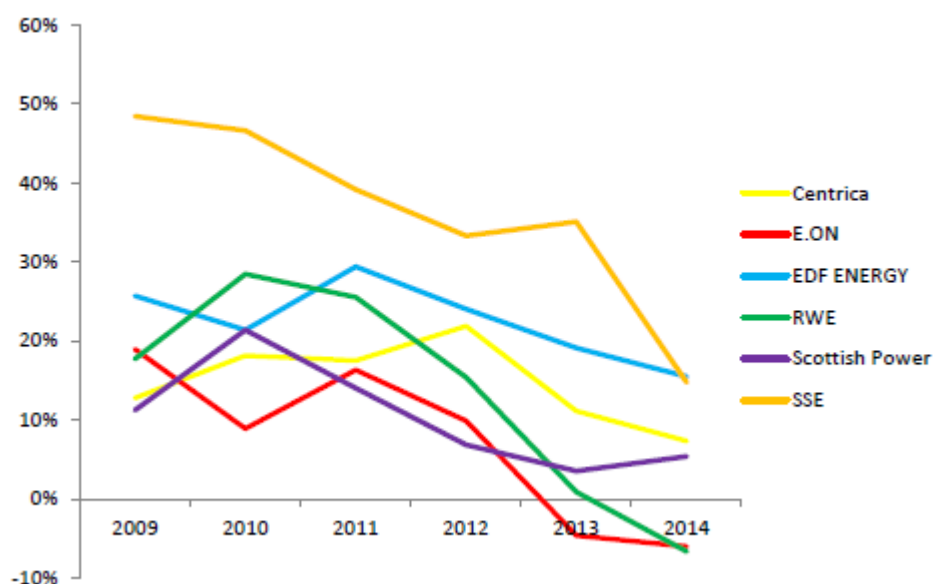


Figura 4-3: Evaluación de rentabilidad de Empresas Generadoras (EBIT) [15]

Adicionalmente, a la rentabilidad por compañía, se obtiene por tipo de generación. En cuanto a la generación convencional se analiza la rentabilidad comparándola con el valor diferencial entre los combustibles (gas natural, carbón y diésel) y la volatilidad del combustible. El análisis de rentabilidad por empresa generadora permite establecer lineamientos de cuando iniciar procesos investigativos de los ciclos con rentabilidades fuera de lo normal.

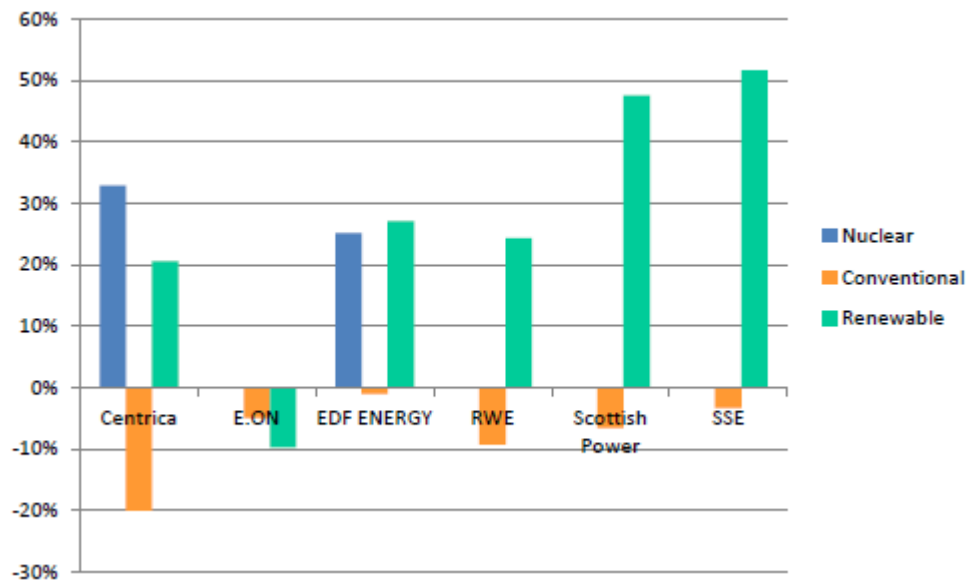


Figura 4-4: Análisis de rentabilidad por tipo de tecnología (EBIT) [15]

Se puede observar cómo se determinan las rentabilidades de cada tecnología por empresa generadora, este análisis permite determinar si se están presentando en el mercado fenómenos de rentabilidad anormales, por ejemplo, si una unidad convencional estuviera generando rentas excesivas, sin que se presentasen volatilidades fuera de lo normal en el mercado de combustibles.

Por otro lado, uno de los análisis importantes para determinar los comportamientos de los distintos agentes, radica en determinar el grado de contratación de cada una de sus unidades, lo que puede estar representado a través de contratos a largo plazo en el retail o bien a través de la integración vertical entre empresas generadoras y entidades de retail.

Finalmente, OFGEM realiza un análisis de la liquidez del mercado spot (“Wholesale Market”) para efectos de determinar si el nivel de integración vertical entre las empresas generadoras y las entidades de retail, evita la entrada de nuevos competidores al retail, y con ello genera condiciones de baja competencia. Como se indicó previamente, el análisis de las medidas para monitorear la competencia del retail se encuentra fuera del alcance de la presente investigación.

Respecto a los reportes de OFGEM, los análisis del mercado energético se realizan a través de indicadores on-line, los que permiten dar indicios respecto a comportamientos ajenos a la competencia. Adicionalmente y de manera anual se emiten documentos que resumen las acciones y los indicadores de cada uno de los agentes que participa en el mercado, en donde se incluye el análisis de los indicadores que fueron mencionados en los párrafos anteriores.

4.3 Mercado del Estado de California – Estados Unidos

4.3.1 Descripción del mercado y responsabilidades de la entidad monitora.

El mercado eléctrico de California, es uno de los de mayor relevancia en EEUU, y el único ISO que se encuentran en el lado oeste de dicho país, comprende prácticamente un 95% del estado de California, y adicionalmente coordina los mercados en tiempo real de Pacific Corp, Arizona, Nevada y se encuentra integrando otros mercados de la zona oeste de EEUU (WECC).

La estructura de mercado se constituye a partir de un mecanismo de oferta tanto a nivel de generación como de demanda retail, adicionalmente posee competencia en el mercado de servicios complementarios, y derechos de congestión de líneas de transmisión. Para fijar los niveles de despacho existen dos mercados principales el denominado “day-ahead”, el que establece las condiciones de oferta y demanda del día anterior, dicho contrato finaliza con la casación de las subastas tanto de oferta como de demanda, lo cual genera el despacho físico de las unidades generadora, dicho mercado fija el costo marginal del sistema para las siguientes 24 horas. Adicionalmente, todas las modificaciones respecto a lo programado se transan en el mercado de tiempo real “real-time market”, el cual maneja los desbalances entre las subastas (ya sea de generación o de demanda) y el consumo real de energía, dicho mercado se conoce como el EIM (“Energy Imbalance Market”), dicho mercado tiene un costo distinto al “day-ahead” y deben recurrir a él todos aquellos agentes que se desviaron de su programa informado. El mercado de servicios complementarios, se encuentra establecido en el EIM.

El operador de la red y del mercado, corresponde a CAISO (“California Independent System Operator”), el cual al igual que en el caso chileno, no posee activos en el sistema. La regulación del mercado es efectuada por las autoridades del estado de California, y adicionalmente al encontrarse el estado de California interconectado con otros estados de EEUU, la regulación global es regida por FERC (Federal Energy Regulatory Commission).

El monitoreo de la competencia, es efectuado por el Departamento de Monitoreo de Mercado, el cual es independiente de las vicepresidencias de CAISO, y solo depende del Directorio de la entidad, como se puede apreciar en el organigrama de la organización:

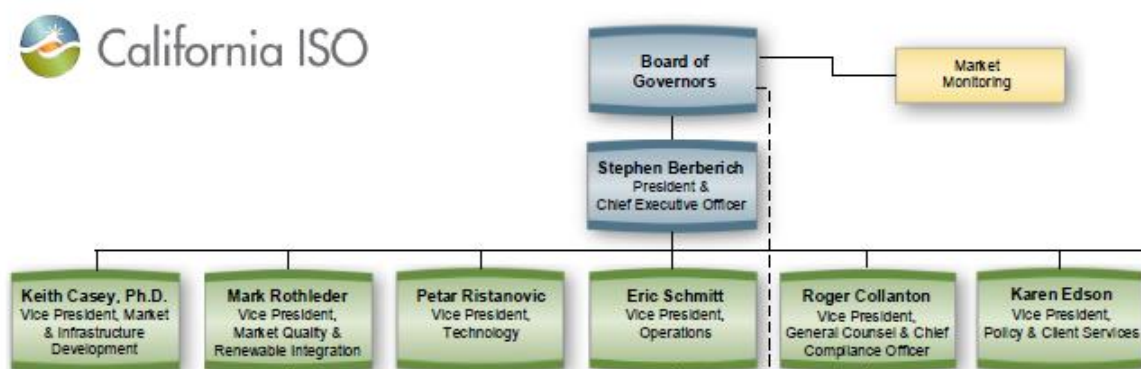


Figura 4-5: Organigrama CAISO 2016 (Fuente: sitio web CAISO)

La visión del Departamento de Monitoreo de Mercado (DMM), consiste en realizar una supervisión independiente del mercado para proteger tanto a consumidores como participantes, de posibles fallas de mercado, potenciales violaciones de las reglas del juego y de abusos de poder de mercado. Éste se encuentra formado por ingenieros y economistas expertos en regulación eléctrica y derecho de la competencia. [16]

La responsabilidad del área que monitorea la competencia, se basa en dar seguimiento al comportamiento del mercado, siendo las siguientes líneas de acción:

- a) Evaluar el desempeño del mercado, con el fin de identificar posibles prácticas anticompetitivas o ineficiencias en la operación del mercado.

- b) Evaluar las reglas del mercado y las prácticas operacionales de CAISO.
- c) Realizar análisis respecto a las señales de inversión del mercado, con la finalidad de analizar la efectividad de las medidas de inversión presentes en el sistema, tanto en el nivel de generación, transmisión y demanda.
- d) Identificar barreras de entrada para nuevos competidores.

Como observamos la unidad que se encuentra a cargo del monitoreo de la competencia, adicionalmente realiza funciones de supervisión de las prácticas del mercado a nivel regulatorio y de prácticas procedimentales del operador.

4.3.2 Objetivos y rango de acción del monitoreo de la competencia

Como se indicó en la sección anterior, el monitoreo de la competencia en CAISO se enfoca en la conducta de los agentes, en la evaluación de las reglas del mercado y en las condiciones de inversión que permiten el ingreso de nuevos competidores al sistema, dentro de este esquema tiene por objetivo realizar un análisis, entre otros, de los siguientes parámetros:

- Características de las unidades generadoras (combustible utilizado, rangos de operación, consumos específicos, entre otros)
- Propiedad de las unidades generadoras, incluyendo distribución accionaria.
- Conducta de las subastas y cantidad de generación auto despachada.
- Comparación entre la programación del mercado y la operación en tiempo real.
- Comparación entre Pronósticos de demanda y demanda real del sistema.
- Costos marginales del sistema.
- Precios de congestión
- Indicadores asociados a los precios del combustible
- Comparación con los precios marginales del resto del EEUU
- Mitigaciones de las ofertas producto de actos anticompetitivos.

Las investigaciones que realiza el DMM se realizan de manera confidencial, no compartiendo las posibles investigaciones con el resto de la entidad (CAISO) a efectos de mantener la mayor independencia posible del régimen operativo normal del operador.

Las violaciones a las normas de competencia son informadas a FERC, para que dicha agencia tome acción sobre los agentes, CAISO no tiene atribuciones para establecer multas a los participantes del mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, el DMM ha desarrollado herramientas que permiten tomar acciones mitigatorias para disminuir el poder de mercado en el mercado de subastas. Dichas acciones se realizan a través de mitigaciones de ofertas y estableciendo límites superiores e inferiores de aceptación de ofertas de generación.

Para estos efectos el DMM desarrolló pruebas en línea, que permiten identificar posibles comportamientos abusivos, siendo uno de los más importantes la identificación de poder de mercado local ante restricciones de transmisión (“Dynamic competitive path assessment”). Este test se realiza una vez que todas las restricciones del despacho de unidades ha sido efectuado y considera la totalidad de las ofertas realizadas por los agentes generadores, considera para potenciales líneas de transmisión que son reconocidas por generar restricciones que implican en desacoples de los costos marginales del sistema y evalúa el suministro marginal de los competidores de la zona, a través de un análisis pivote, si en dicho análisis se observa que menos de tres competidores poseen la habilidad para establecer un costo marginal elevado en la zona, se gatilla el recurso de mitigación, forzando a que las ofertas realizadas no superen un valor determinado por el costo marginal de la zona, en función de los costos de producción esperados. El test se realiza tanto el mercado del día anterior (“Day- ahead”), como en el mercado intrahorario (HASP), en el que se consideran no solo las ofertas realizadas por los competidores locales, si no también todas aquellas unidades que son capaces de entrar en operación en el rango de tiempo del análisis (75 minutos previo a la operación en tiempo real).

4.3.3 Reportes e indicadores de competitividad

El DMM tiene mandatado realizar reportes cuatrimestrales y adicionalmente un informe global mensual. Los informes analizan la estructura del mercado y los niveles de competencia del periodo analizado.

A nivel de resultados del mercado se realiza el seguimiento de los precios de los mercados del día anterior, y los mercados intradiarios de 15 y 5 minutos, analizando las diferencias entre ellos. Para el mercado en tiempo real se efectúa una comparación de la volatilidad de los precios, con el objetivo de analizar el principal responsable de la variación, la que puede estar afectada por movimientos de generación o bien por movimientos en la demanda programada. Asimismo, analiza la cantidad de instantes en los cuales los precios punta fueron gatillados, incrementando así el costo del EIM.

Respecto a las congestiones en el sistema de transmisión, se realiza una estadística de la cantidad de periodos que generaron desacoples de precios, y su efecto en la variación de precios locales.

Sobre el mercado de servicios complementarios, realiza un análisis detallado del uso de cada uno de estos servicios y su impacto en los costos de operación del sistema, asimismo evalúa el uso que se dio de cada uno de los servicios complementarios por efectos de variación en generación convencional, generación renovable y variaciones de demanda.

Las variaciones de precio en particular entre los mercados del día anterior e intradiarios, son analizadas en función de establecer el responsable, en particular se pone especial atención a las subastas que realiza la demanda, dado que estas generan una modificación en el pre despacho de las unidades, y que, en el caso de unidades con altos tiempo y costos de partida y parada, no podrán salir de servicio de manera instantánea.

A nivel del monitoreo de inversión de unidades generadoras, se efectúa un análisis respecto a los costos variables de generación, sus costos variables no combustibles y los costos financieros de las unidades generadoras y se compara con la ganancia que se obtiene a partir de los ingresos por venta de energía, potencia y servicios complementarios. Esto da una señal respecto a la criticidad de estas unidades de tener contratos a largo plazo como medida para impulsar la inversión.

Las medidas estructurales para analizar la competitividad del mercado se basan en los siguientes indicadores:

Test de oferente pivote: Mide la habilidad de abastecer la demanda dejando cualquiera de los oferentes fuera del mercado, en este caso dicha oferta se transforma en pivote. Este test se puede realizar dejando a una, dos o tres de las mayores compañías fuera del despacho y evaluar en dichas condiciones cuanta demanda puede ser abastecida. Este test permite determinar el nivel de oligopolio presente en el mercado, y la habilidad de que dichos competidores puedan influir en los precios del sistema.

Índice de oferta residual (RSI): Este índice corresponde a la proporción de oferentes no pivotes que pueden abastecer la demanda. Un índice residual inferior a 1.0 indica posibles niveles anticompetitivos en el mercado, cuando se excluye a los oferentes más grandes. Este análisis se realiza de manera horaria, evaluando la oferta residual dejando fuera 1, 2 o 3 oferentes más grandes.

Para efectos de monitorear la energía programada a través del esquema “day ahead”, se calcula el RSI sin considerar restricciones de transmisión. Posteriormente se identifican áreas geográficas en las cuales se pueden producir desacoples de precio, y se analiza dicha zona considerando solo el poder de mercado local, considerando el mismo criterio 1, 2 o 3 oferentes mayores fuera de servicio.

Otro indicador importante, es monitorear la factibilidad de que un generador debe ser despachado de manera local de manera forzada producto de requerimiento del sistema. En dicho caso, el DMM determinar el costo eficiente que dicho generador podría ofertar, para efectos de ser retribuido de manera acorde. Es responsabilidad del DMM establecer dichos toques de ofertas.

Otros índices monitoreados, son las congestiones de transmisión y efecto en los desacoples de precios (generando poder local de mercado), ofertas de costos de partida y parada y ofertas de operación en mínimo técnico de las unidades.

Finalmente, es importante destacar que adicionalmente de los reportes cuatrimestrales y anuales los cuales dan una revisión completa al comportamiento del mercado eléctrico, el DMM realiza monitoreo respecto a las variables que afectan fuertemente el despacho de las unidades del mercado de California, como por ejemplo análisis de la volatilidad de los combustibles, en particular del gas natural y su uso en la operación en tiempo real.

4.4 Mercado PJM

4.4.1 Descripción del mercado y responsabilidades de la entidad monitora.

PJM es una organización regional de transmisión (RTO) que coordina el mercado eléctrico de la zona este de EEUU, con 13 estados y un distrito a su cargo. Es el operador que mayor potencia instalada posee en EEUU, y es uno de los más grandes del mundo, con más de 183.000 MW instalados, abasteciendo a más de 61 millones de personas.

Los productos que son operados por PJM corresponden al mercado “day-ahead”, al mercado de tiempo real, mercado de capacidad (similar al pago por potencia de suficiencia chileno), mercado de regulación de frecuencia y de reservas sincronizadas. Adicionalmente coordina los derechos financieros de transmisión. Los mercados de energía se encuentran implementados a través de ofertas de generación de energía y productos asociados. La demanda puede optar a ser autoabastecida (se da en zonas en que previamente eran “Utilities”), a través de contratos bilaterales físicos o bien a través de compras spot.

Dado que afecta de manera integral todos los procesos de PJM, el rol de monitoreo se encuentra externalizado en una empresa auditora externa completamente independiente, y formada por el antiguo personal de la Unidad de Monitoreo de Mercado (MMU) de PJM, esta empresa es denominada Monitoring Analytics.

4.4.2 Objetivos y acciones del monitoreo de la competencia

El rol que debe cumplir la entidad que monitorea el mercado, se fundamenta en reportar, monitorear y evaluar el diseño del mercado. En función de lo anterior, es

responsable de monitorear que las transacciones se realizan cumpliendo las reglas del mercado, identificar actuales o posibles fallas en las reglas del mercado, problemas estructurales que implican conductas anticompetitivas y supervisar de manera constante el poder de mercado que ejercen cada uno de los agentes.

La acción del monitoreo de mercado, implica supervisión y permanente recomendaciones de modificación de toda la cadena productiva, pasando por los mercados de energía, mercado de capacidad, respuesta de la demanda, transacciones con otras áreas de control fuera de PJM, servicios complementarios y la planificación y expansión del sistema.

FERC da atribuciones a la unidad de monitoreo de mercado de PJM para iniciar investigaciones, las cuales pueden realizarse tanto hacia las empresas participantes del mercado, así como para el comportamiento y cumplimiento de la normativa por parte de PJM. Adicionalmente, debe informar a FERC en el caso de que las recomendaciones que lleva a cabo no sean consideradas por parte de PJM, e indicar cualquier violación a la competitividad del mercado.

Para efectos de monitorear adecuadamente el comportamiento de los agentes, la MMU posee una base de datos la cual se alimenta en tiempo real de los datos solicitados a PJM, adicionalmente posee cláusulas de confidencialidad con FERC, lo que le permite obtener antecedentes que no tiene a la vista la RTO. Dentro de esta base, uno de los elementos importantes es mantener la información necesaria para determinar los costos marginales de las unidades, y de esta manera establecer la desviación entre las ofertas realizadas y sus costos de operación reales.

A la fecha PJM no ha requerido establecer herramientas que realicen mitigación preventiva de ofertas, como efectivamente se presentó en el caso del mercado de California, sin perjuicio de lo anterior, en la evaluación anual del mercado, efectivamente se observa que existen zonas con bajos niveles de competencia ante escenarios de congestión de líneas de transmisión, en los cuales tiene permitido establecer topes de ofertas.

Otro punto importante de monitoreo, reside en la verificación de los parámetros operacionales de las unidades generadores, y como estos son presentados en las ofertas de generación, compara los mínimos técnicos, costos y rampas de partida y parada, evalúa el comportamiento del despacho en tiempo real, en particular realiza un análisis de los ingresos y retiros de unidades al sistema, tanto forzados como por orden de centro de control, esto le permite determinar las diferencias de precios entre las ofertas realizadas en el mercado del día anterior, y el mercado de tiempo real.

4.4.3 Reportes e indicadores de competitividad

La MMU de PJM, al igual que en el caso de CAISO, debe efectuar reportes cuatrimestrales y un reporte general anual. Estos reportes tienen por objetivo establecer el comportamiento detallado del mercado, y con esto justificar las medidas de generar investigaciones, acusaciones a la FERC o bien realizar recomendaciones de modificaciones de la estructura y diseño de mercado.

A través de dichos reportes, evalúa los comportamientos y niveles de competencia de cada uno de los mercados que coordina PJM.

Para efectos de evaluar la competitividad del mercado, los índices más utilizados corresponden al HHI y al test pivote. En el caso del mercado de la energía, el indicador de concentración utilizado es el HHI, este se calcula por tramos considerando zonas del día en que se encuentra solo unidades de carga base, otros en la zona intermedia, y finalmente en la zona de “peaking”. Con esto se puede evaluar las tecnologías de mayor presencia en cada momento del día, y con ello analizar el nivel de poder de mercado que tienen algunos agentes en ciertos periodos del día, tal como se puede apreciar en la siguiente figura:

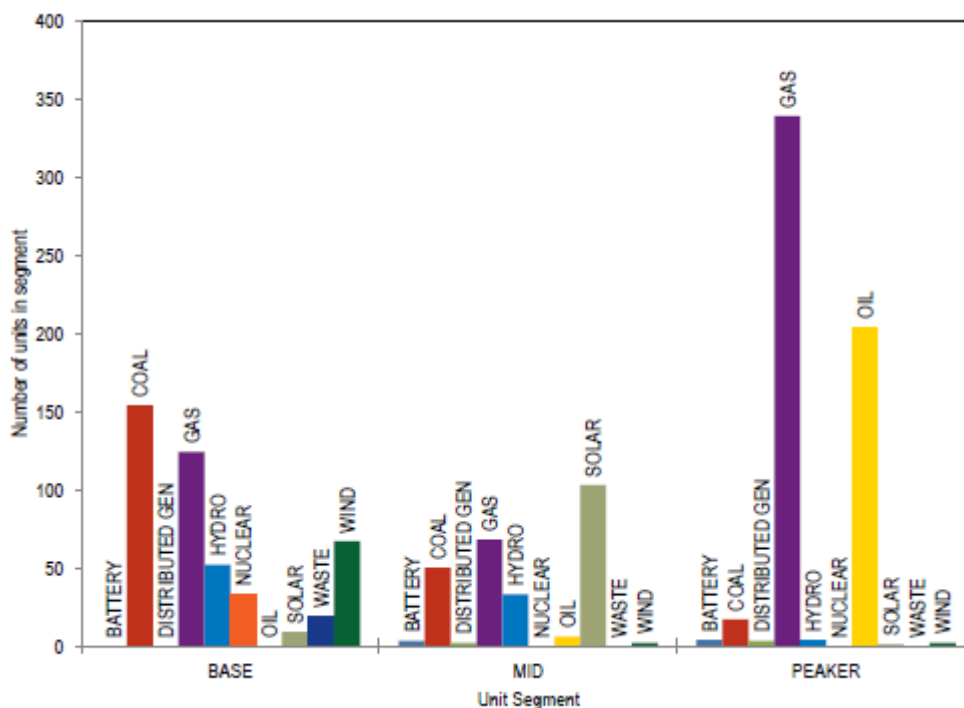


Figura 4-6: Distribución de concentración PJM por bloque horario [17]

Otro análisis de competitividad importante lo hace a través del análisis pivote, en el cual evalúa el nivel de competencia local, el procedimiento es el mismo que en los casos analizados previamente, es decir determina la factibilidad de abastecer la demanda considerando entre uno a tres de los agentes más grandes fuera del mercado.

Otro indicador relevante a destacar corresponde en las ganancias del parque generador en su totalidad, el objetivo es evaluar el comportamiento del mercado, descartando los costos variables de generación. Es importante destacar que este índice sólo se calcula para aquellas unidades que transan su energía en el mercado del día anterior, o en el tiempo real, dado que no analiza las ganancias de las unidades que tienen contratos bilaterales de largo plazo.

Adicionalmente en analiza comportamientos propios del mercado, como por ejemplo el nivel de programación de la reserva, reserva óptima, costo esperado de prestación de servicios complementarios, cumplimiento de los estándares de emisiones, entre otros.

4.5 Análisis Comparativo

En conclusión, se observan distintos niveles de monitoreo de la competencia en el sector eléctrico, dependiendo de la atribución que tenga la entidad que lo realiza. Al respecto, para el caso chileno, el caso más similar a nivel de atribución corresponde a la unidad de monitoreo de la competencia del operador de California, sin perjuicio de lo anterior los índices a adoptar serán una combinación de los mercados analizados y que tengan un mayor impacto en el nivel de competitividad de un mercado de costos declarados como el chileno. En dicho caso, y considerando las características oligopólicas del sistema eléctrico chileno, se hace de vital relevancia analizar las rentabilidades de las unidades generadoras y de las empresas, como se realiza en el reino unido, a efectos de poder establecer de manera oportuna comportamientos anticompetitivos de los agentes.

Como resumen del presente capítulo, la Tabla 4-2, presenta un análisis comparativo entre los distintos esquemas de monitoreo de mercado y competencia a nivel mundial analizados. Con este enfoque se construirá la propuesta de monitor de mercado y competencia para el mercado chileno que se describe en los capítulos siguientes.

Tabla 4-2: Análisis comparativo de principales indicadores del Benchmark Internacional

Parámetro	Australia	Gran Bretaña	California	PJM
¿Quién lo realiza?	Regulador	Agencia Gubernamental Independiente	Unidad Independiente dentro del Operador de Red	Unidad auditora externa
Atribuciones para modificar el diseño del mercado eléctrico.	SI	SI	NO, solo propone	NO, solo propone
Mercado de Generación	Ofertas "Day - Ahead", Tiempo Real, regulación de frecuencia	Ofertas "Day - Ahead", Tiempo Real, regulación de frecuencia, SSCC	Ofertas "Day - Ahead", Tiempo Real (15 y 5 min), regulación de frecuencia, SSCC	Ofertas "Day - Ahead", Tiempo Real (15 y 5 min), regulación de frecuencia, SSCC
Tipo de Demanda	Contratos financieros no vinculantes	Contratos bilaterales físicos	Contratos bilaterales físicos o mercado spot	Auto abastecimiento, contratos bilaterales físicos o mercado spot
Análisis de Rentabilidad UUGG	NO	SI	NO, solo monitorea que las condiciones de mercado permitan recuperar costos de inversión	NO, solo monitorea que las condiciones de mercado permitan recuperar costos de inversión
Nivel de Concentración (HHI)	Global	Local y por tecnología	Local	Local, por tecnología y diferenciando horarios.
Acciones preventivas en el despacho de unidades generadoras	NO	NO	SI	NO, pero tiene la facultad
Cumplimiento de emisiones	NO	SI	NO	SI
Cursa multas	SI	SI	NO	NO
Análisis de volatilidad de combustibles	SI	SI	SI	SI
Tipo de Reportes	Semanales, cuatrimestrales y anuales	Anuales	Cuatrimetrales y Anuales	Cuatrimetrales y Anuales

5 Análisis de Competitividad del Mercado Eléctrico Chileno

5.1 Evaluación diseño del mercado eléctrico

Para efectos de evaluar la competitividad del mercado, como análisis inicial se evalúa la competitividad estructural del mercado chileno, a efectos de determinar los principales riesgos bajo los cuales se puede incurrir en prácticas anticompetitivas por parte de los agentes, y aquellos vacíos regulatorios que permiten a las empresas generadoras efectuar poder de mercado sobre los clientes del sistema eléctrico.

Con el fin de comprender el problema al que se ven enfrentadas las empresas generadoras, recordemos que la función objetivo con la cual establecen sus ingresos los agentes, se encuentra establecido por la venta de energía y potencia al mercado spot, denominadas inyecciones, el cual se determina en función de la casación de la unidad marginal con la demanda instantánea del sistema, y por otro lado con la venta de energía a los clientes, ya sean libre o regulados, denominadas retiros, lo cual se realiza a través de contratos de largo plazo, los cuales se transan a precios previamente pactados o licitados entre las partes, los que funcionan como un instrumento financiero “forward”, dado que se estipula un precio previo que estabiliza las condiciones de venta, independiente de las condiciones del mercado futuro, bajo este esquema el generador asume el riesgo de la transacción.

Es importante destacar que el mercado eléctrico chileno, se caracteriza por mantener un despacho centralizado de las unidades generadoras, determinado en función de los costos variables de operación de las unidades, el cual se determina en función de los costos combustibles, eficiencia de las unidades, costos variables no combustibles, niveles de los embalses y pronósticos de generación de centrales de pasada, eólicas y solares. Tanto los costos como los parámetros técnicos de las unidades, deben ser declarados por las empresas generadoras al organismo Coordinador de la

Operación (actualmente los CDEC-SING y SIC), los cuales, conforme a la regulación vigente, son auditables.

Sin perjuicio de lo anterior, existen mecanismos bajo los cuales se generan distorsiones en el mercado, las cuales se describen a continuación:

- a) **Operación a mínimo técnico:** las unidades que operan a mínimo técnico por orden económico, es decir cuando su costo variable de operación es mayor al costo marginal de la unidad que es capaz de proveer un MW adicional, dicha unidad no marca el costo marginal del sistema, dejando que la unidad siguiente establezca dicho costo. Al respecto, y dado que el sistema debe cubrir los costos no cubiertos por el costo marginal, dicha diferencia debe ser remunerada por el resto de las empresas generadoras, lo que se conoce como un sobre costo del sistema. Esta distorsión se debe analizar con particular atención respecto a dos puntos principales, la posición de la empresa dueña de la unidad que opera a mínimo técnico respecto al nivel de contratación en el sistema y la capacidad de que dicha unidad por operar a mínimo técnico desplace a generación más barata de otra empresa generadora, aumentando así su porcentaje de participación en el mercado de tiempo real. Es de particular importancia relevar dentro del análisis operativo, la razón por la cual la unidad se encuentra operando a mínimo técnico, específicamente observar si dicha operación se justifica por criterios técnicos, como estabilidad de tensión o congestiones del sistema de transmisión, o bien es producto de limitaciones de sus parámetros técnicos como los tiempos de partida, detención y operación, los cuales restringen la operación óptima de la unidad.
- b) **Limitación de unidades:** las limitaciones de unidades pueden provenir desde la operación programada o bien a través de la operación en tiempo real del sistema. Las limitaciones generarán desviaciones del sistema respecto a su punto óptimo de operación, pudiendo incurrir en incrementar el costo marginal del sistema, al requerir generación adicional para cubrir

la limitación de la unidad en cuestión. Respecto a este punto, es de particular interés efectuar un cruce respecto a la posición excedentaria o deficitaria de la empresa que ingresa la limitación, a efectos de analizar si el efecto colateral de la limitación que implica modificar el costo marginal del sistema, está generando sobre rentas a algún agente del sistema. Adicionalmente, es importante determinar la causa de la limitación, la cual puede ser por falta de mantenimiento, criterios ambientales, indisponibilidad de combustible, control de cota, restricciones de riego, entre otras. Las limitaciones también afectan otras prestaciones que debe mantener el sistema eléctrico, como por ejemplo, los márgenes de reserva, dicha condición podría generar requerir despachar generación adicional solo para cubrir los requerimientos de reserva, lo que podría incidir en sobre costos para el resto de los agentes.

- c) **Congestiones de transmisión:** el sistema de transmisión al tener una capacidad finita, genera que, ante ciertos escenarios de generación y demanda, se produzcan congestiones las que implican que los precios entre zonas del sistema varíen de manera significativa, lo que puede implicar que los agentes puedan ejercer poder de mercado de manera local. A nivel global, producto de la complejidad de construcción de líneas de transmisión las congestiones han sido objeto de una de las causas más típicas de distorsión del mercado, tal como se observó en el capítulo anterior, distintos operadores del mundo han generado mecanismos para identificar las congestiones y evitar que estas impliquen alteraciones a los niveles de competitividad del mercado. En Chile, y en particular en el SIC, se observan diariamente congestiones que implican alteraciones a los costos marginales locales de las distintas barras del sistema:

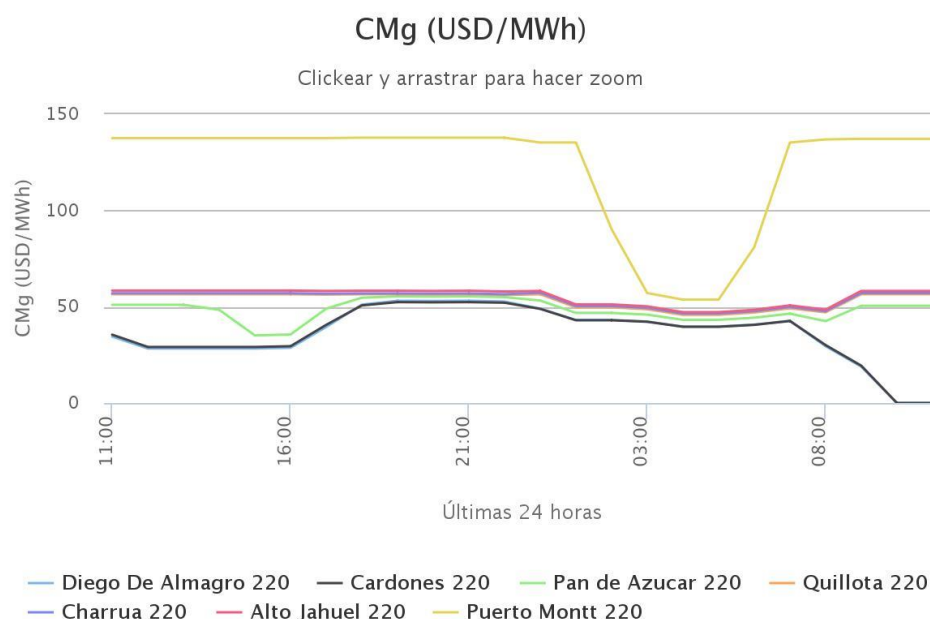


Figura 5-1: Ejemplo Costos marginales del SIC (Fuente: CDEC-SIC)

El efecto de las congestiones en el mercado chileno, es de particular interés dado que producto de las características geográficas del país, lo convierte en uno de los sistemas radiales más largos del mundo. Adicionalmente, dicha característica se ve resaltada por la geografía del país, y la disponibilidad de recursos de generación, tales como cuencas para generación hidráulica, zonas de con altas corrientes de viento y otras zonas de alta radiación, esta característica requerirá de un sistema de transmisión robusto y con una planificación centralizada de largo plazo, que permita la integración al parque generador de distintas tecnologías de forma de aprovechar los recursos naturales que dispone el país. Un caso ejemplar, es la rápida expansión de generación fotovoltaica en la zona norte de Chile, la cual tuvo un crecimiento mayor a la expansión del sistema de transmisión, dicha descoordinación implicó que actualmente en la zona norte del país se observen costos marginales nulos, producto de que el parque convencional de la zona debe operar a mínimo técnico, con lo cual no se encuentra asignado a marcar el costo marginal. Dada esta característica de diseño del mercado chileno, se hace relevante para el

adecuado monitoreo de la competencia, que se analice de manera temprana los planes de expansión de transmisión, así como la supervisión de los procesos de licitación y construcción de las nuevas líneas de transmisión.

- d) **Indisponibilidad de unidades generadoras:** esta distorsión del mercado se genera ante indisponibilidades de unidades mayores, las cuales deben ser reemplazadas por unidades de mayor costo variable de generación, generando así un incremento en el costo marginal del sistema. La indisponibilidad se puede presentar de manera forzada o bien a través de mantenimientos programados. Respecto a los mantenimientos programados, actualmente ambos CDEC realizan dicha programación optimizando el costo de operación y la probabilidad de tener energía no suministrada a lo largo del año, por lo cual se puede estimar que dicho proceso el cual se encuentra normado por un Anexo Técnico de la NTSyCS, se encuentra apropiadamente coordinado y no generaría problemas de competitividad en el sistema, sin perjuicio de lo anterior, y considerando los altos niveles de concentración del mercado chileno, se recomienda incluir en la determinación del programa de mantenimiento mayor, los niveles de concentración del mercado ante cada periodo de mantenimiento definido. Por otro lado, la indisponibilidad forzada de las instalaciones, no es factible programarla con anticipación, y en el caso de que la unidad indisponible sea una unidad de base, esta podría alterar el costo marginal del sistema, luego es importante detectar si la indisponibilidad favorece a la empresa propietaria, respecto a su posición en el mercado. Sobre este punto es importante mencionar, que actualmente los CDEC ni la SEC llevan controles minuciosos de las fallas o indisponibilidades que presentan las unidades generadoras, dejando dicha información como responsabilidad de las mismas empresas dueñas de las unidades en cuestión.

- e) **Desviaciones de demanda:** actualmente la demanda no es un agente activo en la determinación de los costos marginales del sistema, y posee un rol informativo para efectos de la programación de la operación, esta es tratada de manera diferente en cada CDEC, en el caso del SING esta es informada semanalmente con actualizaciones periódicas por parte de todos los clientes del sistema y en el caso del SIC, esta se informa de manera anual, con lo cual CDEC SIC realiza estimaciones de la demanda esperada. Las diferencias indicadas se basan en el tipo de demanda de cada sistema, en el SING la demanda es mayormente de clientes libres, mientras en el SIC corresponden a consumos regulados. Sin perjuicio de lo anterior, los niveles de demanda informados y programados por los CDEC, influyen directamente en el costo marginal del sistema principalmente por el hecho, de que para suplir la demanda muchas veces se requiere dar partida a unidades con tiempos mínimos de operación o bien no retirar unidades menos eficientes, las cuales incrementan el costo marginal del sistema. Adicionalmente, errores en la estimación de demanda generan que por ejemplo, en el caso de una sobreestimación de la demanda real, muchas unidades se mantengan operando a mínimo técnico alterando así la operación económica del sistema. Este efecto ha generado que, en distintos países, como se observó en el capítulo anterior, la demanda se considere como un agente activo en el proceso de casación de oferta y demanda, con lo cual permite que se generen mayores niveles de competitividad y responsabilidad respecto a la información suministrada. En efecto dependiendo del tipo de contrato que posea el cliente libre con las empresas generadoras, le podría convenir que se encuentren unidades operando a mínimo técnico a efecto de disminuir el costo marginal del sistema, dado lo anterior es importante analizar los efectos de la desviación de demanda sobre la operación del sistema.
- f) **Fallas de Pronósticos de generación:** la generación que es de carácter no programable producto de no poseer capacidad de almacenamiento,

como lo son las centrales hidráulicas de pasada, eólicas y solares fotovoltaicos, requieren emitir pronósticos de generación que permitan optimizar la operación del sistema. Dichos pronósticos en la actualidad, son exigidos que sean informados por las mismas empresas generadoras, lo cual puede traer efectos adversos sobre la operación óptima, principalmente asociado a que la incertidumbre respecto de los pronósticos emitidos por las empresas puede generar que se incremente la reserva del sistema, con lo cual se podría operar en un punto de menor eficiencia para el sistema. Al respecto, es de particular importancia determinar el efecto final de los errores de pronóstico, a efectos de analizar si estos están implicando modificaciones sustantivas a la disposición del parque generador en tiempo real, con lo cual se verían afectados los costos marginales esperados que provienen de la operación programada.

Las distorsiones anteriores, las cuales tienen efectos en la operación en tiempo real del sistema, bajo el esquema actual de determinación del costo marginal del sistema, deben ser subsidiadas por todos los agentes del sistema o por aquellos que se vean afectados directamente en el caso de restricciones locales, lo que podría generar condiciones que impliquen alteraciones en los niveles de competitividad del mercado, considerando los niveles de concentración existentes en el mercado eléctrico chileno.

Al respecto, se relativiza la importancia de determinar el comportamiento en la operación en tiempo real de las empresas generadoras, en función de su capacidad de venta a través de contratos, estableciendo el carácter excedentario o deficitario de los agentes, el cual varía a través de distintos periodos de tiempo, tanto a nivel de temporadas (invierno - verano) como intra diario (día – noche). En efecto si se observan las diferencias entre el costo marginal programado y el costo marginal real, se puede establecer que las distorsiones indicadas previamente, efectivamente se encuentran presente de manera continua en el sistema y se dificulta la incorporación de éstas en la programación del día anterior, tal como se puede observar a continuación:

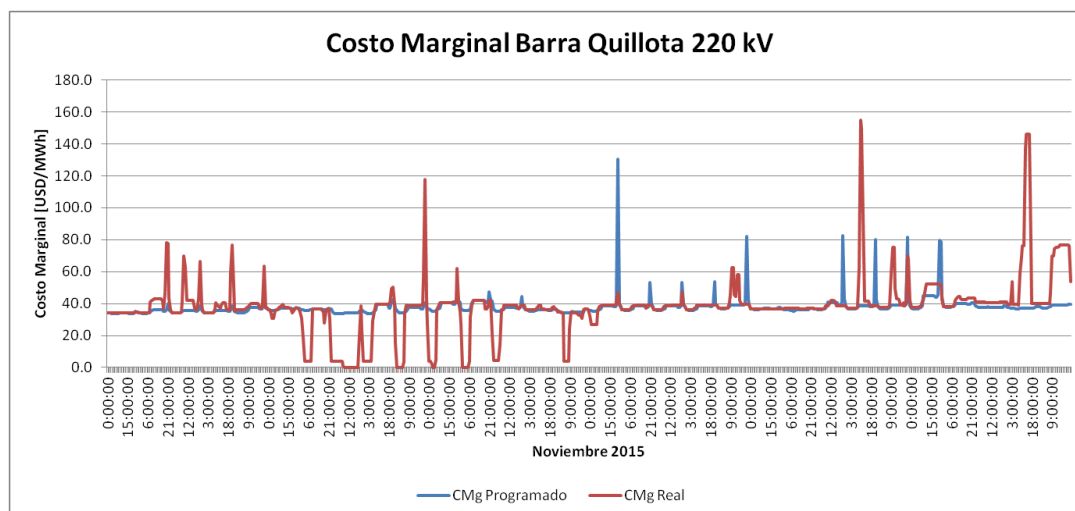


Figura 5-2: Comparación costo marginal programado y costo marginal real del sistema SIC en Barra Quillota 220 kV, para el periodo noviembre 2015. (Fuente: CDEC SIC)

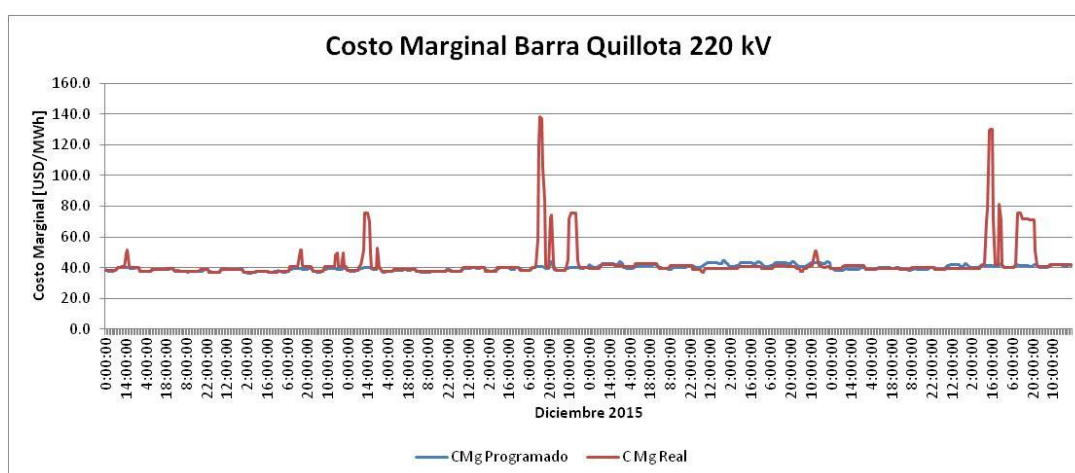


Figura 5-3: Comparación costo marginal programado y costo marginal real del sistema SIC en Barra Quillota 220 [kV], para el periodo diciembre 2015 (Fuente: CDEC SIC)

Las diferencias entre los costos programados y los costos reales del sistema, nos indican que tan distante se encuentra del óptimo la operación real del sistema. Al respecto, y considerando que dichas desviaciones se producen producto de las distorsiones del mercado listadas previamente, sería recomendable que la legislación chilena permitiera contar con un mercado en tiempo real, que se haga cargo de las particularidades de dicha operación, de manera de que no sea vea afectado la totalidad del sistema con los altos precios, sino solo aquellas empresas que generan las desviaciones, este

mercado es conocido internacionalmente como el mercado de desbalances de energía y tiene por objeto transar a un costo mayor las desviaciones de las ofertas de demanda y generación respecto a lo programado.

Finalmente, se destaca que la experiencia internacional muestra que la falta de participación de entidades comercializadoras o bien, de la demanda en sí misma, en el proceso de casación de precios disminuye la competencia en el sistema [18], por lo cual es recomendable que se abra el mercado, y que no sea solo una facultad de las empresas generadoras, el realizar retiros, si no que se introduzca la competencia también a nivel de retail de energía.

5.2 Competitividad por tecnología de generación

Tomando en cuenta la experiencia internacional, se hace relevante establecer las principales características de las unidades generadoras, que le permiten obtener una ventaja comparativa en el mercado a las empresas propietarias. Al respecto, tal como se mencionó en la sección anterior, las distorsiones del mercado pueden estar generadas tanto por tecnologías convencionales como no convencionales, por lo cual no es factible establecer de antemano un prejuicio respecto al nivel competitivo de la empresa, sin embargo es importante tener claridad respecto a las particularidades de las tecnologías, dado que será en esos aspectos en los cuales el Coordinado deberá poner mayor énfasis en su análisis, se analizarán solo aquellas tecnologías presentes en el país.

5.2.1 Centrales Hidráulicas de embalse

La principal característica de las centrales hidráulicas de embalse, es su capacidad de regulación de producción de energía en función de las condiciones de operación del sistema eléctrico. Dependiendo del volumen del agua embalsada, su capacidad de regulación varía desde embalses con regulación diaria a interanuales, lo que brinda la principal característica competitiva de este tipo de tecnología y es que su operación en el tiempo real modificará los precios futuros del sistema.

Dado lo anterior, se puede inferir que la principal variable a monitorear para la operación de las centrales hidráulicas de embalse corresponde al volumen del embalse y a los caudales afluentes futuros y para la cadena de centrales que se encuentra aguas abajo en una misma cuenca, dado que son las variables que tomará en consideración el modelo hidrotérmico para modelar el despacho de la unidad y el costo futuro del agua.

Adicionalmente, producto de la flexibilidad que poseen este tipo de centrales, actualmente en el sistema SIC, se utilizan para prestar el servicio de regulación de frecuencia, dado lo anterior, en el caso de implementar un mercado de SSCC, se hace de relevante importancia verificar la operación de este tipo de centrales, dado que podrían ser las únicas capaces de efectuar el servicio de regulación de frecuencia, lo que puede traer un poder de mercado indeseado para las empresas generadoras propietarias de este tipo de tecnología.

Al respecto, se considera crítico para monitorear adecuadamente el comportamiento de este tipo de centrales lo siguiente:

- Determinación de los niveles de embalse en función de datos SCADA, medibles y auditables.
- Determinación de afluentes en las cuencas, a través de datos medibles y auditables a través del sistema SCADA.
- Estudios propios de determinación de deshielos y afluentes futuros, que permitan estimar con certeza la operación del sistema en el mediano plazo.
- Medición y coordinación con las autoridades correspondientes respecto al uso del agua para las empresas de regantes, a efectos de que las alteraciones en la operación del sistema, producto de externalidades causen el menor impacto posible.

5.2.2 Centrales térmicas a carbón

Las centrales térmicas a carbón se encuentran diseñadas en general a nivel mundial para operar a niveles de operación cercanos a su carga base, sin

embargo considerando las modificaciones que ha sufrido la estructura del parque generador en los últimos años en Chile, en particular con la entrada de altos niveles de generación ERNC, se ha requerido una mayor flexibilidad por parte de las unidades a carbón a efectos de operar de manera económica el sistema interconectado adicionalmente las nuevas exigencias en cuanto a los niveles de emisión que pueden generar estas centrales, ha modificado la estructura de operación de las centrales a carbón. Este tipo de restricciones ha generado que sea de mayor complejidad detectar las restricciones en tiempo real que puedan implicar un comportamiento anticompetitivo, dado que son elevadas las variables que se deben monitorear para controlar la operación de una central térmica a carbón, como por ejemplo niveles de emisión de contaminantes, temperatura del agua de descarga, estabilidad de operación a mínimo técnico, stocks de combustible, entre otras.

Al respecto, se considera crítico para monitorear adecuadamente el comportamiento de este tipo de centrales lo siguiente:

- Supervisión de la declaración de costos de combustible. Al respecto, se observa en los procedimientos de Declaración de costos de Combustible, que en particular el CDEC-SING ha incurrido en un monitoreo detallado de las mezclas de combustible a utilizar en este tipo de centrales, a efectos de establecer el costo real de producción de la unidad, y no en función de un costo estimado.
- Monitoreo y seguimiento a los parámetros técnicos asociados a la potencia máxima, mínimo técnico y parámetros de partida y detención, los cuales se encuentran regidos por Anexos Técnicos de la NTSyCS vigente a la fecha.
- Monitoreo de emisiones, lo cual se puede realizar directamente por el operador o bien en un sistema integrado con la Superintendencia del Medio Ambiente, con la finalidad de verificar que las restricciones emitidas en el tiempo real no son parte de la estrategia con la que la empresa busca alterar el mercado.

- Monitoreo de las limitaciones técnicas permanentes o indisponibilidades de las unidades que generen alteraciones en el funcionamiento óptimo del mercado, y que no cuenten con un respaldo técnico adecuado, lo cual se puede efectuar a través de auditorías técnicas.
- Seguimiento y cumplimiento de los programas de mantenimiento, en función de verificar los costos variables no combustibles declarados de cada central.
- Monitoreo de los precios internacionales del carbón, y verificar su coherencia con el comportamiento de los costos declarados para la operación.

5.2.3 Centrales térmicas de ciclo combinado

Por sus características de flexibilidad estas unidades tienen la mayor capacidad de alterar significativamente el costo marginal del sistema. Adicionalmente, la flexibilidad de las unidades a ciclo combinado les permite operar y parar al menos una vez por día, lo que les permite ser en conjunto con las centrales hidráulicas, un complemento adecuado para la incorporación de centrales ERNC a la matriz energética, por lo que se prevé que este tipo de centrales puedan entrar de manera masiva al parque generador del país. Dado lo anterior es de particular interés analizar las variables de decisión sobre las cuales afectan la competitividad del mercado este tipo de tecnologías. Por otro lado, el combustible utilizado por estas centrales el que principalmente es GNL, al ser un bien escaso en el país, representa uno de los factores de riesgo más críticos para el monitoreo de la competencia en el mercado Spot, dado que actualmente las empresas generadoras optimizan tanto la disponibilidad del gas natural así como el precio que declaran, siendo crítico cuando se generan transacciones de combustible entre generadores, que pueden implicar una alteración en los costos de operación del sistema.

Al respecto, uno de los aspectos claves para efectos de monitorear la competencia, redundan en la capacidad del Coordinador para evaluar y conocer

los contratos de suministro de las empresas generadoras, con el objetivo de determinar la operación óptima del sistema, con la información más fidedigna posible. En dicho contexto, la información que el Coordinado deberá mantener disponible para la programación de la operación consiste en mantener en conocimiento los volúmenes de combustible que se encuentren destinados a generación de energía, y el costo variable esperado de dicho volumen. Por otro lado, también debiera estar en conocimiento respecto a los acuerdos de compra y venta del gas destinado a generación para otros mercados (residencial, industrial, etc.), de manera de que no se reporten indisponibilidades de combustible que efectúen variaciones respecto a los costos marginales esperados del sistema, con lo cual las empresas generadoras pudieran estar efectuando poder de mercado.

Adicionalmente al efecto en la disponibilidad y costo del combustible primario de este tipo de centrales, existen parámetros técnicos propios de las unidades de ciclo combinado que pueden afectar la operación diaria del sistema, y con ello el efecto final sobre los costos de operación del sistema. Uno de los parámetros críticos de estas unidades, las que por los costos de combustible esperados, en general se encuentran marcando el costo marginal del sistema u operando a mínimo técnico, corresponde a los tiempos mínimos de operación, parámetros de partida y detención y al nivel de mínimo técnico de estas unidades, por lo cual y a efectos de mantener un adecuado monitoreo de la competencia, se hace relevante que el Coordinador tome acciones que permitan auditar y corroborar los parámetros técnicos informados por las empresas.

Conforme a lo indicado anteriormente, se considera crítico para monitorear adecuadamente el comportamiento de este tipo de centrales lo siguiente:

- Supervisión de la declaración de costos de combustible. Para estos efectos es importante destacar que la Comisión Nacional de Energía, en conjunto con entidades técnicas públicas, privadas y de la academia ha trabajado en la elaboración de una Norma Técnica que establece las

normas de operación de las unidades a GNL y que debiera ser la base sobre la cual se monitoreará la competencia de este tipo de centrales.

- Monitoreo y seguimiento a los parámetros técnicos asociados a la potencia máxima, mínimo técnico y parámetros de partida y detención, los cuales se encuentran regidos por Anexos Técnicos de la NTSyCS vigente a la fecha.
- Monitoreo de emisiones, lo cual se puede realizar directamente por el operador o bien en un sistema integrado con la Superintendencia del Medio Ambiente, con la finalidad de verificar que las restricciones emitidas en el tiempo real no son parte de la estrategia con la que la empresa busca alterar el mercado.
- Monitoreo de las limitaciones técnicas permanentes o indisponibilidades de las unidades que generen alteraciones en el funcionamiento óptimo del mercado, y que no cuenten con un respaldo técnico adecuado, lo cual se puede efectuar a través de auditorías técnicas.
- Seguimiento y cumplimiento de los programas de mantenimiento, en función de verificar los costos variables no combustibles declarados de cada central, en particular para unidades que presenten altos niveles de Ciclaje (partidas y paradas dentro de un mismo día).
- Monitoreo de los precios internacionales del gas natural, y verificar su coherencia con el comportamiento de los costos declarados para la operación, tanto en el corto como en el mediano y largo plazo.

5.2.4 Centrales ERNC e hidráulicas de pasada

Este tipo de centrales, dado que se considera que los costos variables de operación son nulos, dado que no incurren en costo de combustible, ni tampoco tienen costos de oportunidad en el uso del recurso primario, se programan y operan en función de los pronósticos de generación, los cuales estiman la generación esperada en el corto plazo.

Al respecto, y considerando el carácter intermitente de la generación renovable, en particular la eólica y la fotovoltaica, y ante escenarios de alta penetración, implican que se deben incrementar los niveles de reserva del sistema en función de la incertidumbre que pueden imponer sobre la operación un mal pronóstico de generación. Lo anterior puede incidir en que se aumente el nivel de unidades operando a niveles de mínimo técnico por el incremento de los niveles de reserva, lo que implicaría que se estarían alterando las condiciones óptimas de operación, y modificando con esto los costos marginales del sistema.

Conforme a lo anterior, es crítico monitorear el efecto que tiene sobre los balances de generación y retiro de las empresas con tecnologías de carácter intermitente, y determinar si las fallas en los pronósticos podrían generar sobre rentas al modificar el costo marginal del sistema. Al respecto, el Coordinador debiera tener herramientas tecnológicas que le permitan estimar la generación esperada y así evitar corregir el efecto no deseado.

Respecto a las centrales hidráulicas de pasada, se observa que existe bajo nivel de control sobre la generación esperada, la cual es solamente informada por los propietarios de este tipo de tecnología, y no se encuentra contrastada con datos de campo, que permitan corroborar la información provista por los propietarios. Si bien se puede esperar que este tipo de centrales, se mantenga siempre en servicio mientras mantenga disponibilidad de su recurso primario, dependiendo de la dimensión de la central podría generar ante información no verídica que se despachen de manera local o global tecnologías de generación de un costo variable superior, lo que le permita manejar el costo marginal de su barra de inyección y con ello incrementar sus rentas.

5.3 Estado del mercado chileno

Para efectos de determinar el estado actual del mercado chileno en términos competitivos, se realizará un análisis de la estructura tanto de los mercados de los dos sistemas interconectados principales del país (SIC y SING), en los análisis que se presentan a continuación, se consideraron las empresas filiales

y relacionadas como parte de un mismo grupo generador, considerando que dichas empresas filiales operan de manera integrada, y poseen la habilidad de manejar información estratégica entre ellas, por lo cual se considera como un solo bloque competitivo, por ejemplo en el SING las empresas Inversiones Andina e Inversiones Hornito, son calificadas como empresas independientes, sin embargo ambas depende de la acción de E-CL (Grupo ENGIE), por lo cual se agruparon a efectos de analizar el comportamiento competitivo.

En función de lo anterior, se establece que para el SING existen 21 empresas competidoras entre sí, donde 3 de ellas dominan el 94% del mercado, a razón de la capacidad instalada, en función de la energía generada se observan comportamientos similares, en los cuales la fluctuación de concentración de las tres empresas varía entre un 94% a 98%.

Al determinar el índice de concentración del mercado, se establece un HHI de 3116, lo que implica un mercado altamente concentrado, con un oligopolio determinante y un competidor fuerte como E-CL que domina el 40% del mercado en potencia instalada y en energía generada promedio, típicamente se encuentra en rangos entre 40 – 50% de la energía total generada diaria.

Tabla 5-1: Competitividad mercado SING (Fuente: CDEC-SING)

Número de Empresas Competidoras	21
Potencia Instalada	5371.25 [MW]
Demanda Promedio	2400 [MW]
HHI	3116



Figura 5-4: Niveles de concentración en el SING a mayo de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

En cuanto a los niveles de concentración del SIC, se analizó el caso con las centrales actuales de Endesa las cuales se integrarán con las de Enel Green Power, bajo la misma filial Enel. En dicho contexto, Enel pasa a tener un gran poder de mercado con aproximadamente un 40% de la capacidad instalada. En el caso del SIC, al existir un mayor número de competidores el índice HHI es más bajo que en el SING, con 2092, lo que mantiene a este mercado como altamente concentrado, y con un oligopolio claramente establecido.

Tabla 5-2: Competitividad mercado SIC (Fuente: CDEC SIC)

Número de Empresas	156	
Competidoras		
Potencia Instalada	16986.81	[MW]
Demanda Promedio	8500	[MW]
HHI	2092	



Figura 5-5: Niveles de concentración en el SING a mayo de 2016 (Fuente: CDEC SIC)

Una vez que se interconecten los sistemas, se incorporará E-CL como parte de los generadores de mayor consideración del sistema, y en dicha oportunidad el 80% de la concentración del mercado se dividirá en los cuatro actores principales, lo que implica un incremento en el nivel de competencia del mercado chileno. Si bien los índices de concentración siguen siendo elevados, con un HHI de 1883, este se acerca más a un mercado moderadamente concentrando, con un oligopolio que debiera tender a un mayor impulso a competir entre sí.

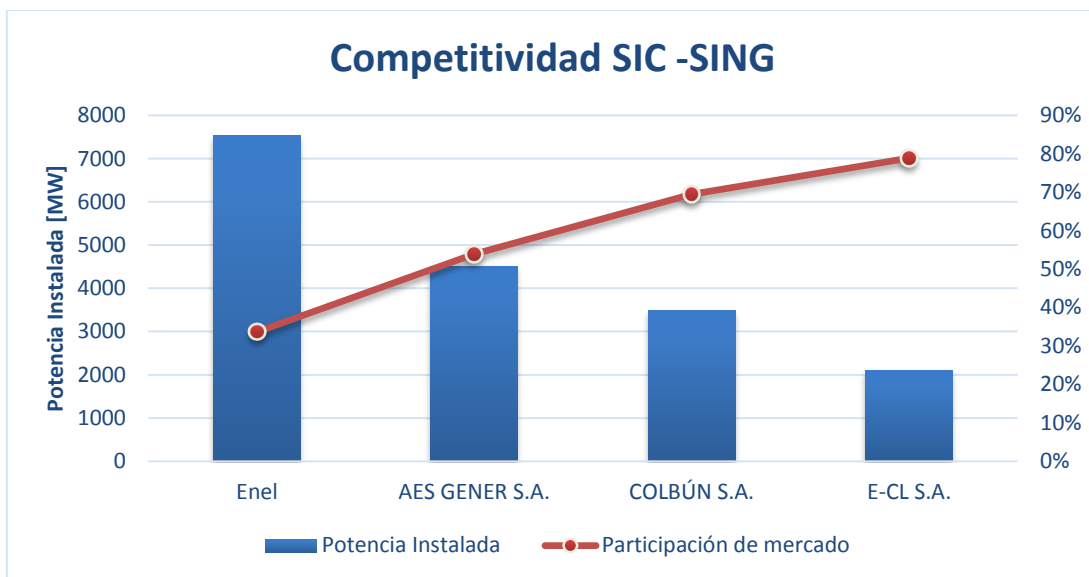


Figura 5-6: Niveles de concentración sistema interconectado SIC –SING (Fuente: CNE)

Si bien la potencia instalada da un índice relevante respecto a los niveles de competitividad del mercado, se hace relevante verificar el comportamiento de las empresas en el mercado de contratos, dado que, a través de la diferencia de precio entre los costos marginales y los costos de retiro del sistema, es donde podrán obtener sobre renta las empresas generadoras, al influir en las decisiones de programación y operación en tiempo real.

Al respecto, si se analiza el sistema SIC, se observa que las empresas generadoras de mayor importancia mantienen contratada entre un 40% y 50% de su capacidad instalada, lo que tienen como efecto que, dependiendo de las condiciones de operación del sistema, tengan menor riesgo de encontrarse expuesto al riesgo que releva el mercado spot. Por otro lado, observamos en Figura 5-7, como el siguiente competidor del mercado con mayor potencia media contratada, se encuentra en una situación desfavorable, y altamente expuesto al mercado spot, lo que genera condiciones adversas para la liquidez financiera de dicha compañía.

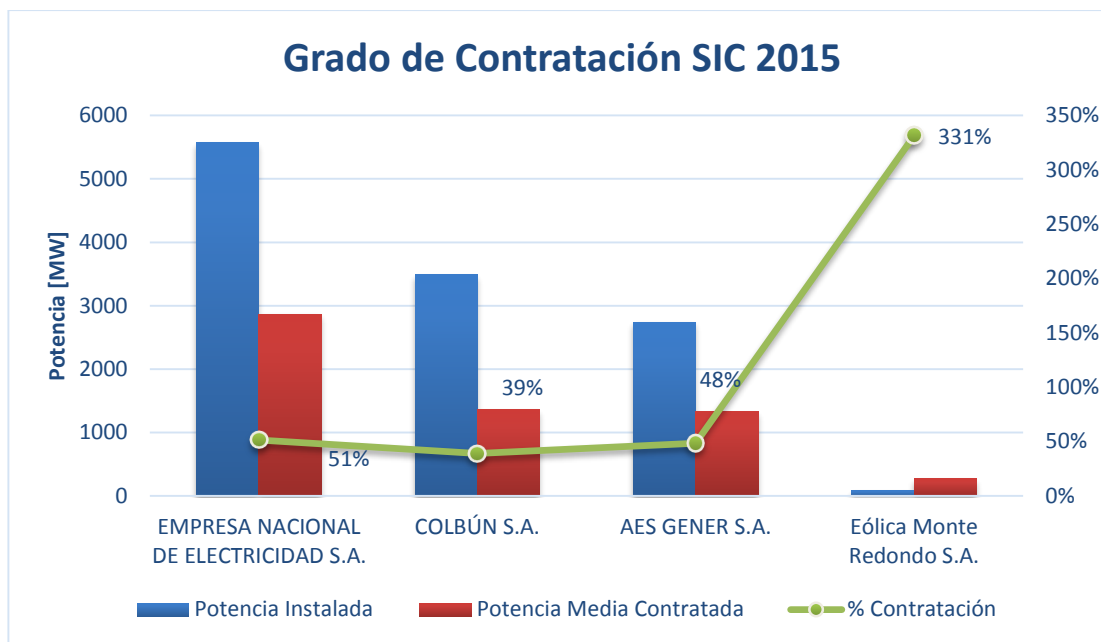


Figura 5-7: Grado de contratación sistema SIC a mayo de 2016 (Fuente: CDEC SIC)

El comportamiento observado, podría evitar que nuevos competidores tengan la disposición de ingresar al mercado y actuar como una barrera de entrada para nuevos agentes, dado que se podría esperar que, los competidores existentes posean alta capacidad para modificar los precios de mercado, en función de mantener la cuota existente.

Situación similar se presenta en el SING, en el cual el grado de concentración es mayor dado que prácticamente la totalidad de la demanda se encuentra contratada por las empresas E-CL y AES Gener. Lo anterior, limita las condiciones de competencia y al igual que en el caso del SIC, podría ser una barrera de entrada para nuevos competidores que quieran ingresar al sistema. Adicionalmente, los altos niveles de potencia no contratada que poseen estas empresas les permite enfrentar procesos licitatorios para nuevos requerimientos de demanda que se generen en el sistema, sin necesidad de realizar inversiones adicionales.

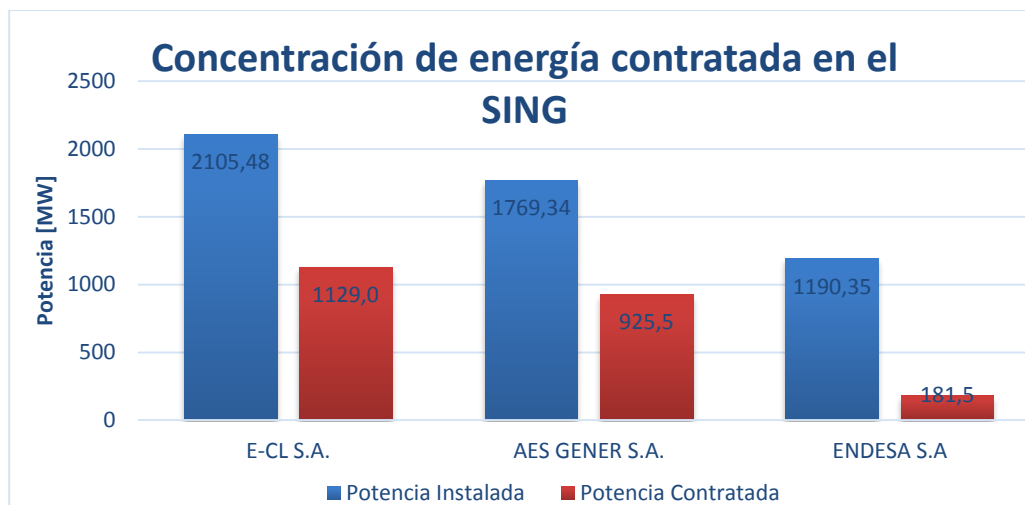


Figura 5-8: Grado de contratación sistema SING a mayo de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Sin perjuicio de los altos niveles de concentración presentes en el mercado chileno, al observar la evolución del precio medio de mercado no se observan grandes diferencias entre los costos de suministro en el SIC y en el SING, por lo que se podría esperar que las empresas eléctricas no se encuentren generando sobre rentas por sobre el mercado. Esto es uno de los puntos clave que deberá monitorear en el futuro el área de monitoreo de competencia.

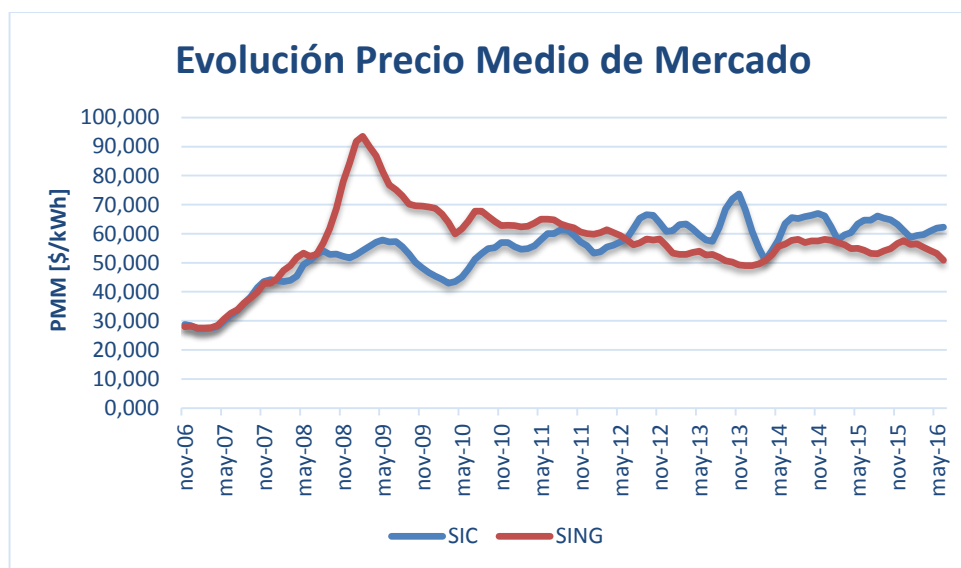


Figura 5-9: Precio medio de mercado de clientes libres SIC y SING (Fuente: CNE)

Adicionalmente, otra de las complejidades de la filosofía del mercado de contratos vigente en el país, es la duración típica de estos, en los cuales en

promedio se encuentran en torno a los 15 años de contrato, lo cual evita que se puedan generar condiciones de competencia ante la entrada de nuevos agentes al sistema. Es importante destacar que el promedio de 15 años se encuentra principalmente establecido por la predominancia de los contratos de suministro de tipo regulado, los cuales por las bases de licitación que realiza la CNE tienen dicha duración.

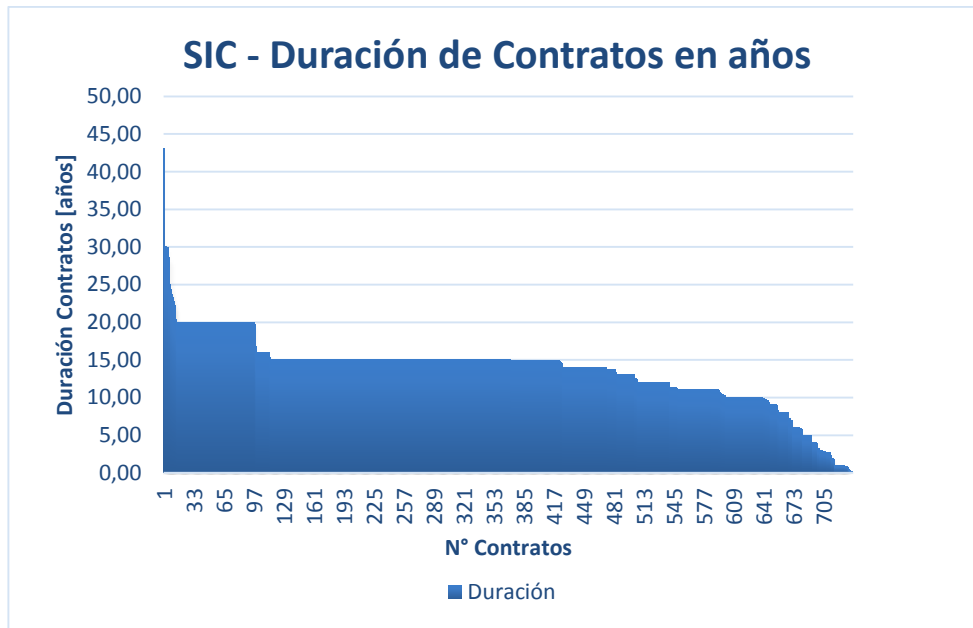


Figura 5-10: Duración de contratos de las empresas del SIC (Fuente: CDEC SIC)

Si bien, el espíritu de los mercados a largo plazo es dar estabilidad a los pagos realizados por la industria y las distribuidoras, en un periodo considerable de tiempo, el cual permite a las empresas generadoras financiar las inversiones realizadas, se podría dar, considerando la naturaleza y antigüedad del parque generador, la posibilidad de que se estén firmando contratos a largo plazo con unidades que ya se encuentran depreciadas, por lo cual dichas unidades se encontrarían en capacidad de firmar contratos a corto plazo, que aseguren mayores niveles de competencia.

Por ejemplo, en el caso de Endesa, existen unidades longevas las que ya no justifican contratarlas por 15 años más, en ese caso se plantea la necesidad

de evaluar un mercado de ofertas de energía de corto plazo, que permitan generar mayor competencia en al mercado de contratos de suministro.

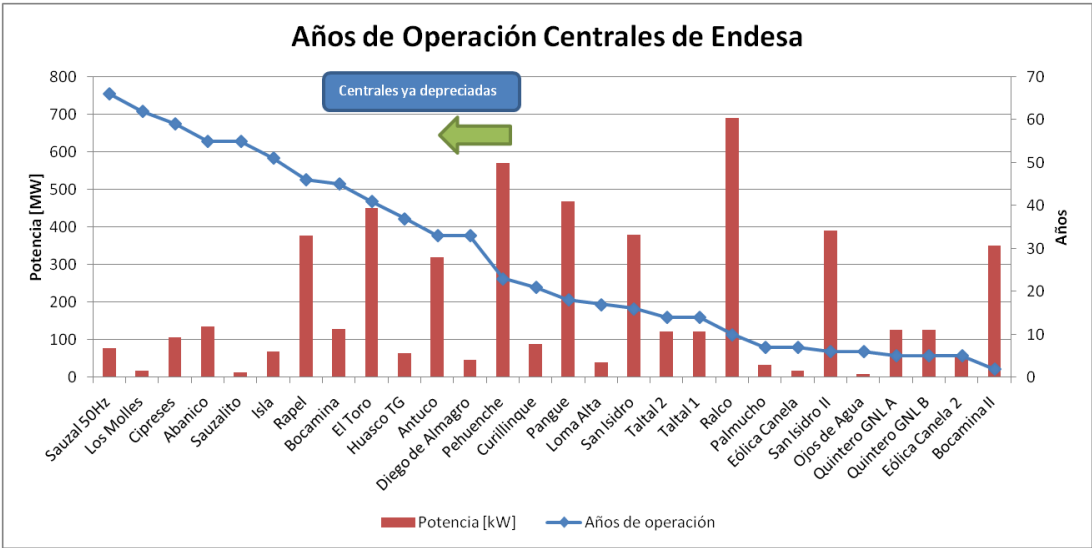


Figura 5-11: Centrales de Endesa y años en servicio a la fecha (Fuente: CDEC SIC)

Como se observó previamente la predominancia de los contratos en el SIC de largo plazo se encontraba establecida por los contratos de suministro de clientes regulados, sin embargo, si se analiza el SING, en el cual el 90% de la demanda es de carácter industrial, también se observa que el comportamiento de los contratos es de muy largo plazo, con contratos superiores a los 15 años de duración en una gran parte de los clientes del SING. En este caso si es importante evaluar el criterio y competitividad de los contratos de suministro, dado que el nivel de concentración indica que este mercado es altamente concentrado, por lo que los agentes podrían estar forzando dichos plazos de contratación.

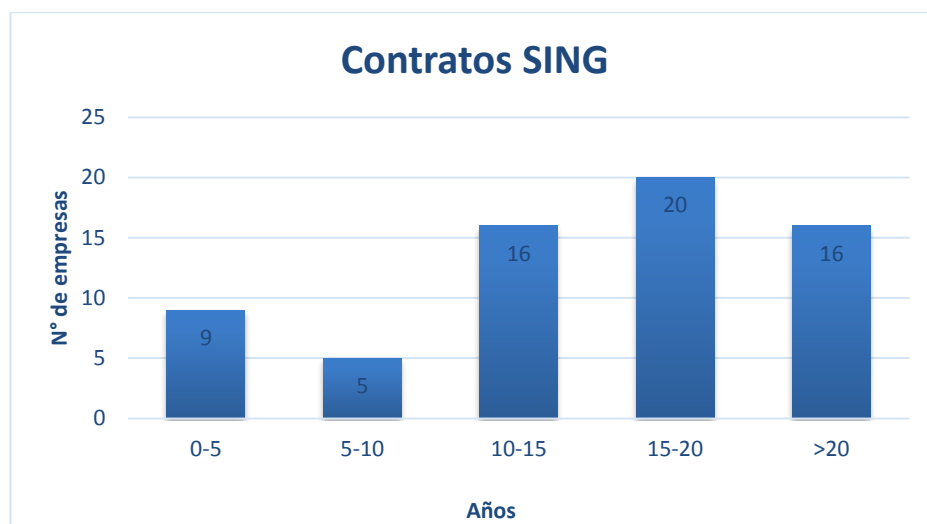


Figura 5-12: Duración de contratos en el SING (Fuente: CDEC-SING)

Finalmente, y en función de lo observado en la experiencia internacional, se realizan análisis respecto a los estados financieros de las compañías generadoras a efectos de verificar posibles resultados anómalos que puedan implicar realizar una revisión en mayor detalle de los análisis operativos que pudieron llevar a la posible sobre renta. Al respecto, se puede observar que solo se presentan diferencias significativas en el margen bruto de la Endesa sobre sus competidores directos, lo cual se asocia a un menor gasto de en combustibles, producto de una mayor generación con energía hidráulica que sus competidores, no obstante en el margen operacional se equiparan los índices, lo que permite determinar que al considerar pago de impuestos, depreciación y amortización, los ingresos de las empresas permanecen dentro de rangos similares, por lo que se puede concluir que a nivel entre empresas no se estaría incurriendo en prácticas que generen sobre renta.

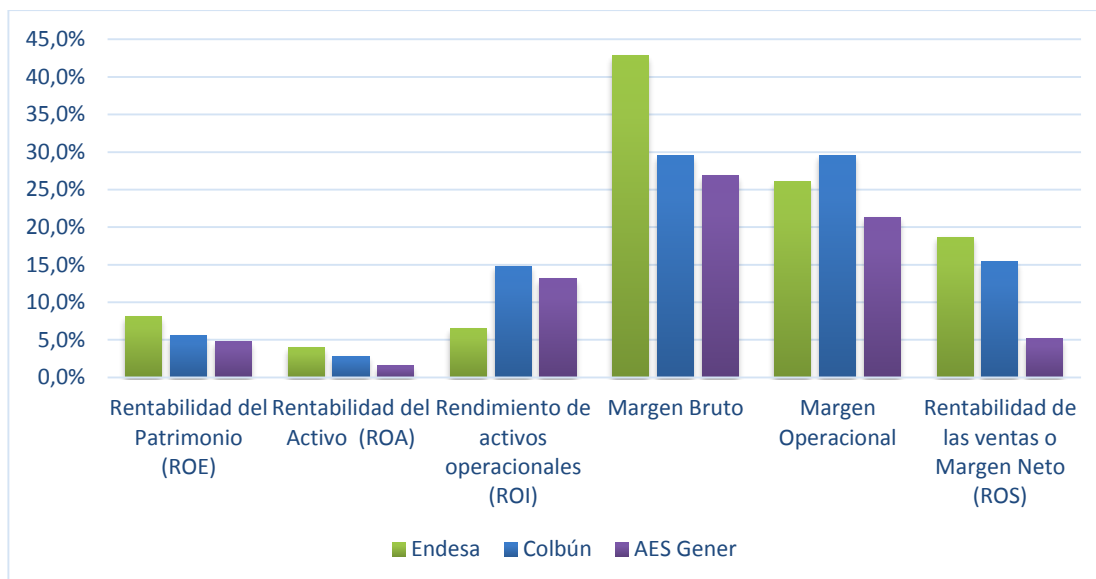


Figura 5-13: Análisis indicadores financieros empresas generadoras 2015 (Fuente: SVS)

En función de los análisis realizados se puede concluir que el mercado chileno se encuentra altamente sujeto a la posibilidad de que los agentes se coordinen entre sí para generar prácticas anticompetitivas, sin perjuicio de lo anterior se observa que entre las grandes empresas generadoras se mantiene un equilibrio del oligopolio, que permite a dichas empresas obtener rentabilidades y resultados operacionales similares. Por otro lado, se observa que las empresas de menor tamaño, se encuentran expuestas a mayores riesgos al tener una mayor exposición al mercado spot, lo que impide el crecimiento de estas, y con ello establecer una real competencia entre los agentes del sector. Adicionalmente, se observa que se trata de diversificar la matriz a través de empresas relacionadas, las cuales son parte de una misma matriz y por ende se asume que entre ellas existe la posibilidad de que se traspasen información y actúen en conjunto, por lo que para el análisis de competitividad deben ser consideradas como un solo ente.

Finalmente, se observa la importancia de que la demanda participe de manera más activa en el mercado, tanto con participación en el mercado spot así como en la gestión de los contratos, en función de detectar posibles oportunidades

de corto plazo que permitan incrementar la dinámica y competencia de los contratos de suministro.

5.4 Análisis de disponibilidad de información

Para evaluar la disponibilidad de información por parte de los actuales operadores de red del sistema chileno, CDEC SIC y CDEC-SING, se realizó un análisis de la cantidad y calidad de la información necesaria para asegurar niveles de competitividad adecuados en el mercado eléctrico. Lo anterior, se efectuó desde el punto de vista de los actuales participantes del sistema (generadores, transmisores y clientes), así como para los nuevos entrantes al sistema.

Uno de los aspectos importantes que se deben evaluar es la claridad con la que los operadores de red presentan la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico, lo que permite facilitar la entrada de nuevos actores al sistema y con ello aumentar los niveles de competencia. Al comparar con operadores internacionales, se observa un particular interés de presentar el funcionamiento del mercado y de capacitar a los nuevos actores, lo que tiene por fin último eliminar las barreras de entrada que imponen las complejidades del sector eléctrico, el cual posee distintas reglas dependiendo de la regulación de cada país. En este punto se observa que ninguno de los operadores de red posee elementos clarificadores respecto a cómo opera el mercado eléctrico, criterios de operación, programación de operación, despacho de unidades, tratamiento de las limitaciones de transmisión, valorización de inyecciones y retiros, determinación de sobrecostos, etc. Si bien prácticamente la totalidad de la información mencionada se encuentra descrita en los Procedimientos de cada CDEC, se sugiere implementar una sección de capacitación que permita abordar tanto el funcionamiento básico del mercado, así como las modificaciones que se van implementando.

En relación a las posibles barreras de entrada para nuevos competidores que generen los déficits de información, se observa que ambas instituciones mantienen registros de los nuevos proyectos que se conectarán al sistema, así

como de su estado de avance. Por otro lado, ambos CDEC tienen claramente descritos sus procesos de conexión al sistema, por lo que no se evidencian barreras de entrada desde el punto de vista de la información para los nuevos proyectos del sistema.

Por otro lado, en relación al comportamiento del mercado spot, una de los antecedentes que debería proveer el Coordinador son las causas que afectan el cálculo del costo marginal del sistema considerando que dicho cálculo es realizado íntegramente por los CDEC. Al respecto, se observa que ambos CDEC han realizado mejoras en sus procesos los que permiten observar el cálculo del costo marginal en línea, lo que permite gestionar de mejor manera el consumo de energía por parte de los clientes libres que dentro de sus contratos tengan asociado al precio de compra de energía, el costo marginal al cual se están realizando sus retiros. Asimismo, se observa que ambos CDEC mantienen público los movimientos de equipos (centrales) que permiten dar establecer trazabilidad respecto a los criterios de despacho y la operación de las unidades (mínimos técnicos, limitaciones, despachos forzados, etc.), se propone como mejora para efectos de incrementar la transparencia en el sistema que la operación de las unidades se encuentre ligada al comportamiento del costo marginal, a efectos de presentar en línea los efectos que generan las distintas limitaciones del sistema en el costo final del mismo.

En relación a la información asociada a la programación de la operación, y considerando el tipo de mercado existente en Chile, en que el despacho se realiza en función de los parámetros técnicos y económicos de las unidades, es clave a efectos de guardar la transparencia del sistema y con ello permitir que los agentes del mercado limiten su posibilidad de ejercer poder de mercado, que cada uno de los parámetros utilizados en la programación sean adecuadamente informados al resto de los agentes del mercado. Al respecto, no se observa una simetría de información entre ambos operadores de red, en el caso de CDEC SIC no se advierten registros respecto a la variación de los costos y disponibilidad de combustibles, tampoco se observa información clara

respecto a parámetros relevantes para la programación como consumos específicos y costos variables no combustibles. Respecto a los pronósticos de deshielos y energías renovables no convencionales tampoco se advierte información transparente que permita dar una fácil lectura a los parámetros operacionales con los que se realiza la planificación de la operación. Por otro lado, en el caso de CDEC-SING, se advierte un mayor grado de transparencia tanto en la declaración de los costos de combustibles, así como en la determinación de los parámetros técnicos. Sin perjuicio de lo anterior, se observa debilidad respecto a la información declarada de los costos variables no combustibles, los cuales no se encuentran claramente justificados. Respecto a los pronósticos de energías renovables no convencionales, también se observa un mayor grado de transparencia de CDEC-SING al incorporar un sistema en línea, que gestiona los pronósticos de generación ERNC (sger.cdec-sing.cl). Se propone que, en el proceso de integración de ambos CDEC, se homologue la información a publicar y se realicen campañas conjuntas para uniformar los criterios bajo los cuales las empresas informan sus parámetros, lo cual permitirá asegurar los niveles de transparencia de la programación de la operación del sistema eléctrico nacional.

Finalmente, respecto a la información de contratos de suministro, se observa que ambos CDEC poseen disponibles el catastro público de contratos, sin embargo, no se realiza un mayor análisis respecto al comportamiento de los agentes sobre la gestión de los contratos. Se observa a nivel internacional que, para mantener adecuados niveles de competencia entre agentes, es necesario incrementar la cantidad de información disponible de los contratos. En particular informar claramente la duración de los contratos, mantener informado al mercado respecto a aquellos contratos que están por vencer, reportar riesgos observados en el mercado spot que puedan afectar la negociación de los contratos, etc. Esta información es clave a efectos de mantener un adecuado equilibrio entre la gestión que realiza el ente operador, y los contratos que se celebran entre privados, en particular considerando las características oligopólicas del mercado chileno, en donde las asimetrías de

información pueden generar poder de mercado por parte de los actores más grandes del sistema.

Conforme a lo anterior, a continuación, se presenta un resumen de información pública que se estima necesaria para presentar en el sitio web del futuro Coordinador del sistema, a efectos de asegurar los niveles de transparencia necesarios para mantener adecuados niveles de competitividad.

Tabla 5-3: Propuesta de información pública para el nuevo Coordinador

	CDEC SIC	CDEC-SING	Coordinador
Capacitación de operación y valorización	✗	✗	✓
Costos Marginales e información de la operación	✓	✓	✓
Costo Marginal en línea	✓	✓	✓
Movimientos de equipos de centrales generadoras	✓	✓	✓
Causas que alteran el costo marginal	✗	✗	✓
Costos de combustibles	✗	✓	✓
Transparencia de declaración de costos de combustibles	✗	✓	✓
Disponibilidad de los recursos primarios (carbón, GNL, Diesel)	✗	✓	✓
Cotas de Embalse	✓	✗	✓
Pronósticos ERNC	✗	✓	✓
Estado de Proyectos por conectarse	✓	✓	
Información de los contratos de suministro	✓	✓	✓
Índicadores de competitividad	✗	✗	✓
Demanda Neta	✗	✓	✓
Generación de energía por tipo de tecnología	✓	✓	✓
Frecuencia del sistema	✓	✗	✓
Tensiones del sistema	✓	✗	✓
Informe Generación Diaria en línea	✓	✓	✓
Mantenimiento Mayor	✓	✓	✓
Parámetros técnicos de unidades generadoras	✓	✓	✓
Determinación de Consumos Específicos	✗	✓	✓
Información de traspaso de costos a clientes finales	✗	✗	✓

6 Propuesta de Implementación

La presente sección tiene por objetivo presentar, en función del análisis realizado en las secciones anteriores, una propuesta de implementación de monitoreo de la competencia para el futuro Coordinador Nacional.

6.1 Propuesta de estructura y funciones

En función de la experiencia internacional se observó que las características de las agencias que realizan el monitoreo del mercado, es no solo supervisar el comportamiento de los agentes en el mercado, sino que debe ser garante que los procesos que ejecuta el Coordinador cumplan con las condiciones adecuadas para evitar que se generen fallas de mercado donde puedan ser ejercidas conductas anticompetitivas entre los agentes del sistema.

En dicho contexto, y considerando la importancia de la unidad que monitoreará la competencia, para asegurar la transparencia y adecuado desempeño del mercado eléctrico, se propone utilizar la estructura implementada por CAISO, donde dicha unidad es independiente de las Direcciones Técnicas, y ejerce funciones tanto de monitor del mercado, como de supervisión de las prácticas operacionales y de las reglas del mercado. Bajo dicho esquema el futuro Departamento de Monitoreo de la Competencia en el mercado eléctrico, debiera depender jerárquicamente del Director Ejecutivo, pero debe contar con autonomía para cursar investigaciones tanto externas como internas, para lo cual debe tener la facultad de poder comunicarse de manera autónoma con el Consejo Directivo, o bien directamente con la FNE.

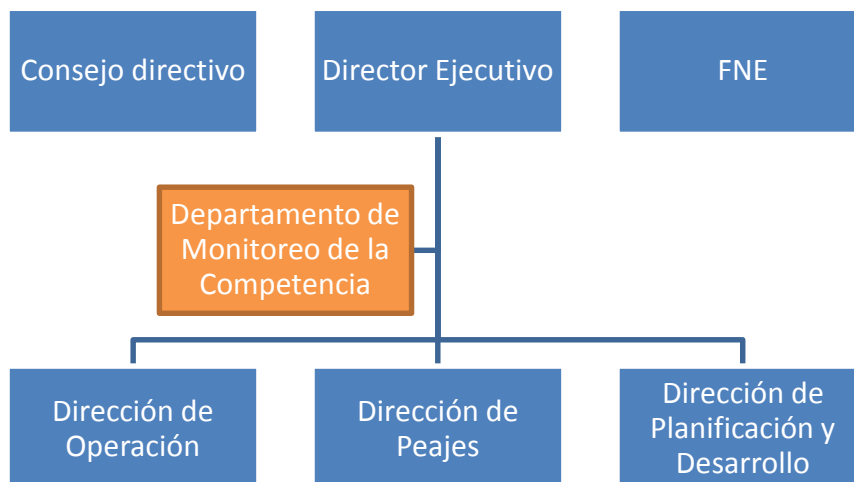


Figura 6-1: Propuesta de posición dentro del Coordinador

En base al análisis internacional realizado, y conforme a la experiencia de PJM se propone que el Departamento de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico (DMM), se conforme a partir de los equipos internos que se encuentran tanto en el CDEC SIC como en CDEC-SING, en particular aquellos profesionales con mayor relación con la operación del sistema y las transferencias económicas, dado que muchos de los procesos que deberá supervisar el DMM ya se encuentran incorporados en los procesos de dichos departamentos. Adicionalmente, y en conformidad a las tareas que deberá realizar este Departamento, se sugiere incorporar analistas económicos y legales con experiencia en la regulación del sector eléctrico, que permitan ser soporte para los análisis de competitividad y garantes para la gestión de denuncias ante la FNE, en el caso de que se observen posibles conductas anticompetitivas. Otra consideración importante que se propone es el rol que debe cumplir la nueva unidad encargada de monitorear la competencia, la que se espera tenga solo el rol de observador de mercado, y que no ejerza acciones mitigatorias, sino solo denuncias a las autoridades competentes, sin perjuicio de lo anterior, este rol debe ser evaluado una vez que se inicie el régimen de servicios complementarios bajo el esquema de subastas en aquellos servicios donde exista competencia, lo que es una modificación que también se está tramitando en la reforma de la ley eléctrica del año 2016. Al

respecto, y una vez que dichos mercados de subastas se concreten se propone que el DMM tenga la capacidad de realizar mitigaciones de subastas que no cumplan con características competitivas, ya sea no aceptando ciertas subastas o bien a través de establecer precios techo, para lo cual se propone que, dentro del reglamento de conformación del nuevo Coordinador Nacional se establezca dicho atributo.

En vista de los requerimientos que debiera tener el nuevo Departamento se propone que asuma las siguientes funciones, las cuales se observan en la mayoría de las entidades que realizan funciones similares.

a) Análisis de mercado, dentro de las funciones que deberá proveer esta sub-unidad se propone:

- 1) Análisis de la operación diaria del sistema eléctrico, evaluar comportamientos de los agentes referentes a limitaciones de unidades o desviaciones respecto a la programación original de unidades y de las demandas que permitan identificar claramente las variaciones del costo marginal del sistema en sus distintos puntos. Es importante que este análisis contemple y describa las principales variaciones entre el costo marginal programado y el costo marginal real, y adicionalmente tenga la capacidad de detectar posibles mejoras a la operación en tiempo real. Adicionalmente, debe realizar una evaluación del efecto de las congestiones en el sistema y analizar las medidas que está tomando el Coordinador a nivel de planificación de la transmisión para superar dichas congestiones que pueden generar comportamientos de poder de mercado local.
- 2) Análisis de transferencias económicas: adicionalmente a la operación diaria del sistema, se debe monitorear las transferencias económicas que se realizan entre los agentes en todos sus aspectos (energía, potencia, SSCC, etc.)

- 3) Validación de precios y disponibilidad de combustibles y subastas de SSCC una vez que se encuentre en vigencia el nuevo régimen. Actualmente esta es una tarea que realizan los departamentos encargados de efectuar la programación de la operación. Se propone trasladar dicho rol al área de monitoreo de competencia.
 - 4) Análisis de mercado de contratos, actualmente este rol lo ejercen los departamentos de transferencia de ambos operadores, se propone que la totalidad de la información relativa a los contratos de suministro sea tratada por el área de monitoreo de competencia.
 - 5) Reportes, se propone que esta área genere reportes de manera bi-semanal que resuman las principales variables de competitividad del sistema. Adicionalmente se propone que realice un informe general de manera cuatrimestral y un informe resumen anual, tal como lo efectúan las entidades de CAISO y PJM.
- b) Investigación de mercado, dentro de las funciones que deberá proveer esta sub-unidad se propone:
- 1) Análisis de comportamientos anticompetitivos: En función de los análisis realizados por el área de mercado, se propone que esta sub unidad realice investigaciones en aquellos casos en que se observa una clara desviación de la programación original con efectos sobre el costo marginal del sistema o sobre la operación de otras unidades del sistema (operación a mínimo técnico, despachos forzados, etc.). En dicho caso, se deberá evaluar el comportamiento analizando el grado de concentración y poder de mercado de la entidad que ejerce la acción, lo que se deberá cruzar con su posición en el mercado de contratos. Estos análisis deberían ser parte clave de los posibles casos de infracción a la libre competencia que se deberían informar a la FNE.

Adicionalmente, se propone que esta unidad realice análisis respecto a la proyección de costos y operación esperada del sistema en el caso de retraso de los proyectos tanto de generación como de transmisión, a efectos de determinar si dichos retrasos pueden implicar que se produzcan conductas anticompetitivas en el sistema.

- 2) Auditorías Técnicas: Se propone que esta área sea la coordinadora de las Auditorías Técnicas del sistema, lo anterior a efectos de poder establecer prioridades sobre los efectos competitivos que generan cada una de las deficiencias o incumplimientos normativos de los agentes del sistema que detectan los Departamentos competentes. Adicionalmente, en el caso de que algún parámetro técnico esté generando continuamente efectos sobre el nivel de competitividad del mercado, también deberá gestionar con el área respectiva la realización de una Auditoría Técnica.
- 3) Análisis de información: Deberá realizar permanentemente supervisión sobre la información pública disponible en el sitio web del Coordinador, en particular la referente a los parámetros necesarios para supervisar el comportamiento del mercado. Adicionalmente deberá monitorear que las áreas competentes cuenten con los elementos necesarios (variables SCADA, informes, etc.) para supervisar el comportamiento de las distintas tecnologías, conforme fue descrito en la sección 5.2.

c) Regulación de mercado, dentro de las funciones que deberá proveer esta sub-unidad se propone:

- 1) Análisis de diseño de mercado: deberá realizar y proponer modificaciones a las reglas de mercado establecidas a través de los procedimientos que emita el Coordinador o bien a modificaciones que establezca la autoridad. Los análisis deben ser enfocados en evaluar la estructura competitiva de las reglas

del mercado, y en detectar todas aquellas posibles fallas de mercado que puedan permitir que los agentes realicen comportamientos competitivos. Como parte de la evaluación del diseño de mercado se debe velar por qué las reglas permitan a los agentes recuperar los costos de inversión en los que incurren, a efectos de evitar insolvencias financieras por parte de los agentes que generen problemas de abastecimiento para los clientes finales.

- 2) Análisis financiero: conforme a la experiencia internacional uno de los puntos relevantes para poder identificar posibles comportamientos anticompetitivos, en particular asociado a prácticas de colusión, es realizar los análisis de rentabilidad de las empresas generadoras. Adicionalmente se propone que los análisis financieros también sean ejecutados desde el punto de vista de la tecnología, para lo cual se recomienda realizar análisis con parámetros generales de la industria.

En resumen, la estructura propuesta para el Departamento de Monitoreo de Mercado y Competencia del sector eléctrico, se puede observar en la siguiente figura:



Figura 6-2: Propuesta de organigrama para el futuro DMM

6.2 Propuesta de índices a monitorear

A partir del análisis internacional realizado, y en función de adaptar los índices que se determinan en mercados internacionales a la realidad del mercado chileno, se propone que el futuro DMM analice como base los siguientes indicadores, que permiten dar seguimiento a los comportamientos competitivos de los agentes, cabe destacar que alguno de estos índices ya son calculados por la CNE o el Ministerio de Energía, por lo que es importante que se coordine con dichas organizaciones de manera de evitar duplicidad de

funciones [19]. Se propone que el DMM presente estos indicadores en sus reportes cuatrimestrales y anuales.

- 1) **Proyección de potencia instalada:** se propone que uno de los índices a presentar, a efectos de reducir las brechas de información para los agentes del sistema, sea la proyección de potencia a instalar clasificada por año, tecnología, combustible y costo de operación esperado. Asimismo, también se propone establecer que cantidad de la energía que se está por conectar al sistema ya cuenta con un contrato con algún cliente futuro o actual del sistema, a efectos de determinar si dicha energía entrará contratada o bien a inyectar al spot.
- 2) **Proyección de energía y potencia contratada:** tal como el índice anterior esta información tiene por finalidad disminuir brechas e incrementar la transparencia y competitividad del sistema. En dicho contexto, se propone que se presente gráficamente la cantidad de energía y potencia del sistema que actualmente se encuentra con contratos vigentes, y presentar claramente las fechas de vencimiento de dichos contratos a efectos de alertar y preparar a los agentes del sistema de posibles negociaciones que requieran los clientes tanto libres como regulados.
- 3) **Impactos de los retrasos de los proyectos de generación y transmisión:** se propone que se determinen los costos marginales esperados y las posibles congestiones y consecuentes desacoples de los costos del sistema, en función de los posibles atrasos que se presenten ya sea en proyectos de generación como de transmisión. Estos cálculos permitirán establecer si la proyección de costos favorece a algún agente, y como dicho agente interactúa con la ejecución del proyecto retrasado a efectos de establecer si dicho retraso pueda deberse a una probable conducta anticompetitiva.

- 4) **Rentabilidad de unidades generadoras:** se propone que se realice un análisis de rentabilidad de unidades generadoras en base a valores estimados para los costos de inversión de las mismas, utilizando los costos de inversión determinados por la CNE en su “Informe de costos de inversión tecnológica de generación”, con dichos costos se propone determinar el Valor Nuevo de Reemplazo de la inversión, considerando sensibilidades de la tasa de descuento (entre 7 a 12%). La medición de rentabilidad se proyecta en función de los ingresos de la unidad en relación a su remuneración por energía, potencia y los actuales pagos por SSCC, y a los costos variables de generación, sus costos fijos estimados y sus costos de inversión calculados como se indicó previamente.

Este índice permitirá determinar la liquidez y solvencia del parque generador y evaluar si la remuneración actual, permite que subsistan distintos tipos de tecnología que podrían ser necesarias para un parque generador con alta penetración de energía renovable, como por ejemplo las turbinas a gas de partida rápida.

- 5) **Rentabilidad de empresas generadoras:** se propone determinar la cantidad de energía por empresa generadora, evaluando la cantidad de energía que tiene contratada y comparar la venta de energía a los costos de inyección, con el precio medio de mercado que determina la CNE. En el caso de que el futuro Coordinador tenga acceso a los contratos y que el marco regulatorio se lo permite, se propone determinar el precio medio de los contratos por empresa, a efectos de determinar de manera más exacta los ingresos esperados del grupo económico, para el caso de los clientes regulados la información de venta es conocida por lo cual se propone se utilice directamente el precio de licitación para los bloques de energía y se contraste dicha información con la venta de energía a costo marginal del sistema. Este índice permitirá determinar la solvencia de los grupos económicos, y los periodos de tiempo en que se encuentren en estado

excedentario o deficitario para relacionar con los comportamientos de los agentes.

- 6) **Análisis Financiero de Grupos Económicos:** Tal como se presentó previamente la rentabilidad de las empresas generadoras permite establecer cuando uno de los agentes presenta sobre rentas las que deben ser analizadas con mayor detalle. Se propone evaluar este índice en función de los indicadores financieros (ROE, ROA, EBITDA). Para la obtención de dichos indicadores se puede consultar directamente a los estados financieros de las compañías principales del sector eléctrico, o bien generarlos a través de consultorías con entidades financieras.
- 7) **Generador marginal:** Se propone presentar de manera gráfica el generador que se encuentra marcando el costo marginal, indicando el tipo de combustible que se encuentran utilizando y contrastarlo con el costo marginal programado.
- 8) **Índice de Oferente Residual (o RSI por sus siglas en inglés):** mide el porcentaje de oferta sobrante en el mercado a una determinada hora, luego de quitar la capacidad instalada o despachable de una empresa o grupo.

$$RSI_i = \frac{(Oferta\ de\ generación) - (Potencia\ despachable\ de\ empresa\ i)}{Demanda\ Total}$$

Se puede observar que, si este indicador es menor a 100%, entonces la empresa i es absolutamente necesaria para cubrir la demanda. También se puede utilizar un umbral mínimo de RSI de 110% por más del 95% de las horas del año para considerar que no existe colusión, o evitarla. Al respecto, en aquellos momentos en que el indicador supere el 100% es clave determinar los comportamientos de los agentes, específicamente asociados las limitaciones o modificaciones en la operación que puedan generar.

- 9) **Índices de concentración HHI:** se propone determinar el HHI del sistema teniendo en cuenta las siguientes variantes: HHI por potencia instalada, por energía generada, por energía vendida a clientes finales, por tipo de tecnología. Los índices anteriores permiten establecer características de concentración con distintos objetivos. Para determinar este índice se debe utilizar la siguiente fórmula:

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + S_3^2 + \dots + S_n^2$$

Donde n es el número de empresas o grupos económicos y S_i es el porcentaje de participación de la empresa i en el caso de análisis respectivo. Cuanto mayor sea el HHI, mayor será la concentración del mercado. Referencialmente el Departamento de Justicia de los EEUU [20] utiliza los siguientes intervalos:

- Si $HHI < 1500$, el mercado no está concentrado;
- Si $1500 < HHI < 2500$, el mercado está moderadamente concentrado; y
- Si $HHI > 2500$, el mercado está altamente concentrado.

- 10) **Participación de mercado (Market Share):** al igual que con el índice HHI se propone determinar la participación de mercado por grupo económico en función de la potencia instalada, por energía generada, por energía vendida a clientes finales. Este índice representa el porcentaje del mercado que es compartido por los n grupos económicos más grandes de la industria, siendo $n=4$ el valor más típico. En el caso chileno se propone utilizar $n=4$ para el SIC y $n=3$ para el SING, una vez que se interconecten los sistemas y considerando el análisis realizado en la sección 5, se propone utilizar $n=4$. La determinación de este índice se presenta a continuación:

$$C_n = \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{A}$$

Donde a_i es el tamaño del grupo económico i y A es el tamaño de la industria. Para esto hay que definir el producto relevante sobre el que se evalúa, tal como se indicó antes se propone analizar los siguientes fenómenos potencia instalada, energía generada y energía vendida a clientes finales. A partir de este indicador se puede decir que existe concentración en el mercado si se supera cierto umbral definido, para el caso chileno se propone considerar 50% como un índice sobre los valores competitivos.

- 11) **Derechos de agua:** se propone que el DMM identifique los derechos de agua que se encuentren en uso, y aquellos que tienen potencial de generación eléctrica pero que se encuentran sin utilizar. Lo anterior, a efectos de incrementar la competencia por dichos derechos entre las distintas empresas del sector generación.
- 12) **Limitaciones de unidades generadoras:** se propone que se analice y se lleven datos estadísticos respecto a la cantidad de limitaciones por unidad generadora y por empresa. Las limitaciones deben ser clasificadas por causa y en función de la restricción de potencia que establecieron, así como por su impacto en la operación y en la determinación del costo marginal del sistema.
- 13) **Operación a mínimo técnico:** se propone que se lleve un registro respecto a las unidades que operan a su mínimo técnico, tanto por tecnología como por empresa, evaluando su impacto en el sistema a nivel de sobre costo. En dicho aspecto es muy relevante que el DMM posea información respecto a los contratos de suministro, para evaluar el mecanismo bajo el cual se realiza el traspaso de sobre costos desde los generadores al cliente

final, en función de determinar si los generadores pueden estar incurriendo en prácticas de poder mercado sobre la demanda.

14) Congestiones en el sistema de transmisión: se propone que se analice la cantidad de congestiones que se producen en el sistema de transmisión que generan sistemas desacoplados a nivel de costo, el análisis se debe enfocar en las características y razones de la congestión, tales como mantenimientos programados o no programados, indisponibilidad por falla, saturación por capacidad de transmisión (identificando si dicha limitación se asocia al conductor o a los equipos terminales), retraso en la entrada de operación de algún proyecto, altos mínimos técnicos de unidades generadoras en algún punto del sistema, etc. En función de las causas de la congestión, se debe evaluar la necesidad de realizar Auditorías Técnicas a las instalaciones que causan la congestión.

15) Desviaciones de demanda: tal como se mencionó en el capítulo anterior, las desviaciones de demanda respecto a lo programado pueden generar modificaciones a la operación del sistema, bajo dicho aspecto es importante mantener un análisis constante respecto a las desviaciones de demanda programada que generan un impacto en la operación del sistema, a efectos de determinar si dicho comportamiento puede estar siendo provocado de manera consiente por el cliente final. Tal como se mencionó anteriormente es altamente relevante conocer el tipo de contrato de dicho cliente, a efectos de determinar si su conducta puede deberse a algún beneficio que pueda obtener por el tipo de contrato que celebró con su suministrador.

16) Información de combustibles: a efectos de evaluar la competitividad del sistema y considerando que el mercado chileno funciona en base a los costos declarados por las empresas, se hace monitorear la información de precios y disponibilidad de los combustibles. Adicionalmente, se deben

verificar todas las transacciones entre los distintos agentes para identificar y trazar claramente las compraventas de combustibles, otro punto clave a analizar consiste en determinar cómo los niveles de disponibilidad de los combustibles afectan la operación del sistema, y como la manipulación de dicha información estratégica puede favorecer a un agente particular.

17)Licitaciones del sistema de transmisión troncal: uno de los índices importantes a considerar y que afecta directamente a los costos del sistema, es el comportamiento de los agentes en relación a las licitaciones del sistema de transmisión troncal. En dicho aspecto, se propone que el DMM realice análisis referentes a determinar el grado de competitividad de los procesos licitatorios, participando del proceso desde la revisión de las bases hasta la evaluación de ofertas. Este análisis debe ser evaluado desde el punto de vista de comportamientos predatorios por parte de las empresas participantes de la licitación, así como de posibles comportamientos de colusión entre los participantes con la finalidad de subir el precio final de adjudicación. Este análisis debe ser realizado tanto para obras nuevas, así como para ampliaciones del sistema de transmisión troncal, y se debe basar en estimar la diferencia entre los costos esperados de producción de la obra referente a los valores de inversión propuestos por las empresas participantes.

En relación a los índices previamente propuestos para el análisis del DMM, se efectúa una comparación con los mercados internacionales analizados, para evaluar el grado de completitud de la propuesta, lo que se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 6-1: Resumen de propuesta de índices y comparación con mercados internacionales

		Australia	Gran Bretaña	California	PJM	Chile
Índices de Concentración	HHI global	✓	✓	✓	✓	✓
	HHI generación base		✓			✓
	HHI generación flexible		✓		✓	✓
	HHI en función de periodos horarios				✓	
	HHI Niveles de reserva			✓		
	Participación de Mercado Global	✓	✓	✓	✓	✓
	Participación de Mercado Zonal	✓	✓			
	Nivel de Integración Vertical		✓			
Índices de Competencia	Índice de Oferta Residual	✓	✓	✓	✓	✓
	Relación Oferta - Precio Spot	✓	✓	✓	✓	
	Patron de Oferta (Análisis Pivote)	✓	✓	✓	✓	✓
	Licitaciones Troncales					✓
	Nivel de contratación	✓	✓		✓	✓
	Impactos en retrasos de proyectos					✓
Índices Operacionales	Congestionamiento de transmisión		✓	✓	✓	✓
	Volatilidad de combustibles	✓	✓	✓	✓	✓
	Costos variables de operación			✓	✓	✓
	Análisis Operacional			✓	✓	✓
	Contraste programación operada v/s real	✓	✓	✓	✓	✓
	Costos marginales	✓	✓	✓	✓	✓
Índices Financieros	Rentabilidad Unidades Generadoras		✓			✓
	Rentabilidad Empresas Generadoras					✓
	Análisis Financieros (EBIT)	✓	✓			✓

6.3 Evaluación marco regulatorio vigente

A efectos de establecer si el marco regulatorio vigente permite a los actuales CDEC realizar un monitoreo de la competencia conforme a los criterios planteados en la presente tesina, se realiza un análisis respecto a los

principales artículos de la ley que regulan los sistemas de información pública y las atribuciones de los CDEC para obtener información.

En dicho contexto, se puede observar que las atribuciones para realizar un adecuado monitoreo de la competencia, se encuentran principalmente asignadas a la Comisión Nacional de Energía, la cual a través de los artículos 6, 7 y 12 de la Ley 2.224, que regula las competencias de la CNE. Los artículos se presentan a continuación:

Artículo 6.-*La Comisión Nacional de Energía será una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Su domicilio será la ciudad de Santiago, sin perjuicio de los domicilios especiales que pudiera establecer.*

La Comisión será un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.

Artículo 7.-*Para el cumplimiento de su objetivo, y sin perjuicio de las demás atribuciones conferidas en otros cuerpos legales, corresponderá a la Comisión, en particular, las siguientes funciones y atribuciones:*

- a) Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.*

- b) Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.*
- c) Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.*
- d) Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo."*

Artículo 12.- *En el cumplimiento de sus funciones, y para el ejercicio de éstas, tanto el Ministerio de Energía como la Comisión Nacional de Energía podrán requerir de los Ministerios, Servicios Públicos y entidades en que el Estado tenga aportes de capital, participación o representación, los antecedentes y la información necesarios para el cumplimiento de sus funciones, quedando los funcionarios que dispongan de dichos antecedentes e informaciones, obligados a proporcionarlos en el más breve plazo. El incumplimiento de esta obligación podrá ser administrativamente sancionado, en caso de negligencia, por la Contraloría General de la República, en conformidad a las reglas generales.*

Asimismo, podrán requerir la información que fuere necesaria para el ejercicio de sus funciones a las entidades y empresas del sector energía y a los usuarios no sujetos a regulación de precios a los que se refiere el decreto con fuerza de ley N° 4, del año 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, sobre Ley General de Servicios Eléctricos, en la medida que no perjudique las funciones propias de las entidades, empresas y usuarios señalados. Las entidades o empresas requeridas en uso de la facultad señalada precedentemente, sólo podrán exceptuarse de entregar la información solicitada, invocando una norma legal vigente sobre secreto. El

incumplimiento del requerimiento de información o de la obligación de proporcionarla sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, serán sancionados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de acuerdo a las normas establecidas en la ley N° 18.410.

Los funcionarios de ambas instituciones y las personas que le presten servicios bajo cualquier modalidad de contratación, deberán guardar reserva de los documentos y antecedentes señalados en los incisos precedentes, siempre que tales documentos y antecedentes no tengan el carácter de públicos. La infracción de esta obligación será sancionada en la forma establecida en el inciso primero del artículo 247 del Código Penal, sin perjuicio de las sanciones administrativas que procedan. Esta prohibición, en beneficio propio o de terceros, obliga hasta tres años después de dejar el cargo funcionario o haber prestado servicios.

En cuanto a las normativas internas de cada CDEC se puede observar que el CDEC-SING ha optado por una política de transparencia activa ante todo tipo de documentos que se reciben por parte de las Direcciones Técnicas de los CDEC, tal como se indica en su Reglamento Interno Título VII “Sistemas de Información” [20]:

Además, el sistema de información tendrá toda la información que emane o sea recibida por el CDEC-SING a través de alguno de sus órganos internos, salvo que una norma legal expresamente haya declarado su carácter secreto o reservado. Esta información incluirá tanto los oficios, cartas, comunicaciones y cualquier otra denominación que sea recibida por cualquier medio, así como también los antecedentes que se adjunten y a los cuales se haga referencia en ellos. En ejecución de lo señalado en este artículo, la información señalada en el párrafo anterior estará disponible a más tardar el siguiente día hábil

después que haya sido emitida o recibida por cualquiera de las Direcciones Técnicas del CDEC-SING.

Por otro lado, el CDEC SIC ha elaborado una Política de Publicidad y Acceso a la información, que establece que cierta información que se recibe por parte de CDEC SIC, puede adoptar el carácter de confidencial y reservada, tal como se indica en el título 7.3 de dicho documento [21]:

Información confidencial y reservada. *Los órganos del CDECSIC podrán establecer que determinada información tenga el carácter de confidencial o reservada. La declaración de confidencialidad o reserva que adopte un Dirección Técnica respecto de determinada información, deberá ser adoptada con conocimiento del Directorio. Las únicas causales de confidencialidad o reserva en cuya virtud se podrá denegar total o parcialmente el acceso a la información, son las siguientes:*

- a) Cuando su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del CDECSIC y de sus Direcciones Técnicas, especialmente:*
 - Tratándose de antecedentes necesarios a defensas jurídicas y/o judiciales.*
 - Tratándose de antecedentes o deliberaciones previas a la adopción de un acuerdo, instrucción y procedimientos, sin perjuicio que los fundamentos de aquéllas sean públicos una vez que sean aprobadas y/o adoptadas.*
 - Tratándose de requerimientos de carácter genérico que impliquen un determinado procesamiento, ordenamiento, etc. y cuya atención requiera distraer indebidamente a los trabajadores del CDECSIC del cumplimiento regular de sus labores habituales.*
- b) Cuando su publicidad, comunicación o conocimiento afecte los derechos de personas, particularmente tratándose de su seguridad, su*

salud, la esfera de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.

c) Cuando su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el interés nacional.

Los documentos cuya confidencialidad o reserva fuera declarada, deberán guardarse en condiciones que garanticen su preservación en tal carácter.

Al respecto, se propone que el futuro Coordinador Nacional en su reglamento posea atribuciones similares a la CNE, respecto a la disponibilidad y requerimientos de información que puede obtener. Sumado a esto también deberá implementar en su reglamento interno la calidad de información clasificada como reservada, a efectos de garantizar la confidencialidad de la información de los contratos necesaria para cumplir el adecuado rol propuesto de monitoreo de la competencia.

Adicionalmente, se debe dar la atribución al Coordinador Nacional, para que las investigaciones que realice las pueda ejecutar en un marco de confidencialidad de manera de poder informar a la Fiscalía Nacional Económica, de manera transparente y sin intervención de terceros en los resultados de dicha investigación.

Por otro lado, también se le deben dar atribuciones de Auditor interno de los procesos del Coordinador Nacional en el marco de la competencia, a efectos de poder iniciar investigaciones respecto a los comportamientos del Coordinador que pudieran estar infringiendo la ley de libre competencia.

7 Conclusiones

El presente trabajo plantea una propuesta para abordar el monitoreo de la competencia del punto de vista del operador de red del sistema eléctrico. En base a lo anterior, se realizó un modelo de implementación basado en los estándares y mejores prácticas obtenidos a partir de la revisión internacional de agencias de monitoreo de competencia en Estados Unidos, Australia y el Reino Unido.

La propuesta concluye que un conjunto no menor de las actividades que debe realizar el futuro monitor de la competencia, ya se realizan por parte de algunos Departamentos de los actuales CDEC, pero no directamente con el fin de efectuar un monitoreo de las condiciones de competitividad del sistema, por lo que se propone que el nuevo Departamento a formar, se estructure a partir de un grupo de los actuales profesionales que trabajan en los CDEC, sumando a ellos asesores expertos en temas económicos, regulatorios y legales.

Por otro lado, al evaluar la competitividad del mercado chileno, se verificó la hipótesis de que este es un mercado altamente concentrado, con índices de concentración muy por sobre las características de un mercado competitivo. Si bien la interconexión de los sistemas eléctricos del país generará mayor competencia, aun así, se mantiene la característica oligopólica a nivel generación. Conforme a esto, se verifica la importancia de mantener un adecuado control de las condiciones de competencia del sistema.

Una conclusión importante del trabajo, fue la evaluación respecto a las condiciones que impone la demanda para la competencia entre generadores al efectuar sus contratos de suministro, donde se observó que se privilegian contratos de largo plazo (en particular en el SING) y generalmente, por parte de los clientes libres, se contrata solo un bloque de energía a un suministrador. Al respecto, se propone que los clientes libres generen mayor grado de competitividad entre las empresas generadoras, con esquemas de suministro

con bloques de energía con la posibilidad de mantener varios suministradores por bloque, tal como se realiza a nivel de contratos de suministro regulados. Cabe destacar, que una de las barreras para generar dicho nivel de competencia es la complejidad de ejecución de los contratos de suministro, en dicho aspecto se observa que una entidad comercializadora, adecuadamente supervisada, podría dar solución a dicho problema e introducir mayor competencia al sector, se propone como trabajo futuro evaluar las características de una entidad comercializadora a nivel de clientes libres en el país.

Respecto a los niveles de información, se concluye que existen asimetrías de información para los nuevos agentes que requieren ingresar al sistema, en particular en lo referente a las características y diseño del mercado. Se propone que, para eliminar esta barrera de entrada, el futuro Coordinador mantenga disponible en sus sitios web entrenamientos que permitan comprender de manera didáctica el funcionamiento del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, se verificó que ambos operadores mantienen una gran cantidad de información en sus sitios web, sin embargo, existen parámetros con baja trazabilidad y accesibilidad, como los costos de los combustibles en el caso de CDEC SIC. Al respecto, se propone que el nuevo DMM supervise la disponibilidad de información del futuro Coordinador Nacional, a efectos de resguardar que las áreas correspondientes mantengan información pública y transparente para todos los agentes del mercado.

En relación a los índices propuestos, se concluye que estos permiten dar un adecuado seguimiento a las condiciones de competencia tanto a nivel operativo, de diseño de mercado y en cuanto a la planificación y desarrollo del sistema, en particular estos permiten dar seguimiento a las distintas distorsiones del mercado y verificar su efecto sobre los costos del sistema.

Respecto a la información que no mantiene disponible el futuro Coordinador, y que es importante que se generen las condiciones regulatorias para disponer de ella, se concluye que la información de los contratos de suministro es

altamente relevante para determinar el comportamiento de los agentes y poder evaluar si sus conductas son de carácter anticompetitivo. En dicho aspecto, la competitividad puede estar afectando tanto al resto de los competidores presentes en el sistema o directamente sobre la demanda, por lo cual es clave manejar información como precios de venta de suministro, indexadores, traspaso de sobrecostos, entre otros. Dicha información permite establecer si las empresas pueden estar ejerciendo poder de mercado, conductas de colusión o prácticas predatorias.

Referente al marco regulatorio se propone que, en el desarrollo del reglamento del futuro Coordinador, se incluyan artículos que permitan mantener un adecuado control de información confidencial y que se brinden atribuciones al Coordinador para solicitar información estratégica de las compañías, facultad que actualmente posee la Comisión Nacional de Energía.

Finalmente, se ratifica la necesidad de que el área de monitoreo del mercado y de la competencia del sector eléctrico, sea transversal a la organización del Coordinador y que no dependa directamente de ninguna Dirección Técnica, esto con la finalidad de ser garante de que los procesos y procedimientos que emita el Coordinador puedan ser revisados por esta área y adecuados en función de que promuevan adecuadamente las condiciones de competitividad del mercado.

Bibliografía

- [1] F. A. Wolak, «Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring,» Stanford University, 2005.
- [2] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «DFL1,» Gobierno de Chile, 2004.
- [3] E. Engel, Competencia Perfecta, Santiago: Universidad de Chile, 1990.
- [4] F. Estella Díez, «Algunas consideraciones en torno a la Comunicación sobre Definición de Mercado Relevante de la Comisión Europea y las Merger Guidelines del Departamento de Justicia de EEUU.,» *Anuario de la Competencia*, pp. 321 - 349, 2001.
- [5] J. E. Kwoka, Power Structure: Ownership, Integration, and Competition in the U.S, 1996.
- [6] R. J. Michaels, «Vertical Integration and the restructuring of the U.S. Electricity industry,» 2004.
- [7] A. Galetovic, «Integración vertical en el sector eléctrico, una guía para el usuario,» 2003.
- [8] F. Estella Díez, El derecho de defensa de la competencia, Madrid, 2015.
- [9] F. H. Rodríguez, Precios Predatorios y Derecho Antitrust, Madrid: Marcial Mons, 1997.
- [10] P. Areeda y D. F. Turner, «Predatory Pricing and related practices under section 2 of the Sherman Act,» 1979.
- [11] E. Cruz, Precios Predatorios y Libre Competencia, 2007.

- [12] R. Santana, El concepto de competencia desleal en la ley N° 20.169, Valdivia: Universidad Austral de Chile, 2008.
- [13] IEA, Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power, 2016.
- [14] ACCC, «ACCC/AER Information Policy,» 2014.
- [15] AER, «Compliance and Enforcement - Statement of Approach,» 2014.
- [16] OFGEM, «Wholesale Energy Markets in 2015,» 2016.
- [17] CAISO, «CAISO Department of Market Monitoring,» 2013.
- [18] Monitoring Analytics, LLC, «State of the market Report for PJM 2014,» 2015.
- [19] MIT CEEPR, «Financial Arbitrage and Efficient Dispatch in Wholesale Electricity Markets,» 2015.
- [20] UNTEC, «Análisis de la información necesaria para el Diseño de Políticas de Seguridad del Sistema Energético y la Eficiencia del Sector,» 2011.
- [21] U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission, U.S HORIZONTAL MERGER GUIDELINES, 2010.
- [22] CDEC-SING, «Reglamento Interno CDEC-SING,» 2015.
- [23] CDEC SIC, «Política de Publicidad y Acceso a la Información,» 2015.