

Un nuevo operador independiente de los mercados eléctricos chilenos

Hugh Rudnick V.D.W.¹

RESUMEN

El mercado mayorista eléctrico de cada uno de los sistemas interconectados de Chile es administrado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo encargado de la operación física, económica y comercial del sistema. El funcionamiento de los CDEC ha sido uno de los aspectos de la regulación que más discusión y análisis ha generado y su reformulación ha sido planteada en varias instancias. El artículo revisa las características ideales que debe cumplir tal organismo, según patrones internacionales, y como el CDEC cumple, o no, con ellas. Se analiza como gradualmente se ha ido introduciendo cambios a su estructura y modo de operación. Se formula por último como avanzar en su reforma para llegar a constituir un efectivo operador independiente.

I INTRODUCCION

Aunque el objetivo de las reformas de los sectores eléctricos es lograr mercados mayoristas competitivos descentralizados de generación, donde cada generador tome decisiones independientes, es indispensable mantener ciertas actividades a ser desarrolladas centralizadamente. Esto es necesario dadas las particularidades de la cadena generación – consumo, donde el producto eléctrico debe ser generado en el momento en que es demandado, no existiendo soluciones tecnológicas para almacenarlo. Esto crea condiciones muy particulares del mercado eléctrico que lo diferencian de otros mercados de commodities. La actividad centralizada fundamental es la de la operación física (el control de la seguridad y calidad de suministro) del sistema eléctrico. Otras actividades son la operación económica (uso eficiente de los recursos de generación – transmisión) y la operación comercial (administración del mercado), aunque hay avances regulatorios donde parte de ellas se realizan descentralizadamente.

En la mayoría de los sistemas eléctricos latinoamericanos las funciones descritas son realizadas por un único organismo centralizado o pool [1, 2, 3], que programa la operación física de las unidades generadoras del sistema, respetando restricciones de seguridad, y buscando alcanzar un óptimo económico. Además, se encarga de la operación en tiempo real del sistema y de las actividades anexas propias de la administración de un mercado eléctrico: facturación, liquidaciones, etc.

Sin embargo, las características de dicho organismo varían notablemente de país a país, según sea el modelo regulatorio adoptado.

Parámetros del Banco Mundial

El Banco Mundial [4] indica que cualquier sistema de administración y gobierno de un mercado eléctrico puede ser juzgado a la luz de los siguientes objetivos:

¹ Hugh Rudnick Van De Wyngard, Ingeniero Civil Electricista (U. de Chile), Ph.D. (University of Manchester), h.rudnick@ieee.org, es Profesor Titular de la Facultad de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile, y Director de la empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños. Se agradece el aporte del Ing. Cristian Álvarez Arriagada, en cuya investigación de Magíster se apoya parte de este trabajo, así como las contribuciones y comentarios de Sebastián Mocarquer, Rodrigo Jiménez, Germán Henríquez, Marie-Helene Briant y Cristian Espinosa. Se agradece el financiamiento del proyecto Fondecyt 1030067.

1. El administrador del mercado y el operador del sistema no están controlados por un agente o clase de agentes particular del mercado.
2. El mercado es eficiente y no discriminatorio.
3. El sistema alcanza niveles de confiabilidad esperados.
4. El proceso de toma de decisiones es transparente.
5. El administrador y sus reglas de operación pueden ser cambiadas en un periodo de tiempo razonable.
6. El costo de la gobernabilidad² es minimizado.

La independencia del organismo de administración y gobierno de un mercado eléctrico es fundamental para asegurar el funcionamiento transparente del mercado y un trato igualitario de los agentes. Las decisiones que debe tomar el encargado de la operación física y económica del sistema tienen impacto en los flujos monetarios entre los agentes de mercado, por lo que se debe garantizar la independencia del operador de los grupos de interés. Por ello el operador del sistema no debe estar controlado por un grupo de agentes o un agente en particular.

El mercado debe ser no discriminatorio para permitir que todos los interesados puedan participar en igualdad de condiciones en las transacciones que en él se realizan. La exclusión de ciertos agentes o clases de agentes del mercado restringe la capacidad de la sociedad en su conjunto de lograr eficiencia. La toma de decisiones al interior del mercado debe ser eficiente. Esto se logra con métodos de acceso y negociación simples y claros. No se debe complicar excesivamente el proceso de toma de decisiones para mantener un mercado eficiente con la participación de todos los interesados, tanto actuales como potenciales.

Un buen sistema para medir el funcionamiento de la gobernabilidad de un sistema eléctrico es la evaluación del cumplimiento de los niveles de confiabilidad impuestos para el sistema. En caso de que la estructura que regula el funcionamiento del mercado no sea adecuada, esto se reflejará en los niveles de confiabilidad del sistema, los que se verán afectados por los problemas de coordinación que acarrea un sistema inadecuado de gobernabilidad. También puede medirse esta gobernabilidad en cuanto se logre o no operar el mercado bajo criterios de eficiencia económica.

El proceso de toma de decisiones al interior de los administradores del mercado debe ser transparente para que los actuales y potenciales agentes del mercado puedan percibir señales claras del porqué se toman determinadas decisiones. La poca transparencia en el proceso de toma de decisiones puede tornar poco eficiente el mercado y abrir la puerta al abuso de grupos dominantes al interior de dicho organismo.

El cambio del administrador y de las reglas que rigen el mercado debe responder a los cambios que ocurren en el mercado eléctrico, para mantener el buen funcionamiento de este. El rápido cambio tecnológico y de las condiciones de mercado, hacen necesaria la existencia de una estructura dinámica que permita a las instituciones adaptarse a las nuevas condiciones imperantes.

La minimización del costo de la gobernabilidad es un punto importante en la evaluación de las estructuras que sustentan el mercado eléctrico. Estas no deben ser una carga muy pesada que restrinja el mercado por sus altos costos. Las funciones deben estar bien especificadas, así como su financiamiento para evitar que los costos de manejar el mercado se vuelvan excesivos. Otro punto central es que los mecanismos de toma de decisiones y resolución de conflictos deben ser claros y breves para evitar que su excesiva extensión en el tiempo aumente los costos de administrar el mercado.

² Un concepto base para medir la eficiencia del organismo administrador es el de gobernabilidad. Se refiere al proceso de toma de decisiones en una organización y como éstas son implementadas dentro de ella. En el caso de los sistemas eléctricos la gobernabilidad interna del organismo administrador puede ser un sustituto para la regulación externa sobre el mercado.

En la mayoría de los mercados eléctricos desregulados del mundo esto se ha enfrentado con la creación de un operador independiente del sistema (ISO, del Inglés Independent System Operator). En Chile este avance ha sido tímido y no exento de problemas, según se describe a continuación.

II MARCO REGULATORIO CHILENO

El Banco Mundial identifica cuatro modelos de gobierno del administrador del mercado: directorio integrado por agentes del mercado, directorio integrado por personas independientes del mercado, directorio integrado por agentes de una clase, y corporación sin fines de lucro. A continuación se revisa el modelo utilizado en Chile, el Centro de Despacho Económico de Carga, con un directorio que en su concepción original estaba integrado sólo por agentes de una clase.

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

El CDEC es un organismo definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1, del año 1982, y reglamentado por el Decreto Supremo N° 327, del año 1997, ambos del Ministerio de Minería [5]. El Decreto N° 327 derogó el anterior reglamento eléctrico contenido en el Decreto Supremo N° 6 de 1985, del Ministerio de Minería. Al respecto, dichos cuerpos legales establecen la obligación de la creación de estos organismos en los grandes sistemas interconectados, con las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico;
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

En la actualidad existen dos CDEC, uno para el Sistema Interconectado Central (SIC) y otro para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

El CDEC está integrado por todas aquellas empresas eléctricas de transmisión y generación que cumplen con los requisitos establecidos en el Decreto N°327. Los grandes usuarios y las distribuidoras no ha participado en el CDEC y su única vinculación con este ha sido a través de los contratos que firmen con los generadores.

El CDEC es gobernado por un Directorio y realiza sus funciones a través de una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes (Fig. 1).

El Directorio está conformado por un representante de cada una de las empresas que integran el CDEC y es el encargado de los aspectos normativos y de velar por el buen funcionamiento de las Direcciones de Operación y Peajes. El Directorio puede encomendar a un tercero la ejecución de acciones de apoyo o tareas específicas asociadas a las funciones del CDEC, y así de hecho lo han dispuesto el CDEC-SIC y el CDEC-SING, cada uno de los cuales ha creado una empresa especial para estos efectos. El CDEC como tal no tiene persona jurídica, pero si puede crear una persona para la ejecución de acciones de apoyo. Cabe destacar además que la reglamentación vigente plantea que el Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen su adecuado desempeño. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollarán su función conforme a la ley y su reglamento, y de acuerdo a los criterios generales que fije el Directorio.



Figura 1: Organigrama CDEC (Fuente: CDEC-SIC, www.cdec-sic.cl)

Los acuerdos del Directorio exigen un quórum para sesionar de dos tercios de los miembros del Directorio y la unanimidad de los presentes en las principales decisiones (reglamento interno, resolución de conflictos). En caso que la falta de unanimidad impida adoptar un acuerdo y la divergencia se produjere con motivo de la aplicación del reglamento o del reglamento interno, el Directorio debe someter la divergencia al dictamen de un tercero. Originalmente, el tercero era el Ministro de Economía. Con el Decreto Supremo N° 327 se creó una instancia intermedia, el Comité de Expertos, integrada por dos ingenieros y un abogado. Por último, la Ley N° 19940 de 2004 definió un nuevo Panel de Expertos como única instancia de solución de divergencias, sin intervención del Ministro de Economía.

Dentro de las obligaciones operativas dispuestas para el CDEC en la ley y el Decreto Supremo N° 327, se encuentran:

1.-Operación económica (uso eficiente de los recursos de generación – transmisión)

- Planificar la operación del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible.
- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la operación del sistema.

2.-Operación física (control de la seguridad de suministro) del sistema eléctrico

- Determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión.
- Comunicar la planificación de la operación de corto plazo del sistema eléctrico a sus integrantes para que ellos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes. Las instrucciones de coordinación que emanan del CDEC son obligatorias para todas las centrales generadoras y líneas de transporte interconectadas.

- Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de seguridad y calidad de servicio, incluidas la administración, entre otras, de la reserva de potencia del sistema, para regular la frecuencia, y la desconexión de carga en barras de consumo.
- Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras del sistema.
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.

3.-Operación comercial (administración del mercado),

- Determinar y valorizar las transferencias totales de electricidad entre los integrantes del CDEC, considerando sus inyecciones y retiros.
- Elaborar los informes que las leyes y reglamentos determinen.
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión. Determinar los pagos que le corresponden a los propietarios de sistemas de transmisión y los agentes que deben aportar dichos pagos.

Además, al CDEC le cabe la responsabilidad de informar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema.

La participación de los agentes

El CDEC en su concepción original era un “club” de generadores. Participaban todas las empresas generadoras con más de 2% de la capacidad instalada total que tenía el sistema a la fecha de constituirse el CDEC. Esta concepción surge de reconocer fundamentalmente la dimensión operativa que debía cumplir este organismo, donde los generadores tenían la mayor práctica en relación a los otros agentes del mercado. Faltando experiencias previas de estructuración de mercados competitivos de generación (recordar estos cambios tienen lugar en Chile al comienzo de los 80s), no se aquilata suficientemente el rol de despejador del mercado (la mano invisible de Adam Smith [2]) que también debía desempeñar el CDEC y donde se enfrentarían las mayores dificultades.

Con el Decreto N° 327 se incorpora al CDEC a las compañías de transmisión con a lo menos un tramo de línea de longitud superior a 100 km. La integración de generadores con potencia instalada superior a 9 MW es opcional. La incorporación de los transmisores es relevante, particularmente en Chile, donde la geografía exige extensas redes de transporte y donde los problemas de congestión de líneas desacoplan mercados importantes, haciendo crítica la relación entre la operación y la planificación del sistema.

Sin embargo, resaltaba hasta la fecha la ausencia en el CDEC de representación de la demanda, a lo menos a través de distribuidoras y grandes clientes. La representación de la demanda asegura, según lo demuestra la experiencia internacional, el logro de un equilibrio en alcanzar adecuados niveles de seguridad y calidad en el abastecimiento eléctrico. El incremento de las utilidades de los generadores deja de ser un objetivo operacional, en desmedro del beneficio de los consumidores. Un ejemplo crítico de esta situación se presentó en el SING durante los años 1998-99, donde por la forma en que se operaba el sistema tuvieron lugar varios apagones que afectaron gravemente a las compañías mineras. De haber estado estas últimas representadas en el CDEC, probablemente esta condición se habría anticipado o al menos aminorado. La presión de las compañías mineras, responsables del mayor porcentaje del producto geográfico chileno, y la intervención de autoridades de Gobierno obligaron al CDEC a definir un plan de seguridad para operar el sistema que logró reducir dramáticamente la frecuencia de los apagones.

Finalmente, en mayo del 2005 se aprobó una modificación a la ley eléctrica (bajo la Ley N° 2018) integrando al CDEC a las empresas generadoras, transmisoras troncales y de subtransmisión y a un representante de los clientes libres del respectivo sistema. Está por verse como un aumento de los miembros del CDEC impacta el proceso de toma de decisiones. Hoy el directorio del CDEC-SIC incorpora 16 representantes, lo que ya dificulta las decisiones unánimes.

El proceso de toma de decisiones

El CDEC-SIC, como organismo administrador del mercado, comienza a operar en 1985 (Decreto Supremo N°6) y operó razonablemente por sobre 10 años [6], con un proceso de decisiones fluido y sin mayores problemas, existiendo un bajo nivel de conflictividad en su interior, donde las decisiones se centraban esencialmente en aspectos técnicos de la operación del sistema. Lo anterior permitió estimular competencia en el costo de abastecimiento (aumentos de eficiencia en la generación, introducción de nuevas tecnologías), como en las acciones comerciales de las empresas (competencia en contratos). Sin embargo, a medida que la competencia se incrementó (dando lugar a una baja de los precios resultantes en el mercado), y se presentaron condiciones hidrológicas extremas (en particular durante el año hidrológico 1998-99), las decisiones y la operación técnica misma del sistema se dificultaron por los crecientes conflictos internos.

Generalmente las decisiones técnicas que se toman al interior del CDEC afectan comercialmente a una u otra empresa. Cada empresa, o grupo de empresas, se juega por defender sus propios intereses, buscando que las decisiones maximicen su beneficio o minimicen su pérdida. El fenómeno de creación de filiales de las empresas integrantes que así logran una mayor presencia en este organismo dificulta aun más este proceso. Los conflictos pueden surgir por decisiones tan diversas como la consideración de restricciones por seguridad en las operación horaria, las metodologías de calculo del costo marginal de corto plazo, la remuneración de la transmisión, los pagos por capacidad disponible para abastecer la demanda máxima, los criterios de racionamiento, o el mayor o menor uso del agua. Estas decisiones impactan el mercado, los precios y los ingresos de cada empresa, según sea deficitaria o excedentaria³, según su parque sea térmico o hidráulico y según sea su ubicación geográfica, y por ende, extreman las posiciones y el surgimiento de conflictos. Un generador hidráulico tendrá una posición muy distinta respecto a la forma de operar el sistema, según sea deficitario o excedentario.

Como ilustración de la dificultad en la toma de decisiones en los CDEC, en la Fig. 2 se puede apreciar el importante aumento en el número de divergencias al interior del Directorio del CDEC-SIC con motivo de la crisis del 98/99.

Los conflictos no sólo surgen en las decisiones de operación del sistema. La necesidad de unanimidad en la aprobación de reglamentos internos o en el cambio de ellos ha frenado el necesario avance en la normativa interna. La autorregulación de un CDEC debiera ser percibida como una oportunidad que ofrece ventajas a sus participantes, frente a una regulación impuesta externamente por la autoridad. Sin embargo, los conflictos comerciales son más fuertes y limitan el proceso asociado de toma de decisiones.

³ Un empresa es deficitaria si su generación de energía, resultante de la operación económica del sistema decidida por el CDEC, es menor que los compromisos de venta de energía que tiene con sus clientes. Esto implica que debe comprar el déficit en el mercado spot al costo marginal imperante en el momento. Este costo marginal puede ser muy alto si por ejemplo hay condiciones de sequía o de altos precios de combustibles. Al contrario, es excedentaria cuando genera más que sus contratos.

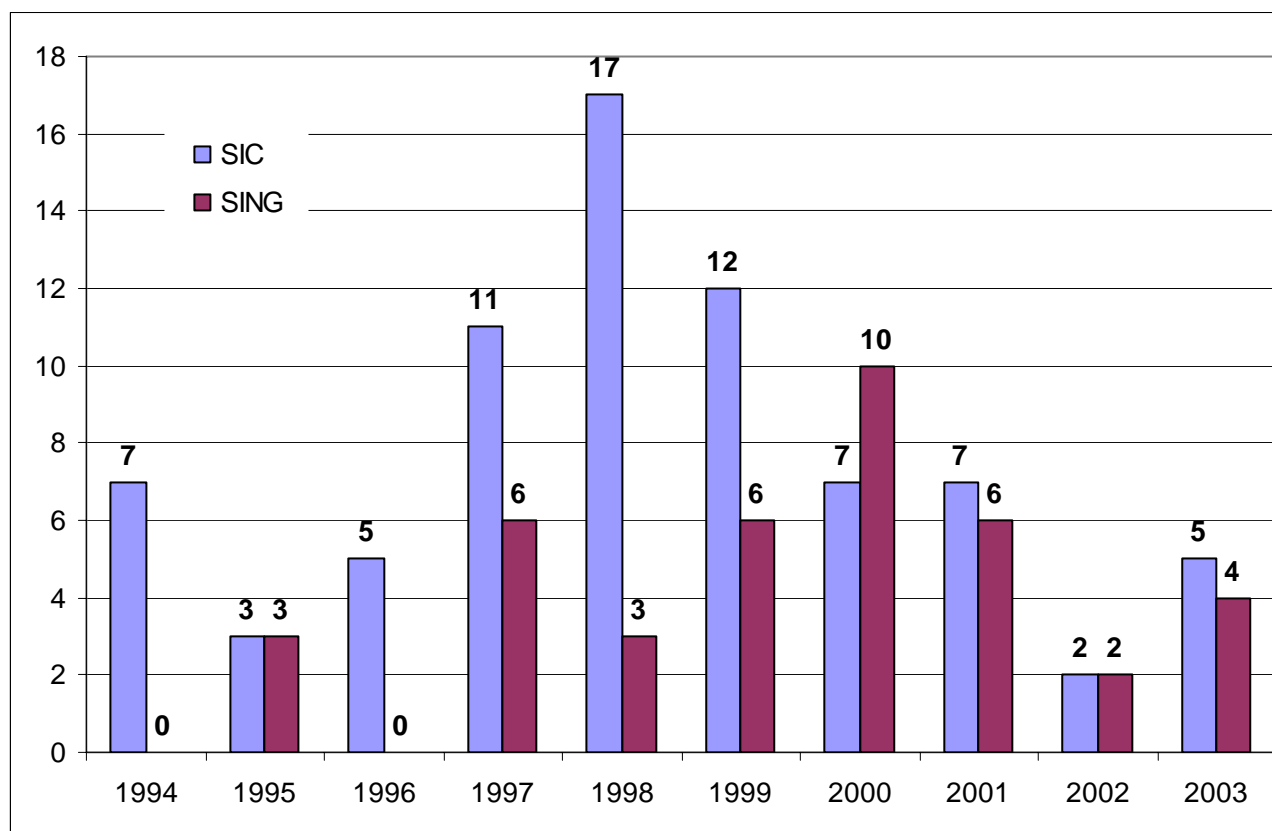


Fig. 2: Divergencias en CDEC en SIC y SING (1994-2003)

Los mecanismos de solución de conflictos

Como se indicara, según la reglamentación original las divergencias que surgieran en el Directorio del CDEC eran resueltas directamente por el Ministro de Economía, con consulta a la CNE. La participación de una autoridad de Gobierno tiene riesgos de politización por la participación de este en algunos conflictos de manera indirecta o directa.

Con el aumento de la conflictividad a fines de los noventa, el Ministro de Economía, vía la resolución de divergencias, en la práctica se convirtió en el operador del sistema, sin tener interés en ejercer dicha función. Las exigencias aumentaron de tal modo que se dificultó el cumplimiento del plazo de 120 días en que el Ministro debía resolver, en la práctica agudizando algunos conflictos y afectando la operación segura del sistema eléctrico. Con millones de dólares en juego, el lobby de las empresas generadoras ante el Ministro para que resolviera en uno o en otro sentido no hacía más que dificultar su acción. Emblemática fue la divergencia con relación al precio de la energía en condiciones de desabastecimiento parcial en el SIC, que se presentara a mediados de 1998 y que el Ministro resolviera recién a comienzos de 1999. La crisis eléctrica produjo cortes de energía que tuvieron lugar en la primavera de 1998 y en el otoño de 1999. Si bien no se puede atribuir los cortes a la tardía resolución de la divergencia, es claro que ella agravó el problema y dejó al mercado sin señales económicas claras de cómo enfrentar dichos cortes ni la necesidad de resolver medidas de emergencia para reducir su impacto.

El Decreto N° 327 creó una instancia intermedia de resolución de conflictos, incorporando un Comité de Expertos de tres profesionales independientes, dos ingenieros y un abogado, que debían pronunciarse sobre las divergencias antes que estas fueran sometidas al Ministro, aunque sus informes y recomendaciones no eran obligatorias para las partes. La instancia se desvirtuó en una primera etapa ya

que los CDEC, en su búsqueda de profesionales independientes, nombraron a personas sin mayor vinculación técnica o económica con el sector. Las recomendaciones de los Comités de Expertos no fueron relevantes en la toma de decisiones y pocas veces fueron adoptadas por el Directorio del CDEC y el Ministro.

Cabe agregar que muchas veces las resoluciones del Ministro eran bloqueadas por las partes por medio de recursos de reposición y reconsideración. En otras instancias las divergencias eran llevadas por las partes a instancias judiciales, argumentando la incompetencia del Ministro de Economía para abordarlas. En otras el Gobierno ha sido demandado por las empresas que consideran perjudicados sus derechos por las decisiones de la autoridad. Todo esto agravaba la ingobernabilidad de la solución institucional del CDEC.

Finalmente, el Panel de Expertos creado en el 2004 por la ley N° 19.940 se constituye en la única instancia de solución de conflictos, sin intervención del Ministro de Economía. El Panel no sólo aborda los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, sino que tiene una función más amplia, cual es pronunciarse sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica, más allá del CDEC.

El Panel esta constituido por siete profesionales, cinco de los cuales deben ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, y dos abogados, todos de amplia trayectoria profesional o académica y que acrediten, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de tres años. Son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. En el primer concurso público postularon más de 80 interesados, lo que permitió constituir un equipo técnico altamente calificado

Los dictámenes del Panel de Expertos son vinculantes para todos los que participen en el procedimiento respectivo y no procede ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria. Esto ha implicado que las divergencias de los CDEC son resueltas oportunamente, con el agregado que audiencias públicas han dado transparencia al proceso de discusión y decisión.

La estructura administrativa y operativa

Con anterioridad al Decreto N° 327 de 1997, los CDEC no tenían personal ni equipamiento propio y el “club” de generadores decidía la operación del sistema y la encargaba a la empresa transmisora. Un gran avance, aunque incompleto, se produce en la estructura administrativa y operativa de los CDEC con la creación vía dicho Decreto de la Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. Se intenta crear entes técnicos al interior de los CDEC, buscando darles autonomía e independencia y asignándoles funciones y responsabilidades específicas.

Con la creación de una empresa especial para estos efectos, la generación de la Dirección de Operación y una Dirección de Peajes, la contratación de personal técnico propio y la constitución de instalaciones independientes de operación física del sistema, se articula una instancia con un cierto grado de independencia de los agentes que están representados en el Directorio. Ambos CDEC decidieron centrar en una persona ambas Direcciones. La independencia de este Director es relativa pues es el Directorio del CDEC el que lo nombra, el que decide el presupuesto y el personal con que debe operar, el que le asigna o no bonos de desempeño, y el que finalmente lo mantiene o no en su cargo. La libertad e independencia con que puede operar dicho Director depende entonces de las particularidades del sistema eléctrico que administra ese CDEC, del nivel de conflictividad en la toma de decisiones, y de las

características del Director como persona y su facilidad o no para manejarse en situaciones conflictivas. Los Directores han debido enfrentar diversos conflictos y situaciones de inestabilidad laboral que en algunos casos los han llevado a renunciar al cargo.

Se produce un avance en este ámbito en Mayo del 2005, con la modificación a la ley que busca dar una mayor estabilidad al Director. Se define su duración en el cargo por cuatro años, pudiendo ser reelegido por dos tercios del Directorio, sólo por un período más. Para su nombramiento, o remoción antes del término de su período, se exige el acuerdo de dos tercios del Directorio. La interrogante es en que medida las grandes empresas en cada CDEC ejercerán o no una mayor presencia en el nombramiento o remoción del Director y cómo las empresas menores actuarán frente a esto.

La creación de la Dirección de Operación y de la Dirección de Peajes, sin asegurarle el debido presupuesto para un funcionamiento independiente era otra limitación de la reglamentación. Esto se pretende corregir con la ley N° 20.018 de mayo 2005, donde se determina que el presupuesto anual de cada CDEC debe ser informado favorablemente por la CNE, en forma previa a su ejecución.

En el ámbito administrativo, ha conspirado a un funcionamiento fluido del CDEC y de sus Direcciones la ausencia de reglamentos internos completos y detallados. Los CDEC, como se destacara previamente, no han sido capaces de reglamentar adecuadamente su acción, ya sea por la dificultad de poner de acuerdo intereses conflictivos en la definición de tales reglamentos, o por el simple hecho de que reglamentar acciones implica auto limitarse en la acción y restarse grados de libertad, lo que no siempre es atractivo para las partes.

La operación segura de los sistemas eléctricos

A los problemas enfrentados por los CDEC descritos anteriormente, se suman en los últimos años diversas situaciones en que se ha afectado la seguridad de operación de los sistemas eléctricos. Se han producido problemas en la calidad del abastecimiento y en varias instancias se ha comprometido la seguridad misma del sistema, resultando en apagones extendidos. Si bien muchas de estas situaciones han sido causadas por contingencias ajenas a la problemática institucional de los CDEC, también es cierto que la incompleta articulación de un operador independiente ha agravado estas situaciones. Esto no solo ha sido responsabilidad de los mismos CDEC sino que de la inexistencia de normas técnicas que regularan su acción.

Un sistema eléctrico se enfrenta frecuentemente a contingencias que exigen una muy clara especificación de la coordinación que debe desempeñar el operador del sistema y de las responsabilidades y desempeño de cada generador, transmisor, distribuidor y gran cliente. Esto es fundamental para superar las contingencias sin arriesgar el continuo suministro. Los CDEC, en su responsabilidad de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, han establecido algunos procedimientos de operación, control de condiciones críticas y esquemas de recuperación de servicio. Sin embargo, esto no se ha logrado a cabalidad, en la medida nuevamente que la definición de algunos procedimientos se ha dificultado porque pueden afectar los intereses comerciales de los participantes. No necesariamente se privilegia la seguridad del sistema, sino que entran en consideración aspectos económicos y comerciales.

Es importante destacar que la seguridad de un sistema eléctrico se resuelve en forma sistémica, debiendo participar en su logro, e inversiones asociadas, todos los agentes de la cadena producción-consumo. Es por ello fácil que aparezcan “free riders”, agentes que esperan que las inversiones en seguridad sean abordadas por otros. Este dilema finalmente debe ser resuelto por el operador del sistema, el CDEC en el caso chileno. Los apagones de los años 1998-99 en el SIC son un ejemplo de cómo el

equilibrio seguridad-economía se ve afectado en la medida que las decisiones se toman solo por los generadores.

Otro ejemplo crítico se presenta en el SING en el año 2003. Los riesgos para la operación segura y económica del sistema eléctrico por una inadecuada toma de decisiones operativas y administrativas al interior del CDEC llevaron a una intervención de la SEC en el 2003. La SEC intervino precisando las reglas relativas a la operación interna del CDEC-SING en relación a la forma en que se deben tomar decisiones y a las competencias que corresponden al Directorio como al Director de Operaciones. La autoridad puso en duda la disposición a ponerse de acuerdo por parte de las empresas en cuestiones fundamentalmente técnicas y que son centrales para la operación segura y económica del sistema.

Se logra un avance importante en esta materia el 2005 con la formulación por parte de la autoridad regulatoria de una Norma Técnica que busca orientar y acotar la actuación de los CDEC en su operación física del sistema, buscando integrar los segmentos de generación, transporte, distribución y consumo, así como lograr una consistencia de los criterios de operación como de planificación. Esta norma surge como otra instancia que busca propender a una mayor autonomía de los entes técnicos que componen cada CDEC. En el ámbito operativo se busca que la Dirección de Operación sea la unidad que vele por la operación segura del sistema encargada al CDEC. Se mantiene en el CDEC (y su Directorio) la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones que la normativa impone a los agentes responsables de la operación interconectada.

Si bien esta nueva norma se formula como un avance importante en el fortalecimiento del CDEC como administrador del mercado, se anticipan dificultades en su aplicación, dada la falta de una mayor autoridad legal, e independencia, de la Dirección de Operación. No es evidente como se resolverán los conflictos que puedan surgir entre el Directorio y dicha Dirección y como se articularán las obligaciones de aquellos que no participan en los CDEC (por ejemplo, distribuidores y grandes consumidores). La autoridad estaría formulando modificaciones reglamentarias para estos efectos.

Las barreras de entrada al mercado

Uno de los objetivos básicos de los procesos de desregulación de los mercados eléctricos ha sido el reducir o eliminar las barreras de entrada que pudieran existir para inversionistas interesados en el negocio de la generación. La no necesidad de solicitar concesiones para inversiones en generación térmica, la no obligación de servicio y el libre acceso a la transmisión son solo tres ejemplos de elementos de la legislación que propenden a reducir barreras y lograr una mayor competencia en generación.

La existencia de un operador independiente que de un tratamiento equitativo a un nuevo generador o transmisor debiera ser también otra característica de la regulación vigente. Las limitaciones del modelo CDEC actual, donde las decisiones son tomadas por aquellos que pueden ser amenazados por los nuevos entrantes, a lo menos cuestiona el modelo [7]. Oportunidades de crear barreras a terceros entrantes han habido varias, por ejemplo en la asignación de pagos por potencia firme, en el acceso a sistemas de transmisión, etc.

Las multas como barreras de entrada al CDEC

Empresas eléctricas con posibilidad de incorporarse al CDEC han dudado en hacerlo por razón de las multas que les puede aplicar la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Por ejemplo, algunas empresas distribuidoras consideraron separar su negocio de subtransmisión para poder ingresar al CDEC, pero el alto costo asociado de eventuales multas se convirtió en un desincentivo para ello.

La Ley 18.410 de 1985 que creó la SEC junto a su modificación de junio de 1999 (Ley 19.613) le asignó una potestad sancionatoria que le permite aplicar multas a aquellos que cometan infracciones a la ley eléctrica. El universo al que puede aplicar multas incluye, a lo menos, a todas las empresas integrantes de los CDEC. Esto, en la medida que el Artículo 81° del DFL N°1 obliga a las empresas que operan interconectadas entre si a coordinarse con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Adicionalmente el artículo 202 del reglamento del DFL N° 1, reproducido hoy en el art. 81 bis del DFL 1, indica que cada integrante del CDEC, separadamente, será responsable por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley y del reglamento. Por ende, cuando la ocurrencia de un apagón (incluyendo los efectos de este) se asocia a la falta de coordinación del sistema, la SEC lo ha interpretado como una infracción al art. 81. En este contexto, las empresas integrantes de un CDEC, obligadas a efectuar la coordinación, deben responder separadamente y en su calidad de integrantes, por haber fallado al deber de coordinación.

No hay reglamentación sobre criterios de aplicación de multas ante infracciones, más allá de una especificación de montos, que los vincula a la importancia y gravedad de la multa, y de los factores a considerar para las sanciones. La magnitud de la penalización depende del tipo de infracción y su gravedad. Para la determinación de las sanciones se considera la importancia del daño causado o del peligro ocasionado, el porcentaje de usuarios afectados por la infracción, el beneficio económico obtenido con motivo de la infracción, la intencionalidad y el grado de participación en la infracción, la conducta anterior y la capacidad económica del infractor, especialmente si se compromete el servicio prestado por el infractor.

Con esas definiciones, la SEC aplica sanciones que asignan multas por apagones a los integrantes de los CDEC en dos niveles. Un primer nivel, con multas a las empresas propietarias de las instalaciones donde se produjo la falla que produjo el apagón, y un segundo nivel con multas a todas las empresas integrantes del CDEC, aduciendo el incumplimiento de la obligación de coordinación de cada una de las empresas que estando obligadas a coordinar la operación, no hayan cumplido con ella. La SEC así mantiene el criterio que la responsabilidad es individual y no solidaria. Con todo, el hecho que en la mayoría de los casos en que se han aplicado sanciones por apagones se haya penado a casi todas las empresas, se ha interpretado como asignación de responsabilidad solidaria. Pero la sanción a las empresas la aplica la SEC no por el solo hecho de integrar el CDEC, sino por no acreditar el haber actuado, en tanto miembros del Directorio, con la debida diligencia en el cumplimiento de su deber de coordinación.

Las multas a su vez dependen del tamaño de las empresas infractoras. A manera de ejemplo, con ocasión de un apagón en noviembre del 2003, la SEC responsabilizó a un generador y al transmisor por responsabilidades específicas que originaron el apagón, y les aplicó multas individuales indicadas en la Tabla 1. También aplicó multas al resto de los integrantes por falla en la coordinación, según los criterios que se resumen en la misma tabla. Con estas multas, la SEC no sólo castigó la falta de coordinación en mitigar los efectos de la falla, sino que también en el restablecimiento del servicio.

La aplicación de estas multas solidarias ha sido cuestionada, argumentando que la responsabilidad por infracciones en materia eléctrica es personal o individual [8], y sólo se responde por hechos propios y no por hechos ajenos. Este cuestionamiento además plantea la carencia de un desarrollo conceptual en cuanto a la responsabilidad que le cabe al CDEC, como persona jurídica independiente y distinta de las empresas que lo componen. El CDEC es reconocido usualmente como infractor, pero nunca se lo ha sancionado como tal.

Empresa Sancionada	Multas MUS\$		
	Responsabilidad como integrante del CDEC, por falta de coordinación	Responsabilidad individual	Total
Generadores o transmisores pequeños	46		46
Generadores o transmisores medianos	228		228
Generadores o transmisores grandes	365		365
Generador grande involucrado	365	365	730
Transmisor involucrado	365	365	730

Tabla 1: Multas en CDEC-SIC por apagón de noviembre 2003

Si bien no es propósito de este trabajo pronunciarse sobre aspectos legales del esquema de multas, es importante reconocer que eventuales cambios del CDEC debieran hacerse cargo del tema de la responsabilidad del operador propiamente tal. El esquema de multas puede tener un carácter distinto en otra estructura institucional. De hecho, la incorporación al CDEC de un representante de los clientes libres, según lo imponen los recientes cambios legales, plantea desafíos a la autoridad en cuanto a la asignación de la responsabilidad de esos clientes en la aplicación de multas.

Cabe destacar que los responsables por fallas en el suministro, además de responder a multas, también deben pagar compensaciones a los consumidores afectados.

Las multas no sólo se han constituido en barreras de entrada al CDEC, sino que también de entrada al sector eléctrico. Efectivamente, potenciales inversionistas en transmisión han castigado sus análisis de rentabilidad considerando el riesgo adicional de eventuales futuras multas.

III UN NUEVO OPERADOR PARA EL MERCADO CHILENO

Si bien en el desarrollo histórico de la normativa chilena se ha ido mejorando el modelo CDEC, se han incorporado nuevos agentes, se ha resuelto problemas en el mecanismo de resolución de conflictos y se ha normado su accionar para operar el sistema eléctrico, el avance ha sido tímido e incompleto. Se está lejos de constituir un ente independiente que vele por una segura operación de los sistemas y la creación de condiciones económicas y comerciales para que se logre un efectivo y transparente mercado competitivo.

En base a lo anterior, se plantea la necesidad de avanzar a la creación de un nuevo operador para el mercado chileno. Ejemplos de otras regulaciones con mercados centralizados abundan como referencias para la formulación de un nuevo operador. Si bien el modelo regulatorio eléctrico argentino ha colapsado, como consecuencia de la crisis macroeconómica que ha sufrido el vecino país, su operador, el Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) se constituye en un ejemplo de interés.

El modelo del operador argentino

Cammesa es una sociedad anónima, sin fines de lucro, que tiene como su nombre lo indica la misión de administrar el mercado eléctrico mayorista. Su propiedad se distribuye en 20% para cada uno de los siguientes accionistas: el Estado Nacional, la Asociación de Generadores, la Asociación de Distribuidores, la Asociación de Transportistas y la Asociación de Grandes Usuarios. La Secretaria de

Energía es la tenedora de las acciones de propiedad del Estado Nacional y ejerce los derechos correspondientes. Estas asociaciones integran el directorio, el cual se compone de la siguiente manera:

- 2 representantes del Estado (uno de los cuales ostenta la presidencia).
- 2 representantes de los generadores.
- 2 representantes de los transmisores.
- 2 representantes de los distribuidores.
- 2 representantes de los grandes usuarios.

El Secretario de Energía Eléctrica es el presidente del directorio y nombra al vicepresidente. Las resoluciones del directorio se adoptan por mayoría de votos de los directores presentes, siempre y cuando en la mayoría se encuentre el presidente de la sociedad o el vicepresidente en ausencia de este. Por ende, se da derecho a veto a los representantes del Estado.

El modelo argentino tiene varias facetas de interés [1] en la formulación de una nueva propuesta para Chile. La representación de generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios, a través de asociaciones de ellos, en el directorio entrega las garantías necesarias para considerarlo un ente independiente. Es central la participación a través de asociaciones, y no de empresas individuales, porque ofrece la oportunidad de representar intereses genéricos de un tipo de agente (por ejemplo distribuidores) y no intereses comerciales particulares. Así, estas asociaciones actúan como un primer filtro a los intereses particulares de las empresas, los que son contrapuestos al interior de la asociación con los de otros agentes de la misma clase, evitando que lleguen en forma directa al directorio.

Sin embargo, la presencia de la Secretaría de Energía en el directorio, así como su excesivo protagonismo son puestas en duda por algunos agentes. La participación de la Secretaría tenía el objetivo original de representar a los usuarios regulados que por su escasa información, no tenían la capacidad para estar en el directorio. Su excesivo protagonismo trae aparejados riesgos de manipulación política del operador, de hecho se la ha acusado de desvirtuar el despacho económico en una búsqueda persistente de reducción del precio de la energía.

La transparencia de la información es otro de los pilares de Cammesa, información abundante que permite tener una idea de la dinámica del mercado, y que facilita una buena auditoría de los procesos por parte de los agentes del mercado.

Otro aspecto positivo es que la integración al directorio de los diferentes agentes del mercado genera una valiosa dinámica regulatoria y origina instancias de mejoramiento de la regulación. Las mejoras pueden ser consensuadas al interior del directorio entre los representantes de las distintas asociaciones y de la Secretaría de Energía, para luego ser enviadas a este organismo para su promulgación.

Aunque potenciales entrantes (nuevos generadores por ejemplo) no están representados explícitamente en el directorio de Cammesa, la presencia de los distribuidores, grandes clientes y del Estado aseguran que sus intereses estén presentes, en la medida que coincidan con un aumento de la oferta y mejores precios.

Un nuevo CDEC

Como se describiera previamente, la regulación chilena ha ido avanzando gradualmente y mejorando las características del CDEC como operador del mercado, superando algunas de sus falencias. Los cambios más recientes, con la incorporación de nuevos agentes al directorio y la mayor fortaleza asignada

a las Direcciones de Operación y Peajes, van en el sentido correcto, aunque se anticipan problemas de implementación. De particular preocupación es que con una mayor representación de agentes individuales, aumentará el tamaño del Directorio y las dificultades en la toma de decisiones. Con alta probabilidad, aumentarán las oportunidades de divergencias, por falta de unanimidad en las votaciones, al crecer el número y tipo de agentes representados (hoy hay 16 votantes en el Directorio de CDEC-SIC y 7 en el CDEC-SING).

Se plantean avances adicionales en la creación de un nuevo CDEC, esencialmente a través de:

- Creación de una nueva figura legal
- Representación genérica de clases de agentes
- Incorporación de observador del Estado
- Toma de decisiones por mayoría
- Presupuesto y procedimientos transparentes

Creación de una nueva figura legal

Se considera fundamental la necesidad de consagrar al OI como una nueva persona jurídica, que para distinguir del CDEC llamaremos el Operador Independiente (OI). Las ventajas de que sea una empresa independiente la que se encargue de administrar el mercado son claras desde la perspectiva de un trato igualitario y transparencia. El evitar que agentes del mercado, con intereses comerciales de por medio, tengan responsabilidades en el mercado o la operación del sistema aparece como muy deseable en ese sentido. La creación de esta nueva persona legal no debe ser restricción para que los agentes asuman sus responsabilidades legales individuales o colectivas en el mercado.

Existen varias formas de alcanzar la independencia. Una primera forma directa es crear un OI sin vinculación absoluta de los agentes, y sus intereses. Esto podría implementarse en el modelo del Panel de Expertos, con un Directorio del mayor nivel profesional, con una vinculación de conocimientos del mercado y sistemas eléctricos, pero sin participación de representantes de los agentes. La desventaja de este modelo radica en la dificultad de encontrar gente con experiencia en la operación misma del sistema que no tenga relación con algún agente del mercado y el peligro de que el Directorio se aisle de lo que sucede en el mercado.

Esta primera forma está siendo considerada en Perú, en un proyecto que pretende modificar la Ley General de Concesiones. Uno de los aspectos importantes de la reforma propuesta es precisamente la modificación del Centro Económico de Operación del Sistema (COES), en donde se está cambiando la composición de su Directorio. Actualmente está compuesto por representantes de empresas de generación y transmisión, similar al Directorio del CDEC chileno. El nuevo Directorio estará integrado por cinco miembros, sin vinculación alguna, directa o indirecta, con los agentes participantes en el mercado. Deberán ser profesionales con experiencia, no funcionarios públicos, que serán seleccionados mediante concurso público.

Una segunda forma de alcanzar la independencia es seguir el modelo actual, en forma indirecta, con un OI gobernado en forma compartida por diferentes agentes del mercado que en base a la contraposición de sus intereses alcancen la operación independiente.

Una tercera alternativa e intermedia es combinar un grupo de representantes de los agentes del mercado con personas independientes. Este modelo híbrido permitiría salvar algunas de las falencias de tener sólo personas independientes. Los directores independientes debieran ser mayoría dentro del Directorio.

La segunda instancia significaría un cambio menos drástico para el mercado chileno, pero debe complementarse con la siguiente medida.

Representación genérica de clases de agentes

La participación de diferentes agentes en el Directorio del OI es deseable, debido a la contraposición de intereses necesaria para alcanzar la independencia al interior del Directorio, la experiencia de estos en el manejo del sistema y la necesidad de mantener bien informados a estos agentes, porque en definitiva son ellos los que toman las decisiones de inversión.

Sin embargo, el que sean los mismos agentes los que concurren al Directorio no es la mejor solución, como lo demuestra la realidad histórica de los CDEC. Los intereses particulares de las empresas llegan directamente al Directorio complicando el proceso de toma de decisiones. En esa medida, una representación genérica de clases de agentes, similar al modelo argentino, es un camino alternativo. La reciente incorporación de un representante de los grandes clientes en los CDEC demuestra que el concepto ya está presente en la legislación chilena. Solo faltaría extenderlo a las otras clases (generadores y transmisores) y agregar la clase de los distribuidores. La reducción del número de votantes es otra ventaja de este camino.

Siempre existe el peligro de que el OI se convierta en una herramienta para el abuso oligopolico debido a la información que se maneja en su interior. Para contrarrestar esto, se deben generar los mecanismos adecuados de control de la competitividad y acceso a la información.

Al independizarse el CDEC, y definirse una representación genérica de los agentes, de inmediato surge la pregunta sobre la responsabilidad ante fallas. ¿Es el operador, como entidad independiente, el que debería entonces pagar compensaciones y/o multas, o se puede mantener el actual esquema que traspasa las responsabilidades a las mismas empresas eléctricas? El tema global de sanciones podría revisarse a la luz de un cambio institucional de este tipo, pero el actual esquema de multas seguido por la SEC podría seguir aplicándose a todos las empresas representadas en el CDEC, aunque no estén directamente presentes en el Directorio.

Incorporación de observador del Estado

La participación de representantes del Estado en el Directorio del operador presenta ventajas y desventajas. Entre las principales ventajas se encuentran la de actuar como representante de los pequeños usuarios, que por sus características son difíciles de organizar, así como servir de contrapeso a clases de agentes con demasiado poder al interior del operador. Entre las desventajas principalmente se cuenta el riesgo de politización para el operador que acompaña la participación del Estado. Este puede utilizar su poder al interior del operador para servir intereses distintos para los que fue diseñada su participación.

Un camino es incorporar en forma permanente a un observador del Estado, con todos los privilegios de cualquier participante, por ejemplo de acceso a información, pero sin derecho a voto, y que sea un canal de comunicación y de logro de mayor transparencia en el operar del OI, particularmente vigilante de la búsqueda de una operación segura del sistema. Este representante debiera provenir de una institución técnica del Estado y no del ámbito político propiamente tal. Podría venir de parte de la SEC, que de hecho es el organismo encargado, ente otras materias, de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas sobre generación, transporte y distribución de electricidad. Esto no

necesariamente restaría grados de libertad a este organismo en sus responsabilidades de fiscalizar y sancionar, y al contrario podría darle mayores antecedentes para el cumplimiento de sus obligaciones.

Toma de decisiones por mayoría

La ventaja de la toma de decisiones por mayoría simple, o super mayoría (por ejemplo dos tercios), radica en la facilidad para alcanzar acuerdos, mientras que la desventaja se presenta cuando hay abuso de poder por un grupo mayoritario. Con la generación de un esquema de representación por agentes se evita este último peligro.

Presupuesto y procedimientos transparentes

El tema presupuestario es fundamental en el logro de la independencia que necesariamente debe tener el OI. Debe definirse un presupuesto público que debe ser financiado por todos los agentes del sector (al estilo del Panel de Expertos o de los estudios de expansión de los sistemas de transmisión troncal). El presupuesto debe permitir mantener un equipo técnico profesional de primer nivel, con sueldos de mercado en una política de remuneraciones estable y conocida, con esquemas transparentes de evaluación y de incentivos del personal. Se debe sin embargo evitar el síndrome Cammesa, que llegó a tener 145 personas divididas en tres partes iguales (Operación, Mercado, Administración-Dirección) y con un presupuesto que alcanzó a los 14 millones de dólares, donde el 70% eran gastos de salarios.

Otro aspecto importante en el desarrollo independiente del OI es el desarrollo de procedimientos operativos y administrativos simples y transparentes que ilustren a los participantes, y no participantes, de cada sistema eléctrico, de la forma en que opera el organismo. Estos procedimientos deben revisarse para seguir el cambio tecnológico y de las condiciones de mercado, adaptándose a las nuevas condiciones imperantes.

No es menor la necesidad que los procedimientos operativos y administrativos sean simples. Procedimientos extremadamente sofisticados y complejos, como los actuales de determinación de potencia firme o de cálculo de costos marginales y transferencias de energía, no sólo hacen oneroso el análisis y dificultan el proceso de toma de decisiones y de resolución de divergencias, sino que en la práctica se convierten en barreras de entrada para nuevos entrantes.

Un futuro más competitivo

Cabe destacar que a nivel mundial se ha avanzado a nuevas formas de organizar los mercados, más allá del concepto centralizado vigente en Latinoamérica. Buscando lograr una mayor transparencia y superar debilidades observadas en los mercados centralizados, se diseñaron los mercados descentralizados, conocidos como Power Exchange/ Independent System Operator (PC/ISO). Estos buscan separar las funciones económico-comerciales de la operación física del sistema eléctrico. Para ello, se crean dos organismos independientes. El operador del mercado (Power Exchange) es responsable de llevar a cabo la operación del mercado y entregar los resultados al operador físico del sistema. Su principal objetivo es satisfacer los requerimientos de la demanda de la manera más económica posible. El operador independiente (Independent System Operator) ajusta los resultados del mercado para garantizar la operación segura del sistema eléctrico. La principal debilidad de esta estructura es la dificultad para coordinar la operación del mercado y la operación del sistema eléctrico.

Este modelo ha sido implementado en varios países con resultados muy aceptables, y de hecho fue formulado en Chile el año 2000 en la propuesta de la denominada “ley larga”, con la creación de una Bolsa de Energía, donde se reemplazaba la operación vía costos auditados con un esquema de ofertas. La concentración de la propiedad de los medios de generación en el país ha sido el principal escollo que cuestiona la viabilidad de este mecanismo, dadas las oportunidades potenciales de ejercicio de poder de mercado [9].

Por último, una mayor competitividad surgirá con la interconexión entre los dos sistemas eléctricos chilenos y con los sistemas eléctricos argentino y peruano. Estas interconexiones plantearán desafíos que necesariamente requerirán de un CDEC con mayor independencia que la del modelo vigente.

IV CONCLUSIONES

Se ha avanzado en Chile en la mejora del modelo CDEC como organismo operador del mercado, pero está lejos aun de constituirse en una instancia independiente de los intereses de empresas particulares del mercado, fundamental para cumplir con los objetivos enunciados por el Banco Mundial. La representación genérica por clases de agentes surge como una mejor alternativa a la actual, con presencia directa de los agentes, tanto por la reducción del número de votantes como por filtrar intereses específicos de un agente en particular. La participación del Estado, con derecho a voz pero sin voto, es importante para mantenerlo informado de la situación existente al interior del organismo. Por último, el cambio del sistema de votación desde uno unánime hacia una super mayoría es indispensable para mejorar el actual sistema de toma de decisiones.

V REFERENCIAS

- [1] Álvarez A., C., “Análisis Comparativo de la Gobernabilidad de Mercados de Generación Eléctrica”, Tesis, Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998.
- [2] Rudnick, H., Varela R., Hogan, W. " Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N°2, pp. 605-613, 1997
- [3] Rudnick, H., Alvarez, C., "Análisis comparativo de la gobernabilidad de mercados de generación eléctrica", ICSECIT 2001, International Conference on System Engineering, Communications and Information Technologies , Abril 17 -19, 2001, Universidad de Magallanes, Punta Arenas, Chile .
- [4] Barker, J., Tenenbaum, B. Woolf, F. "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators- An International Comparison". Banco Mundial, 1997.
- [5] Normativa legal en <http://www.cdec-sing.cl/>
- [6] Rudnick, H., “Competitive Markets in Electricity Supply: Assessment of The South American Experience”, Revista Abante, Vol. 1, N° 2, pp. 189- 211, Octubre 1998
- [7] Basañes, F., Saavedra, E., Soto, R., “Post-Privatization Renegotiation and Disputes in Chile”, Working Paper IFM-116, Inter American Development Bank, 1999.
- [8] Vergara, A., “Derecho eléctrico”, Editorial Jurídica, Santiago, Chile, 2004
- [9] Villar, J, Rudnick, H., "Hydrothermal Market Simulator Using Game Theory: Assessment of Market Power", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, Febrero 2003
- [10] Sánchez, J.M., “Algunas Modificaciones a los Marcos Regulatorios del Sector Eléctrico y de las Telecomunicaciones”, en libro ¿Qué Hacer Ahora? Propuestas para el Desarrollo, H. Beyer y R. Vergara (editores), CEP, 2001