

El modelo de Operador Independiente del Sistema (ISO) y la creación del Coordinador Eléctrico Nacional como un operador del sistema autónomo e independiente.

The Independent System Operator (ISO) model and the creation of the National Electric Coordinator as an autonomous and independent system operator.

Cristóbal Pellegrini Munita*
Catalina Vergara Flores**

El artículo explora la evolución del mercado eléctrico chileno hacia el modelo ISO. Se enfatiza la autonomía e independencia del CEN en contraposición a los CDECs, señalando los futuros desafíos en fortalecer mecanismos de control y la necesidad de avances hacia la carbono-neutralidad.

Palabras clave: Coordinador, ISO, independencia.

The article explores the evolution of the Chilean electricity market towards the ISO model. It emphasizes the autonomy and independence of the CEN in contrast to the CDECs, highlighting the future challenges in strengthening control mechanisms and the need for progress towards carbon neutrality.

Keywords: Coordinator, ISO, independence.

Introducción

El 21 de noviembre de 2017 se cumplió un hito de gran relevancia en la historia del suministro eléctrico en Chile. Este evento consistió en la interconexión física y sincronización de los dos mayores sistemas eléctricos nacionales, conocidos como el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para constituir un único Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este sistema abastece al 97% de la población y se extiende a lo largo de 3.100 kilómetros, desde Arica hasta Chiloé. De esta manera, se conformó un mercado unificado en el cual las empresas generadoras tenían la posibilidad de comercializar su producción a nivel nacional¹.

Este acontecimiento implicaba que los actores involucrados y la autoridad concordaran

en la necesidad de fortalecer el papel desempeñado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs), otorgándoles mayores niveles de autonomía en lo que respecta a la toma de decisiones en asuntos operativos, comerciales y cualquier otro ámbito en el cual dicho organismo deba intervenir. Además, se propuso la incorporación de nuevas funciones relacionadas con la supervisión de la competencia y la cadena de pagos, al mismo tiempo que se perfeccionaron sus funciones ya existentes².

En este contexto, la Ley N° 20.936, de 2016, mediante la modificación del artículo 212 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), propició la creación y entrada en operación, el 1 de enero de 2017, del Coordinador Eléctrico Nacional Independiente (CEN o Coordinador). Este ente fue establecido como una corporación de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio, de duración indefinida y ajeno a la administración estatal, excluyéndolo de la aplicación de las disposiciones generales o específicas destinadas al sector público, a excepción de aquellas que se mencionen expresamente.

Este organismo fue una respuesta regulatoria a la discusión nacional e internacional de

* Máster en Derecho en Northwestern University School of Law, Chicago, Estados Unidos. Licenciado en Derecho, Pontificia Universidad Católica de Chile. Dirección postal: Isidora Goyenechea 2939, piso 10, Las Condes, Santiago de Chile. Correo electrónico: cpellegrini@bye.cl.

** Máster en Ciencias en Regulación en London School of Economics and Political Science, Londres, Reino Unido. Licenciada en Derecho, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. Dirección postal Isidora Goyenechea 2939, piso 10, Las Condes, Santiago de Chile. Correo electrónico: cvergara@bye.cl.

¹ Systep 2018, 2.

² Olivares 2021, 106-109.

la compleja labor que implica la coordinación física y económica de las transacciones en los sistemas eléctricos y de todos los agentes que participan en éste.

En la práctica el CEN es el continuador de los CDECs, los cuales fueron formados en la década de 1980 con el objeto de operar coordinadamente el sistema³. En detalle, el CDEC SIC, fue el primero de los dos CDEC en ser creado en nuestro ordenamiento, y comenzó sus operaciones en 1985, bajo la regulación del Decreto Supremo N° 6, del Ministerio de Minería⁴, mientras que el CDEC SING comenzó la operación coordinada en julio de 1993⁵. En un principio los CDECs fueron conformados por las mismas empresas propietarias de las unidades de generación y luego por propietarios de los sistemas de transmisión de la época y grandes clientes. En efecto, el CEN representa el resultado de la necesidad de crear un agente independiente que estuviera a cargo de funciones que, por su naturaleza técnica y económica debían estar centralizadas y con ejes de funcionamiento autónomo, velando por los intereses colectivos y generales del sistema eléctrico y sus agentes.

El presente artículo trata sobre los CDECs como antesala al Coordinador, las principales problemáticas y causas que justificaron la necesidad de una transición de estos centros a un órgano que adopta el modelo de operador independiente del sistema (ideado como una posibilidad para permitir la competencia en el mercado eléctrico) y las características actuales del Coordinador que permiten concluir que se trata de un organismo que cumple con las características esenciales de un modelo ISO, al ser un organismo técnico, autónomo e independiente, pero que, según parte del sector eléctrico, requiere ciertas modificaciones atendida las necesidades actuales de control y cumplimiento de metas de carbono neutralidad.

I. Los CDECs: la antesala a la instauración de un operador del sistema independiente y autónomo en Chile

La modernización del mercado eléctrico chileno comenzó a gestarse en los años ochenta, mediante el proceso de liberalización y privati-

zación de gran parte de las empresas estatales que operaban en este segmento. A partir de ello, el anterior artículo 137 (actual 72-1) de la LGSE de 1982⁶, establece que la operación de las instalaciones eléctricas interconectadas entre sí debe coordinarse. Así, durante la segunda mitad de los años 80⁷ y hasta el 1 de enero de 2017, dicha actividad coordinadora de los distintos sistemas eléctricos ubicados a lo largo del país estuvo a cargo de unos organismos denominados Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs)⁸.

Durante estos treinta años existieron dos CDECs, uno para el Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC SING) y otro para el Sistema Interconectado Central (CDEC SIC)⁹. El primero comprendió las regiones XV, I y II hasta Taltal, alrededor del 90% de su consumo estaba destinado a satisfacer la demanda de grandes clientes libres, mayoritariamente empresas mineras¹⁰. El segundo comprendió los territorios desde Taltal (límite entre II y III región) hasta Chiloé (X región), y consideraba una demanda mayoritariamente de clientes sujetos a regulación de precios¹¹.

Los CDECs contaban con una unidad de gobierno, denominada "directorío", el cual es-

⁶ Ley que refleja el principio de subsidiaridad y de fiscalización del Estado (en materia eléctrica), de modo que permitiera una privatización progresiva de las empresas estatales a manos privadas.

⁷ En la práctica, la operatividad de ambas entidades se dio una vez que fue publicado el Decreto Supremo N° 6 del Ministerio de Minería de 1985, llamado Reglamento de Coordinación de la Operación de Unidades Generadoras y Líneas de Transporte, el cual reglamentó la coordinación de los sistemas. Olivares 2021, 108.

⁸ Estos fueron consagrados en un solo artículo, que los definió como un "organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; y líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas 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; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una seguridad prefijada", artículo 150 b) inc. 1 de Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería de 1982.

⁹ Respecto a los otros sistemas (subsistemas) existentes en Chile, estos sistemas se han organizado de diversas maneras, de acuerdo con la realidad concreta a la que pertenecen. Así, los sistemas medianos ubicados en la zona sur e insular (Isla de Pascua) de nuestro país se encuentran verticalmente integrados, ya que se trata de sistemas pequeños, donde la falta de competencia no repercute de manera importante en la calidad del servicio.

¹⁰ Minería Chilena 2009

¹¹ Empresas Eléctricas A.G 2016.

³ Ibid.

⁴ El artículo 2 del Decreto Supremo N° 6 de 1985 indicaba que los propietarios de instalaciones sujetas a coordinación debían constituir "un Comité de Operación denominado Centro de Despacho Económico de Carga".

⁵ CDEC-SING 2003, 11.

taba conformado por un representante de cada una de las empresas que integraban el CDEC. Estos integrantes tenían como función determinar los lineamientos generales para operar y planificar estos sistemas eléctricos. El directorio de los CDECs era el encargado de los aspectos normativos y de velar por el buen funcionamiento de las Direcciones de Operación y Peajes. Ahora bien, en un principio, los profesionales que desarrollaban tales funciones pertenecían a cada una de estas empresas, manteniéndose el respectivo vínculo laboral, situación propia de una transición que tenía como objetivo crear un nuevo organismo de coordinación a partir de la experiencia del sector¹².

Durante más de una década desde su establecimiento, los CDECs contaron con un directorio que solo se integraba por agentes de una clase (generadores). En otras palabras y tal como indica Rudnick¹³, el CDEC en su concepción original era un "club" de generadores¹⁴. La creación de este órgano se debió al reconocimiento de la dimensión operativa que debía cumplir este organismo, donde los generadores contaban con mayor experiencia práctica que los otros agentes del mercado. Ello, porque en sus comienzos el diseño institucional no tenía como objetivo hacerse cargo a nivel legal de los detalles de las obligaciones que le correspondían a estos CDECs, sino que solo se reguló que los CDECs debían cumplir con sus funciones *"de acuerdo con las normas y procedimientos que proponga el regulador"*, lo que llevó en la práctica –fruto de su mayor experiencia– a que se le confiara a los generadores existentes la labor de "guía" de las decisiones de operación y transmisión (segmento verticalmente integrado con Endesa)¹⁵.

De este modo, los CDECs actuaban con el fin de enfrentar el principal problema de esa época, el cual era la falta de experiencias previas de estructuración de mercados competitivos de generación. La conformación de sus órganos internos e integración por empresas implicó que no se aseguraba la independencia ni se consagraban reglas que aseguraran la competencia en el mercado eléctrico, siendo éstas las mayores dificultades que debió afrontar este órgano.

La crítica a la falta de independencia de los CDECs fue considerada en el año 1998 mediante la publicación del Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería que derogó el primer reglamento de coordinación de la operación, a partir de la introducción de cambios estructurales a los CDEC y su gestión como un ente relevante en el mercado. El primer aspecto trascendente fue que se incorporó al CDEC a las compañías de transmisión con a lo menos un tramo de línea de longitud superior a 100 km¹⁶. El segundo aspecto relevante de esta norma fue la obligación de que los CDEC ejecutaran sus funciones mediante personal propio, lo que provocó que una cantidad relevante de personal capacitado migrara desde las principales empresas del sector a esta institución, con una primera mirada de largo plazo e independencia. En este contexto se creó la Dirección de Operación, la Dirección de Peajes y los Centros de Despacho de Carga propios para operar y supervisar el sistema de forma independiente y aplicando criterios económicos y competitivos¹⁷.

Se puede indicar que la operación del sistema era reactiva (y no, por ende, preventiva) y se realizaba sin modelos ni herramientas de alta tecnología que aportaran en la optimización del despacho, la operación o coordinación del sistema, siendo ésta última gestionada entre los operadores de las centrales y los CDECs mediante telefonía y con criterios basados en acuerdos que no eran necesariamente los óptimos desde el punto de vista económico¹⁸.

Los CDECs, durante sus primeros 10 años, exhibieron un proceso decisonal fluido y exento de inconvenientes significativos. Se caracterizó por un bajo nivel de conflictividad interna, centrándose las decisiones primordialmente en aspectos técnicos relacionados con la operación del sistema eléctrico. Este escenario propició un estímulo para la competencia tanto en el ámbito de los costos de abastecimiento (por ejemplo, mediante la introducción de nuevas tecnologías), como en las estrategias comerciales de las empresas, destacando la competencia en la negociación de contratos.

¹² Olivares 2021, 110.

¹³ Rudnick 2006, 219.

¹⁴ 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.

¹⁵ Ferrada 2015, 129.

¹⁶ En mayo del 2005 se aprobó la modificación a la ley eléctrica (bajo la Ley N° 20.018) integrando al CDEC a las empresas generadoras, transmisoras troncales y de sub-transmisión y a un representante de los clientes libres del respectivo sistema.

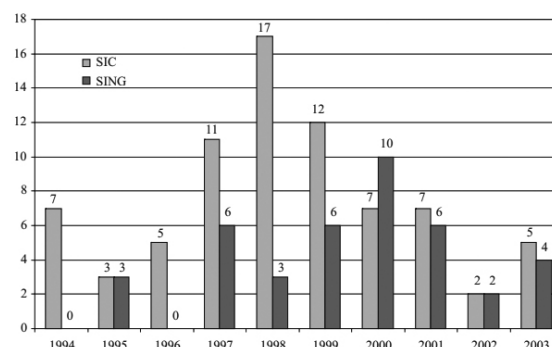
¹⁷ Olivares 2021, 111.

¹⁸ Ibid.

Ahora bien, a medida que la competencia incrementó (dando lugar a una baja de los precios en el mercado) y el acaecimiento de una serie de problemáticas de diversa índole que afectaron en distintos periodos al SIC¹⁹ y al SING²⁰, las decisiones y la operación técnica misma del sistema se dificultaron por los crecientes conflictos internos. Ello, porque generalmente las decisiones técnicas que se toman al interior del CDEC afectan comercialmente a una u otra empresa, por lo que cada empresa (o grupo de empresas) se juega por defender sus propios intereses, buscando que las decisiones maximicen su beneficio o minimicen su pérdida²¹.

Para ilustrar la dificultad en la toma de decisiones en los CDEC, Rudnick²² nos muestra en el siguiente gráfico el importante aumento en el número de divergencias al interior del directorio del CDEC-SIC con motivo de la crisis del 98/99, los cuales eran resueltos directamente por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, con consulta a la Comisión Nacional de Energía. Esta participación directa por parte de la autoridad de gobierno refleja un rasgo de politización en este proceso de coordinación del sistema eléctrico y de falta de autonomía a la hora de resolver discusiones internas en los CDECs.

Figura 1:



Fuente: Rudnick 2006, 222

Con el fin de profesionalizar aún más este órgano, y resolver los conflictos decisionales que se indicaron en los párrafos anteriores, se dictó el Decreto Supremo N° 291 del año 2007, el cual estableció que las empresas no formaran parte directa del directorio y se creó la representación con base en segmentos o grupos de representación, siendo las empresas de cada segmento (generación, transmisión y distribución) representadas por dos o tres directores, según sea el caso, sobre un total de 10 directores, con sus respectivos suplentes²³. A cada uno correspondía un voto, en cada una de las decisiones que ese organismo debía adoptar.

Ahora bien, estos cambios normativos no solucionaron una de las principales críticas que se levantaron respecto de los CDECs, la cual se refiere a su estructura regulatoria²⁴. En detalle, dicha crítica se basaba en la atribución de competencias regulatorias a un ente privado, ajeno a la Administración del Estado²⁵ y en el hecho que las atribuciones encomendadas fueron a través de un reglamento (no a través

¹⁹ Para el SIC esto fue tras experimentar una serie de sequías extremas entre 1996 y 1999, evidenciándose la fragilidad del sistema, destacando la necesidad de invertir en su organización y recursos para hacer frente a crisis energéticas. Específicamente, las sequías generaron una tensión considerable en el desarrollo normal de la operación, resultando en racionamiento eléctrico en abril de 1999 en el SIC y destacando las diversas formas en que la población nacional se veía afectada en la realidad (Oliveros 2021, 109).

²⁰ En contraste, en el SING, esta problemática hidrológica no tuvo relevancia debido a la presencia de una componente altamente térmica, impulsada por las inversiones mineras. Dicha situación para el SING cambió en 2004, cuando Argentina inició el proceso de corte del suministro de gas exportable a Chile, resultando en una reducción inmediata de la generación basada en este insumo. El SING se vio más afectado debido a su mayor dependencia de este hidrocarburo (superior al 60%), impactando la producción minera y, por ende, el Producto Interno Bruto (PIB) (Ibid).

²¹ Rudnick 2006, 222.

²² Ibid.

²³ Ferrada 2015, 136.

²⁴ Conforme a Ferrada 2007, la regulación de los CDECs responde a una estructura denominada como "corregulación", la cual es un mecanismo de regulación privado integrado institucionalmente en un marco de control estatal, expresado específicamente en la ratificación de la normativa privada por el órgano público.

²⁵ El artículo 6° de la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado establece que las entidades que no formen parte de la Administración "no podrán, en caso alguno, ejercer potestades públicas", es decir, prerrogativas o atribuciones que supongan ejercicio de potestad mando respecto de las demás personas. Dentro de estas claramente está la potestad normativa o regulatoria, ya que la posibilidad de dictar normas que se impongan a terceros constituye una típica expresión de poder público en el ordenamiento jurídico chileno. Ferrada 2007, 144.

de una ley) el cual definió las competencias y mecanismos específicos de los CDECs²⁶.

Ferrada²⁷ indica que, si bien, la regla legal es clara, ésta no impide que los sujetos privados puedan adoptar normas obligatorias para ellos mismos, ejerciendo así una potestad autorregulatoria derivada de su propia autonomía y libertad para el desarrollo de actividades económicas. Así, la potestad normativa de los CDEC es perfectamente compatible con el ordenamiento jurídico, en la medida que no se configura como una potestad normativa derivada ni delegada de la Administración del Estado, sino ejercicio de su propia libertad organizativa²⁸. Esto mismo permite salvar el segundo aspecto de la crítica antes mencionada (atribuciones dadas mediante reglamento), pues, al configurarse los CDEC como entes privados, sus funciones y atribuciones pueden estar establecidas en una norma reglamentaria, ya que la reserva legal establecida en el artículo 65 N° 2 de la Constitución está referida a los servicios públicos, denominación que solo alcanza a los entes que integran orgánicamente la Administración del Estado. Así, la atribución de facultades de coordinación a un ente privado como los CDEC no afectaba de forma alguna el ordenamiento constitucional²⁹.

Ahora bien, la regulación de los CDEC fue establecida manera insuficiente y se dejó diversas materias a nivel reglamentario lo que dificultó la profundización de temas centrales, como la total independencia y nuevas facultades y competencias al organismo coordinador. En esa línea, conforme a la historia de la Ley N° 20.936, se reconoció que era clara la necesidad de que se creara por ley una institución independiente que acometa las tareas de coordinación de la operación del sistema

eléctrico, así como otras funciones relacionadas con monitorear la competencia del mercado eléctrico y garantizar, de mejor manera, el ejercicio del derecho al acceso abierto a las instalaciones de transmisión, entre otras.

Dichas modificaciones fueron un primer paso relevante para lograr la autonomía e independencia de un órgano coordinador del sistema eléctrico, atendida la realidad de esa época. Sin perjuicio de lo anterior, dichas modificaciones no fueron suficientes para incrementar la competencia en el mercado eléctrico y salvaguardar las críticas anteriormente mencionadas sobre falta de independencia de los CDECs.

II. Causas que justificaron la instauración de un modelo ISO en Chile. Dos conceptos clave: coordinación y competencia

Previo a determinar cuáles fueron las causas para instaurar el modelo ISO en Chile, es necesario tener en cuenta dos conceptos esenciales para entender qué es el Coordinador y sus funciones otorgadas por la ley, estos son: coordinación y competencia.

Respecto a la coordinación que debe existir entre privados propietarios de unidades de generación y transmisión eléctrica interconectadas entre sí, que tienen un fin público (proveer un servicio esencial como lo es la electricidad), se encuentra plasmada actualmente como una obligación en el artículo 72°-1 de la LGSE, el que establece que *"la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse (...)".* Dicha obligación de coordinación tiene como finalidad: a) preservar la seguridad del servicio; b) garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema y; c) garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Dichas finalidades (seguridad, eficiencia y acceso abierto), a su vez son los principios que rigen la actividad y al órgano encargado de realizar la actividad de coordinación de la operación³⁰ del sistema eléctrico.

³⁰ Basándose en lo anterior, se distingue entre la operación del sistema y la operación del mercado. La primera se refiere a la coordinación técnica de las instalaciones, asegurando la seguridad del servicio mediante la completa coordinación física entre ellas, mientras que la segunda se centra en la coordinación de las operaciones económicas entre los participantes del mercado. La optimización económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión están dirigidos hacia la operación del mercado. Según el artículo 72-1, esta coordinación debe realizarse

²⁶ En este caso, implica una alteración (aparente) de la regla de reserva legal establecida en el artículo 65, inciso 4°, del numeral 2 de la Constitución Política de la República.

²⁷ Ferrada, 2015, 145.

²⁸ Ferrada 2015, 145.

²⁹ Ello implica que los procedimientos dispuestos por cada una de las direcciones de los CDEC sean mecanismos de coordinación interna de los asociados, que permiten el funcionamiento ordenado del sistema eléctrico, pero que no pueden imponer obligaciones jurídicas adicionales a los operadores del sector, salvo aquellas que se deriven de la propia ley o de los reglamentos establecidos en conformidad a esta. Asimismo, los CDEC se encuentran limitados en su campo de acción a las metodologías y mecanismos técnicos de operación de las empresas, de acuerdo a las disposiciones legales y reglamentarias que regulan el sector, como lo señalaba el artículo 10 del DS 291/2007. Así, el ordenamiento jurídico establece un ámbito material de la regulación dispuesta a través de este mecanismo, no pudiendo extenderse a otros campos o áreas no establecidas en el reglamento.

Para hablar del Coordinador hay que entender primero lo que es un sistema eléctrico, este lo define la LGSE en su artículo 225 letra b y lo hace como el “conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica”, siendo esencial de su definición la interconexión de sus instalaciones, pues éstas al estar conectadas, permiten lograr los fines de este servicio público los cuales son la eficiencia, la búsqueda del óptimo económico y social y los menores costos del bien llamado electricidad. Es así, que el modelo escogido para cumplir con estos fines, según el propio mensaje de la Ley N° 20.936, es el denominado ISO (*Independent System Operator*).

Respecto al término “competencia”, la creación del Coordinador chileno viene a ser la materialización de uno de los modelos establecidos a nivel internacional (ISO) para enfrentar la necesidad de separación de las redes de transporte y distribución de electricidad y gas. Esto responde a la idea de que, sin un acceso no discriminatorio a dichas redes, la competencia en el mercado eléctrico sería imposible³¹.

En Europa y en Estados Unidos de América³² muchas de estas redes son, o han sido históricamente, propiedad de empresas integradas verticalmente, es decir, son empresas responsables de la generación, transmisión, distribución y suministro. Estas empresas verticalmente integradas tienen el incentivo, así como los medios, para discriminar a sus competidores en lo que respecta al acceso a sus redes de transmisión y/o distribución³³. Esto se ve agravado por el hecho de que las infraestructuras de transmisión de electricidad y gas son muy costosas de construir, implican importantes costes irre recuperables³⁴ y, en muchos contextos, se ajustan a la definición de monopolio natural³⁵, debido a la presencia de

economías de escala de gran magnitud³⁶, son ineficientes de duplicar e implican activos físicos inmóviles³⁷.

Las diversas oportunidades que tiene una empresa integrada verticalmente para discriminar a sus competidores, combinadas con claros incentivos económicos para hacerlo, llevó a la Unión Europea a que se considerara la idea de que se separen las actividades de generación y suministro de las denominadas actividades de red (es decir, transmisión y distribución), con el fin de que surja una competencia efectiva³⁸.

De este modo, la regulación chilena consideró la regulación del segmento de transmisión establecida en dos directivas aprobadas en Julio de 2009 de la Comisión Europea, destinadas a garantizar la independencia estructural de la explotación de la red³⁹. Estas Directivas establecieron tres opciones para la separación de las empresas de transmisión del negocio de generación y distribución:

- a) Modelo de separación total de propiedad (*full ownership unbundling*),
- b) El sistema de operador independiente (*Independent System Operator, ISO*);
- c) El operador independiente de transmisión (*Independent Transmission Operator, ITO*).

De acuerdo con Jones (2020), la primera opción implica una clara separación de la propiedad entre las empresas de transmisión y cualquier empresa de suministro con la idea de garantizar que las empresas de red no se vean influidas por intereses de generación/ suministro, especialmente en lo que respecta a las decisiones de inversión. Esta opción también evita una regulación excesivamente compleja y unas cargas administrativas desproporcionadas.

La segunda opción es la del sistema de operador independiente, que permite a las empresas integradas verticalmente conservar la propiedad de sus activos de red, al tiempo que exige que la propia red de transporte sea gestionada por un gestor de red independiente –una empresa o entidad totalmente sepa-

de manera centralizada a través de un órgano llamado Coordinador.

³¹ Jones 2020, 9.

³² En la década de 1920, en EE.UU el segmento del transporte de la industria del gas natural y la electricidad presentaba características de monopolio. A partir de la década de 1980, el monopolio natural se convirtió en la justificación de la regulación en forma de pacto regulador entre las empresas de servicios públicos y el gobierno para gran beneficio de la industria y sus clientes durante varias décadas (Tomain 2011, 12).

³³ Ibid.

³⁴ Decker 2014, 76.

³⁵ Entenderemos por monopolio natural una situación en la que el mercado puede ser abastecido de la forma más

barata por una única empresa, en lugar de por una multiplicidad de empresas competidoras (Baldwin et al., 2012).

³⁶ Shy 2001, 5.

³⁷ Decker 2014, 77.

³⁸ Jones 2020, 9.

³⁹ i) Directiva 2009/72/EC, denominada “Tercera Directiva de Electricidad”; y la ii) Directiva 2009/73/EC, denominada “Tercera Directiva de Gas”

rada de la empresa integrada verticalmente—que desempeñe todas las funciones de un gestor de red. La Unión Europea consideró que el enfoque ISO era menos eficaz a la hora de desincentivar la inversión en redes, y que requería una regulación más detallada, compleja y prescriptiva para ser eficaz.

Para evitar al máximo cualquier interferencia de la empresa integrada verticalmente en las inversiones, el modelo ISO también confiere a la ISO todos los poderes de decisión relativos a las inversiones y al desarrollo de la red.

Por esta razón, se suele denominar modelo “ISO+”, también para contrastarlo con un modelo ISO “puro” (es decir, en el que el propietario de la red tiene un peso importante en las inversiones). Además, para garantizar que el operador se mantenga y actúe de forma realmente independiente de la empresa integrada verticalmente, debe establecerse una supervisión reguladora permanente⁴⁰. Por ejemplo, en esta opción los reguladores nacionales de la energía están facultados para aprobar formalmente la planificación de las inversiones de transmisión (como sucede en el caso del Coordinador chileno).

La tercera opción, es el sistema de transporte independiente. Esta opción permite seguir formando parte de empresas integradas al tiempo que le son aplicables normas detalladas en relación con la autonomía, la independencia y la inversión. La opción ITO permite preservar la integración vertical, pero establece normas estrictas destinadas a salvaguardar la autonomía y la independencia de gestión de la empresa de transporte, en particular con el objetivo de garantizar que se realicen las inversiones adecuadas. Es fundamentalmente diferente de la opción ISO porque la explotación de la red no está estructuralmente disociada de las actividades de suministro, y la propiedad de la red sigue siendo de la misma entidad que el operador.

De este modo, a principios de la historia del mercado eléctrico chileno, tuvimos un modelo en el cual la función de operador era ejercida por parte de una empresa eléctrica pública. Ello cambió en los años 80 a un modelo que cada vez se acercaba más al denominado *Independent System Operator*, pues se independizaron las decisiones operativas del sistema. Así, desde el año 1985, los CDECs fueron una antesala al modelo ISO actual chileno, al ser una entidad distinta a los agentes

del mercado y que no dependía directamente del Estado la responsabilidad de realizar dicha labor. Dichos CDECs si bien fueron un avance para el mercado eléctrico chileno, carecían de total independencia y autonomía de las empresas que debían coordinar. Actualmente, podemos sostener que el CEN logra cumplir con las características esenciales del modelo ISO, de modo que su regulación permite que hablemos de un organismo técnico, independiente, y autónomo, encargado de la coordinación de la operación interconectado del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional⁴¹.

III. El Coordinador Eléctrico Nacional y sus características actuales que lo definen como un operador del sistema independiente, autónomo y técnico

De acuerdo con la historia de la Ley N° 20.936, la creación del CEN respondió a variados propósitos. Estos incluyen la interconexión física del SING con el SIC, la necesidad de establecer una entidad única con mayor independencia que los antiguos CDEC, encargada de salvaguardar el interés colectivo y general, y la búsqueda para dotar al Coordinador de nuevas funciones y atribuciones que reflejen el desarrollo del mercado eléctrico nacional y adopten las mejores prácticas internacionales⁴².

A partir de la definición de Coordinador prescrita en el artículo 212-1 de la LGSE, el Coordinador se define como un organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí. Es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro con patrimonio propio y de duración indefinida. Su domicilio corresponde a la ciudad de Santiago y puede celebrar todo tipo de actos y contratos con sujeción al derecho común. El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado y por tanto no le son aplicables sus normas, salvo expresa mención⁴³.

A pesar de lo anterior, la función que desarrolla el CEN es indudablemente de interés público; cuya actuación se encuentra regulada en la LGSE, sus reglamentos, y las normas técnicas que dicta la CNE. Los principios rectores de la coordinación que lleva a cabo el CEN,

⁴⁰ Ofgem 2021, 13.

⁴¹ Olivares 2021, 112.

⁴² Generadoras 2021.

⁴³ Por ejemplo, se le aplican las mismas normas de transparencia y acceso a la información pública.

como asimismo el marco normativo al cual debe ajustar su actuación, se encuentran en el artículo 72°-1 de la LGSE⁴⁴.

Para el cumplimiento de los fines de la coordinación, el CEN se encuentra facultado para dirigir instrucciones directas y vinculantes a todos los coordinados. A estos efectos, el artículo 72°-1 inciso sexto de la LGSE (cuyo texto es reproducido en el artículo 7° del Decreto Supremo N° 125 del 2019, del Ministerio de Energía) otorgó al CEN una competencia formulada en términos amplios referida a la obligación de sujetarse a la coordinación del Coordinador: *"para el cumplimiento de sus funciones, el Coordinador formulará los programas de operación y mantenimiento, emitirá las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada y podrá solicitar a los Coordinados la realización de ensayos a sus instalaciones o la certificación de la información proporcionada o de sus procesos (...)".*

Su organización, composición, funciones y atribuciones se rigen por la LGSE y su reglamento⁴⁵. Dentro de las principales atribuciones del Coordinador se encuentran:

- i) planificar la expansión para los distintos segmentos de transmisión;
- ii) colaborar con el monitoreo de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico;
- iii) adoptar medidas pertinentes para monitorear la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a coordinación;
- iv) coordinar los intercambios internacionales de energía;
- v) realizar y coordinar investigación,
- vi) desarrollo e innovación en materia energética para mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico; y,

vi) licitar las obras de expansión del sistema de transmisión.

A partir de esta definición legal y sus atribuciones, comentamos a continuación las principales características que vemos en este Coordinador.

En primer lugar, su papel sigue consistiendo (al igual que los CDECs) en uno esencialmente técnico. Además de tener un personal capacitado y especializado, es el ente ejecutor sistemático de las funciones que la ley encomienda para el manejo de un sistema económico y físico en función de los valores encargados por la ley. Asimismo, el desarrollo de sus facultades promueve a que el Coordinador se mantenga a la vanguardia en temas de eficiencia y desarrollo en materia energética.

En segundo lugar, es independiente⁴⁶. El mensaje de la Ley N° 20.936 indicaba que era necesario un nuevo Coordinador para el sistema eléctrico nacional interconectado, porque:

*"Existe acuerdo en torno a la necesidad de dotar a esta nueva institución de mayores grados de independencia en relación con los incumbentes de los distintos segmentos de la industria (generación, transmisión, distribución y clientes libres), independencia que no significa autonomía, toda vez que debe sujetarse al mandato legal y del regulador"*⁴⁷.

En ese sentido, dicha independencia se vislumbra frente a otros organismos de la Administración del Estado, así como de los actores que conforman el mercado eléctrico (todo Coordinado conforme al artículo 72-2 de la LGSE)⁴⁸.

Por un parte, la independencia del CEN respecto a otros organismos del Estado se refleja en la consagración del reconocimiento de personalidad jurídica propia (corporación autónoma de derecho público), derribando las discusiones que se daban a propósito de los CDEC⁴⁹, y con una duración indefinida.

Por otra parte, respecto a los otros actores del mercado, el CEN a diferencia de los CDECs, está conformado por un presidente y

⁴⁴ "Artículo 72°-1.- Principios de la Coordinación de la Operación. La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de: 1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; 2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y 3.- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley. Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, la presente ley y la reglamentación pertinente (...)". Lo que se encuentra reproducido casi textual en los artículos 5° y 6° del Reglamento de Coordinación.

⁴⁵ **FALTA INFORMACIÓN NOTA DE REFERENCIA.**

⁴⁶ Mardones 2017, 2.

⁴⁷ Biblioteca del Congreso Nacional 2016, 8.

⁴⁸ Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres que estén interconectados al sistema.

⁴⁹ Mardones 2017, 3.

cuatro consejeros, los cuales tienen una duración en el cargo de cuatro años, renovables, y son elegidos en parcialidades. Se eligen en un proceso público y abierto por el Comité Especial de Nominaciones, y tienen dedicación exclusiva al cargo con posibilidad de ejercer funciones académicas y docentes. Las principales facultades del nuevo Coordinador son las de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación económica y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

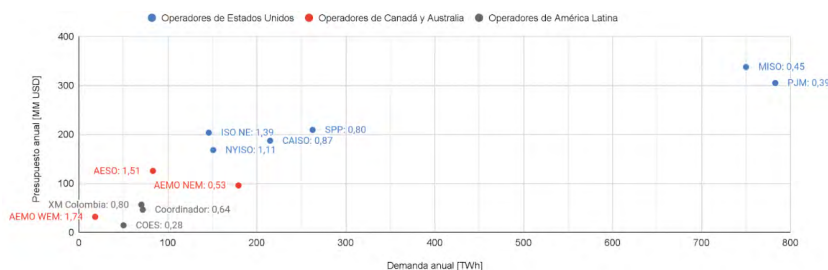
Esta independencia también se ve resguardada mediante la consagración de patrimonio propio del Coordinador y, en especial, su forma de financiamiento. En este punto, una de las grandes diferencias con los anteriores CDEC es la forma de financiamiento. A diferencia de aquéllos, donde el financiamiento corría por parte de los propios integrantes de cada CDEC, en el caso del Coordinador, éste es financiado directamente por los usuarios finales a través del denominado "cargo por servicio público" (artículo 212°-13 de la LGSE), el que también financia al Panel de Expertos y el estudio de franja para la expansión de los sistemas de transmisión (artículo 93° de la LGSE).

En este contexto, es crucial considerar las dificultades asociadas con la gestión efectiva de los recursos del sistema para garantizar un estándar mínimo de seguridad en el suministro

eléctrico. Aunque el presupuesto anual de nuestro Coordinador se sitúa por debajo de la línea de tendencia de los presupuestos de operadores en otros países (como se ilustra en la figura siguiente), esta discrepancia no debe interpretarse como una necesidad inmediata de aumentar el presupuesto del Coordinador. Para realizar una comparación adecuada con operadores de dimensiones similares, también es necesario tener en cuenta el número y la complejidad de las tareas, así como el tipo de mercado que gestiona el operador en cuestión. En el caso del Coordinador, es fundamental llegar a un consenso sobre el tipo de tareas y el estándar objetivo al que se debería apuntar para abordar de manera efectiva los desafíos actuales del sistema eléctrico y del país, como la transición energética, que es una de las principales preocupaciones de la actualidad. Posteriormente, se debe evaluar el costo de alcanzar dichos objetivos, teniendo en cuenta los presupuestos anuales de operadores de otras regiones que cumplen con elevados estándares de desempeño⁵⁰.

Presupuesto anual versus demanda eléctrica anual del año 2020 de 12 operadores de sistemas y mercados eléctricos del mundo. Los números que acompañan cada rótulo corresponden al cociente entre el presupuesto y la demanda anual de cada operador en dólares por MWh⁵¹.

Figura 2



Fuente: Generadoras, 2021.

⁵⁰ Generadoras 2021.

⁵¹ Observaciones generales: En primer lugar, una línea de tendencia elaborada a partir de datos de operadores en países desarrollados indica que los costos de gestión de un operador eléctrico con altos estándares de desempeño muestran economías de escala. En consecuencia, los costos unitarios de administración de estos sistemas y mercados son inevitablemente mayores para sistemas de menor tamaño. Por lo tanto, al realizar comparaciones con los costos de administración de sistemas en otros países, es crucial considerar la escala del sistema o mercado en cuestión. Específicamente, utilizar el presupuesto por unidad de demanda de mercados de gran envergadura, como PJM o MISO en los Estados Unidos, como referencia de eficiencia de costos de administración para el Coordinador, podría llevarnos a una conclusión equivocada (Generadoras 2021).

En cuanto a la relación con el poder central, la ley reconoce explícitamente la autonomía⁵² del CEN y, de manera aún más significativa, su exclusión expresa de la Administración del Estado. Esta autonomía se centra en la relación técnica, constitucional y legal que posibilita que el órgano se ajuste rigurosamente a los propósitos establecidos en su creación. En este contexto, la autonomía está vinculada a las facultades del Presidente de la República respecto a los órganos que integran la Administración del Estado, dado que no existe una relación jerárquica y los mecanismos de tutela o supervisión son notablemente limitados⁵³.

De este modo, la autonomía radica en la conformación de la actuación del Coordinador de acuerdo con las pautas de la Comisión Nacional de Energía, bajo la fiscalización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Esta supervisión del cumplimiento de las funciones y obligaciones que la Ley y demás normativa vigente asignadas al Coordinador y sus consejeros se limita a ámbitos específicos delimitados por la ley, otorgando al Coordinador la autonomía necesaria para su actuación en otros aspectos del sistema eléctrico.

IV. Posibles mejoras y futuras modificaciones al Coordinador en vistas a críticas de parte del sector eléctrico y objetivos relativos a la carbono-neutralidad

Por una parte, no se ha puesto en duda los atributos de autonomía e independencia del CEN, sino que la manera en que el Coordinador ha ejercido últimamente sus funciones, principalmente, a partir de las críticas recibidas por su decisión de reapertura de la central Ventanas I y la discusión del gas natural licuado inflexible⁵⁴.

En ese sentido, si bien el Coordinador tiene discrecionalidad técnica (dada por su alto nivel técnico, autonomía e independencia) a la hora de tomar las decisiones y emitir actos o pronunciamientos normativos, una parte del sector eléctrico (principalmente generadoras renovables) ha estimado que los mecanismos regulatorios existentes no son suficientes para

obtener el cumplimiento de los principios de juridicidad y transparencia por parte de este organismo⁵⁵. De este modo, el tema deriva en la necesidad de seguir implementando y perfeccionando mecanismos que aseguren los correctos controles y equilibrios en su actuar, de modo que se evite que la autonomía e independencia otorgadas a dicho organismos puedan implicar arbitrariedad e impunidad de este órgano⁵⁶.

Conforme lo anterior, se requiere revisar permanentemente cómo se aplican y operan los mecanismos de control, contabilidad y transparencia. Una propuesta que resulta interesante de comentar es la de Daniela Gonzalez, quien propuso que en materia de gobernanza es fundamental promover y fortalecer el ejercicio colegiado de la dirección⁵⁷. Así, propone una transición hacia un modelo "board", donde el directorio del Coordinador tenga como rol fundamental las decisiones estratégicas y el cumplimiento normativo, de este modo, dicho directorio puede ser el primer eslabón de control de la gestión del CEN, de forma que se pueda robustecer internamente el control sin peligrar la independencia del Coordinador.

Por otra parte, es menester determinar si actualmente el enfoque principal del nuevo Coordinador va más allá que la sola administración eficiente de los recursos y sigue, por ejemplo, los modelos de sus pares de EE.UU. (CAISO y NYISO) buscando una transición a una red eficiente con menores emisiones de carbono

⁵⁵ Generadoras, 2021.

⁵⁶ Andrés Romero, socio de la consultora Valgesta y exsecretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) (Revista Energía 2023), expuso que falta avanzar en una transparencia activa de la información. *"El diálogo colaborativo tiene que ser parte esencial del trabajo de nuestro Coordinador y debemos fomentar aún más la ejecución de investigación, desarrollo e innovación"*. Andrés Salgado, socio de la consultora ENC Energy, enfatizó en las complejidades que actualmente debe manejar el CEN, puntualizando que el volumen de la información que el organismo maneja *"se multiplicó por cien o mil veces a la que manejábamos antes y –no tan solo eso– la operación en sí, con la llegada de las energías renovables variables, ha hecho que los procesos sean complicados"*. Carlos Finat, director de Kael consultores, recalcó que *"no hay que olvidar que el Coordinador es una empresa de servicio y en la medida que la información se reciba, se valide y se procese adecuadamente, se distribuirá en las distintas formas"*. No obstante, agregó que lo que falta es escuchar la opinión de sus "clientes". En ese sentido, podemos ver que la búsqueda de la independencia que se buscó con la Ley N° 20.936 alejó a los usuarios del sector eléctrico, implicando un tema regulatorio que actualmente se considera necesario revisar. En Generadoras 2021 y en Energía Estratégica 2023.

⁵⁷ Energía Estratégica 2023.

⁵² Si bien independencia y autonomía son términos que coloquialmente pueden usarse como sinónimos, en este caso la autonomía se refiere al atributo consagrado a nivel constitucional o legal respecto de ciertas entidades, a diferencia de la independencia, que no cuenta con tal reconocimiento (Mardones 2017, 3).

⁵³ Cordero 2012, 16.

⁵⁴ Valgesta 2021

y/o enfocándose en proveer un mercado atractivo para las inversiones en infraestructuras energéticas. Asimismo, desde el año 2021, el Coordinador efectuó la trazabilidad de energías renovables no convencionales, mediante balances del Registro Nacional de Trazabilidad de Energías Renovables (Renova), la cual es una plataforma que permite a generadores y consumidores, de forma voluntaria, trazar las energías renovables no convencionales inyectadas y retiradas del sistema eléctrico nacional⁵⁸.

En ese sentido, podemos indicar que la agenda del Coordinador denota que este órgano ha comenzado a dar pasos en la dirección antes indicada. Por ejemplo, la Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red realizó un estudio de escenarios de expansión de la capacidad de almacenamiento para el período 2025-2032, para identificar capacidades, posibles localizaciones y duración de la capacidad óptimas, con el fin de minimizar los costos totales de inversión, operación y falla del sistema eléctrico⁵⁹.

Ahora bien, y sin perjuicio de estos avances en materia de eficiencia energética, el problema que aparece a primera vista –para lograr la carbono-neutralidad en nuestro sistema– es la tensión existente entre la operación segura y la más económica. Ello, porque actualmente, para cumplir con el “objetivo de eficiencia”, el CEN tiene por objetivo minimizar los costos de operación y falla del sistema, además de velar por la calidad y seguridad del servicio prestado por las empresas de generación y transmisión. Para ello, el despacho considera el costo marginal. Éste, significa que por aplicación de la normativa, el ISO –a partir de los resultados de la programación de la operación– debe ordenar, aplicando las reglas establecidas en el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, las centrales eléctricas desde las que tienen costes variables más bajos a las que tienen costes más altos y despacharlas en orden creciente de costos hasta satisfacer la demanda con el coste global más bajo posible bajo las restricciones de transmisión⁶⁰.

Este despacho basado en costos marginales se diferencia del despacho basado en las ofertas⁶¹, el despacho basado en los costes

tiene la ventaja de reducir el riesgo de poder de mercado local y de todo el sistema, sobre todo en mercados con una capacidad de transmisión insuficiente⁶². Por ende, el carácter técnico de este órgano es clave para entender y supervisar la variación de los costos marginales, como, asimismo, nos permite entender los impactos que pueden tener las crisis y shocks de precios internacionales en los mercados eléctricos nacionales. Esto, ha sido tomado en cuenta de manera pionera por parte del Coordinador, de este modo, el año 2023, este órgano inició un proceso de licitación de una asesoría para el diseño de un nuevo modelo para el mercado eléctrico mayorista basado en ofertas, que incluya energía, servicios eléctricos, y si se requiere, un mercado de capacidad, ya que, como ha indicado Juan Carlos Olmedo (presidente del Coordinador) se espera “contribuir efectivamente al proceso de modernización del mercado eléctrico”, pues, este modelo puede ser una condición habilitante para la transición energética acelerada indicada en el marco de la hoja de ruta que elaboró el Coordinador⁶³.

Si bien, el Coordinador no decide el despacho de centrales, sino que aplica las reglas de orden de colocación de centrales establecidas en la normativa, estimamos que, donde sí puede existir discusión y espacio para mejoras, sobre todo respecto de la seguridad de la operación, es en el despacho de centrales convencionales contaminantes (cuyos costos son altos) a mínimo técnico⁶⁴. En ese sentido, el Coordinador ha avanzado preliminarmente en esta etapa, monitoreando permanentemente el estado de unidades térmicas con el fin de encontrar posibles mejoras a dichas centrales, por ejemplo, en 2022, la central térmica Mejillones 1 logró reducir su mínimo técnico am-

sus ofertas de suministro en un mercado de subastas. Sus ofertas no tienen por qué ser iguales a sus costos marginales. En cambio, en el despacho basado en los costes, las centrales deben presentar sus costos marginales al operador del sistema, que utiliza esta información para compensar el mercado. Gonzales, Ito y Reguant 2023, 1670.

⁶² Wolak 2003, 62.

⁶³ Coordinador Eléctrico Nacional 2023b.

⁶⁴ Los niveles de mínimos técnicos corresponden a la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar, cumpliendo la normativa ambiental, en forma permanente segura y estable inyectando energía al sistema en forma continua (Anexo Técnico de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras). Al año 2023, los mínimos técnicos de cerca de 40 unidades térmicas en el sistema eléctrico se activaron dependiendo de los programas de operación y condiciones presentes en el sistema en tiempo real (tanto operación en tiempo real como en programación). Diario Financiero 2023b.

⁵⁸ En Coordinador Eléctrico Nacional 2022, 2.

⁵⁹ En Coordinador Eléctrico Nacional 2023a, 1.

⁶⁰ Gonzales, Ito y Reguant 2023, 1669.

⁶¹ El mecanismo de despacho basado en los costes es diferente del despacho basado en las ofertas. En el despacho basado en ofertas, las centrales eléctricas presentan

biental de 60 MW a 50 MW. Asimismo, hemos visto que el Coordinador junto con la CNE y el Ministerio de Energía, han considerado este punto y han iniciado procesos para identificar oportunidades de flexibilización de la operación de centrales térmicas, en específico, estableciendo como una de las tareas a realizar el determinar las inversiones que serían necesarias para lograr mayor flexibilidad en estas unidades, con motivo de la revisión de la Norma de Emisiones de Centrales Termoeléctricas que lidera el Ministerio de Medio Ambiente, en el sentido que algunas unidades de generación tienen un mínimo técnico ambiental que potencialmente puede ser revisado y flexibilizado⁶⁵. Esta flexibilidad del parque generador convencional, a partir de la revisión y posterior ajuste que se realice a dichos mínimos técnicos puede permitir una mayor colocación de energía renovable y disminuir vertimientos.

Sin perjuicio que dicho orden de despacho no considera un criterio que de manera expresa que obligue al Coordinador a aplicar un principio de sustentabilidad, si analizamos los datos entregados por el Coordinador⁶⁶, en el año 2014 el 3% de la electricidad del país se generaba con energía solar y eólica, y un 34% era suministrado por otras fuentes renovables (hidráulica y biomasa), mientras que un 64% correspondía a fuentes fósiles (carbón, gas y derivados del petróleo). Al año 2023, la labor del Coordinador (relativa al desafío de contar con una matriz energética sustentable) y de las políticas públicas instauradas por la autoridad eléctrica relacionadas con el cumplimiento de los compromisos “net zero”, han permitido un acercamiento a las metas de carbono neutralidad⁶⁷. En detalle, la matriz energética y la generación eléctrica han cambiado, incluso superando los objetivos planteados en el plan energético del país 8 años atrás. De este modo, a finales del año 2023, la generación renovable alcanzó el 63% del total de la generación eléctrica⁶⁸ (Coordinador, 2024). Dentro de las variaciones, la generación en base a carbón bajó 27%; mientras la solar, eólica e hidráulica subieron 13%, 12% y 18%, respectivamente (Coordinador, 2024). En el segmento de la generación se han visto positivos resul-

tados en los últimos años por lo que se puede concluir que la política energética y la gestión del Coordinador están generando resultados favorables en acelerar el cambio hacia una descarbonización en la matriz energética⁶⁹.

De este modo, resulta razonable preguntarnos si resulta necesario (y responsable a partir de la necesidad de seguridad en el sistema eléctrico chileno) incluir criterios de sustentabilidad más estrictos a los que ya se intentaron incluir mediante la Ley N° 20.936⁷⁰, o bien, si el objetivo de promover la transición a una red eficiente con menores emisiones de carbono se dará por razones de costos.

Estos resultados positivos a nivel de generación no se replican en el segmento de transmisión, el cual juega un rol fundamental, pues ha experimentado problemáticas en los tiempos de implementación de las instalaciones los cuales no siempre han sido los óptimos para el sistema, ello porque los plazos de ejecución de proyectos en transmisión son prolongados (alrededor de 10 años). Por ello, uno de los principales desafíos que tiene el país es cómo lograr aumentar la participación de las renovables en un escenario donde el vertimiento de energía renovable está aumentando año a año y el consumo de energía se encuentra estancado. En detalle, el 2022 el vertimiento alcanzó 1,4 TWh, 3 veces mayor al año 2021⁷¹, mientras que, a fines del año 2023, el vertimiento alcanzó 1,82 TWh⁷², lo que demanda una pronta solución. Considerando la cantidad de proyectos en proceso de pruebas y en etapa de construcción (principalmente solares y eólicos) la tendencia del vertimiento no se ve muy favorable y es probable que esos valores sigan aumentando en los próximos años⁷³.

En respuesta a estos desafíos, una de las propuestas que se han anunciado por parte del Ministerio de Energía es la incorporación de un principio de sustentabilidad en la operación de la red, respecto de la cual el Coordinador ya aportó su hoja de ruta para la transición energética acelerada, donde se destacan los factores habilitantes para operar un sistema 100% renovable a partir del 2030⁷⁴, dentro

⁶⁵ Ibid.

⁶⁶ Evergen 2023.

⁶⁷ En mayor detalle, se emitieron del orden de 19 millones de toneladas de CO₂ equivalente, lo que equivale a una baja de 21% respecto al ejercicio anterior, y de 37% respecto de 2021, un año especialmente seco. De este modo, el factor de emisión fue de 0,2384 tCO₂e/MWh en 2023 (Coordinador Eléctrico Nacional 2024).

⁶⁸ Coordinador Eléctrico Nacional 2024.

⁶⁹ Evergen 2023.

⁷⁰ Por ejemplo, para el estudio de franjas, se incluye como requisito la aprobación por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.

⁷¹ Nueva Minería 2023.

⁷² Revista El 2023.

⁷³ Diario Financiero 2023a.

⁷⁴ Energía Estratégica 2023.

de ellos, la posibilidad de un nuevo modelo para el mercado eléctrico mayorista basado en ofertas, lo cual podría ser clave para abordar la tensión entre la operación segura y económica, y para mantener el impulso hacia un sistema energético más sostenible y eficiente.

Conclusiones

En este artículo se proporciona una breve perspectiva histórica sobre la evolución del mercado eléctrico chileno, centrándose en los cambios institucionales relacionados con la coordinación de la operación del sistema eléctrico. En base a lo expuesto podemos llegar a las siguientes conclusiones:

El proceso de modernización del mercado eléctrico chileno, iniciado en la década de 1980, ha experimentado varias etapas y ajustes significativos a lo largo de los años. La liberalización y privatización de las empresas estatales marcaron el comienzo de esta transformación. Durante 30 años, la coordinación de los sistemas eléctricos estuvo a cargo de dos Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs), uno encargado del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y otro del Sistema Interconectado Central (SIC). Es así como, a lo largo de las décadas, los cambios en la estructura y gobernanza de los CDECs reflejan la complejidad y los desafíos asociados con la coordinación en el mercado eléctrico chileno en cada una de sus etapas de desarrollo. Aunque se realizaron cambios para mejorar la autonomía e independencia de los órganos coordinadores, estos cambios fueron insuficientes para abordar completamente los problemas que suscitaba su estructura y organización para la toma de decisiones.

El establecimiento del modelo ISO (*Independent System Operator*) en Chile, representado por el Coordinador, ha sido el resultado de una evolución en respuesta a la necesidad de coordinación y competencia en el sector eléctrico. La opción ISO, adoptada por Chile, busca evitar interferencias de las empresas integradas en las decisiones de inversión y confiere al operador independiente la autoridad sobre las inversiones y desarrollo de la red. De este modo, el CEN representa un avance desde los primeros días del mercado eléctrico chileno, cuando la función de operador era ejercida por una empresa eléctrica pública. Los CDECs fueron un paso intermedio hacia el modelo ISO, pero carecían de la total independencia necesaria. Actualmente, el CEN se ajusta a las características esenciales del

modelo ISO, siendo un organismo técnico, independiente y autónomo encargado de coordinar la operación interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.

La creación del Coordinador, mediante la Ley N° 20.936, se fundamenta en variados propósitos esenciales. Estos incluyen la interconexión física de los sistemas eléctricos del SING y SIC, la necesidad de contar con una entidad más independiente de los agentes del mercado eléctrico que los anteriores CDEC, y la adaptación a mejores prácticas internacionales, reflejando el desarrollo del mercado eléctrico nacional.

Dentro de los aspectos destacados de este órgano son su independencia, autonomía, su carácter técnico, sus atribuciones clave, los desafíos financieros y la necesidad de mantenerse a la vanguardia en temas relacionados con la operación y administración del sistema eléctrico, siendo esencial su rol en el contexto del sistema eléctrico nacional. De este modo, el CEN representa un avance hacia una coordinación más eficiente e independiente en el sector eléctrico chileno, contribuyendo a la seguridad, eficiencia y acceso abierto en la operación del sistema eléctrico nacional interconectado.

Respecto a la evaluación del desempeño del Coordinador en Chile podemos sostener que éste presenta desafíos y oportunidades significativas. Por un lado, la autonomía e independencia del CEN no se han cuestionado, pero se ha identificado y comentado la necesidad de revisar y fortalecer los mecanismos de control y equilibrios para evitar posibles arbitrariedades.

Por otro lado, es esencial determinar si el enfoque actual del CEN va más allá de la administración eficiente de recursos y si está alineado con las metas internacionales de transición hacia una red más eficiente y con menores emisiones de carbono. La tensión entre la operación segura y la más económica es evidente, y la actual priorización de minimizar los costos podría entrar en conflicto con objetivos de sostenibilidad. A pesar de la falta de un criterio expreso de sustentabilidad en el despacho, los resultados muestran un progreso notable hacia la carbono-neutralidad, especialmente, en el segmento de generación, donde la participación de fuentes renovables ha aumentado significativamente. Sin embargo, el segmento de transmisión enfrenta graves desafíos, particularmente en los tiempos de implementación prolongados de proyectos,

lo que dificulta la adaptación a un escenario de vertimiento creciente de energía renovable.

En ese sentido, es necesario evaluar si la propuesta del Ministerio de Energía de incorporar un principio de sustentabilidad en la operación de la red es una respuesta que puede promover el impulso hacia un sistema energético más sostenible y eficiente, o bien, si solo es necesario reanalizar los métodos para evaluar los costos de las centrales, tales como, los mínimos técnicos de generadoras contaminantes, como, también, esperar a los resultados de los estudios que resulten de la licitación para implementar un modelo basado en ofertas, el cual, al fomentar la competencia entre empresas eléctricas, permita una mayor inyección por parte de unidades generadoras renovables no convencionales, permitiendo la modernización del sistema eléctrico y la transición a una matriz energética que implique menores emisiones contaminantes.

Bibliografía citada

- BALDWIN, Robert; CAVE, Martin & LODGE, Martin (2011). *Understanding regulation: theory, strategy, and practice*. Oxford University Press.
- BERNSTEIN LETELIER, Sebastián. Sector Eléctrico, en C. LARROULET VIGNAU (2003). *Soluciones privadas a problemas públicos* (175-214). Ed. Instituto Libertad y Desarrollo, Santiago.
- Biblioteca del Congreso Nacional (2016). Historia de la Ley N° 20.936 que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Disponible en: <https://www.bcn.cl/historiadelailey/nc/historia-de-la-ley/5129/>
- CDEC-SING (2003). Estadísticas de operación 1993-2003 CDEC-SING. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/10/1993-2003_sing_anuario_espanol.pdf
- Coordinador Eléctrico Nacional (2022). Manual de Usuario RENOVA. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/03/Manual-de-Usuario-RENOVA.pdf>
- Coordinador Eléctrico Nacional (2023a). Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-publica-estudio-de-almacenamiento-de-energia-para-seguir-avanzando-en-la-transicion-energetica/>
- Coordinador Eléctrico Nacional (2023b). Manual de Usuario RENOVA. <https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-impulsa-licitacion-de-asesoria-para-el-diseno-de-un-nuevo-modelo-para-el-mercado-electrico-mayorista/> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Novedades. Disponible en <https://www.coordinador.cl/novedades/sistema-electrico-redujo-21-sus-emisiones-en-2023-y-se-espera-que-siga-creciendo-participacion-de-energia-renovable-variable/>
- CORDERO QUINZACARA, Eduardo (2012). La Administración del Estado en Chile y el concepto de autonomía. Contraloría General De La República, 85 años de vida institucional (1927-2012), Santiago. pp. 15- 33. Disponible en: https://bibliotecadigital.uchile.cl/discovery/fulldisplay?vid=56UDC_INST:56UDC_INST&tab=Everything&docid=alma991000545279703936&lang=es&context=L
- Decker, Christopher (2014). *Modern Economic Regulation: An Introduction to Theory and Practice*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9781139162500>
- Diario Financiero, (2023a). Cuello de botella en las energías renovables. Disponible en: <https://www.df.cl/cuello-de-botella-en-las-energias-renovables> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- Diario Financiero, (2023b). Comienza análisis para el ajuste de mínimos técnicos de centrales térmicas en medio de medidas anunciadas para la transición energética. Disponible en: <https://www.df.cl/empresas/energia/comienza-analisis-para-el-ajuste-de-minimos-tecnicos-de-centrales>
- Empresas Eléctricas A.G. (2016). Historia. Disponible en: <http://www.electricas.cl/quienes-somos/historia/> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- Energía Estratégica (2023). Sugieren cambios en el Coordinador Eléctrico Nacional de Chile para mejorar su funcionamiento. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/sugieren-cambios-en-el-coordinador-electrico-nacional-de-chile-para-mejorar-su-funcionamiento/> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- EVANS ESPÍNEIRA, Eugenio (2016). Aciertos, reparos y omisiones de ley que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. *Actas de derecho de energía* (6), 33-46.
- EVANS ESPÍNEIRA, Eugenio; YAÑEZ REBOLLEDO, Eduardo (2017). *Derecho y Regulación Económica de la energía eléctrica I*. Thomson Reuters, Santiago.
- Evergen (2023). Evolución del sistema eléctrico chileno desafíos y oportunidades. Disponible en: <https://evergen.energy/es/evolucion-del-sistema-electrico-chileno-desafios-y-oportunidades/> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- FERRADA BÓRQUEZ, Juan Carlos (2007). Las Potestades y privilegios de la administración pública en el régimen administrativo chileno. *Revista de derecho (Valdivia)* 20(2), 69-94, <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-09502007000200004>.
- FERRADA BÓRQUEZ, Juan Carlos y Tapia Canales, Javier (2015). Potestades Públicas y Ámbito Privado en el Sector Eléctrico Chileno: El caso de los CDEC como Organismos Autorreguladores. *Revista Chilena de Derecho* 42 (1), 123-151. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/133885>.
- Generadoras (2021). El Coordinador Eléctrico Nacional a 5 años de su creación. Disponible en: <https://generadoras-prod.10.asimov.cl/prensa/el-coordinador-electrico-nacional-a-5-anos-de-su-creacion> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- GONZALES, Luis; ITO, Koichiro y REGUANT, Mar. (2023). The Investment Effects of Market Integration: Evidence from Renewable Energy Expansion in Chile. *Econometrica* 91 (5), 1659-1693.
- JONES, Christopher (2020). *EU Energy Law Volume I: the Internal Energy Market*. Publishing Limited, 2020. ProQuest Ebook Central, <http://ebookcentral.proquest.com/lib/londonschoolecons/detail.action?docID=6387009>

- MARDONES OSORIO, Marcelo (2017). Naturaleza Jurídica del Coordinador independiente del Sistema electrónico Nacional. *Revista jurídica UANDES* (1), 1-28.
- MARDONES OSORIO, Marcelo y Carrasco Briones, Javier (2014). Los Centros de Despacho Económico de Carga como entidades que ejercen potestades públicas. *Revista de Derecho Administrativo* (18), 153-182.
- Minería Chilena (2009). El dilema del SING. Disponible en: <https://www.mch.cl/reportajes/el-dilema-del-sing/#> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- Ofgem (2021). Energy Future System Operator Consultation, Julio, p.10. Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/future-system-operation-fso>
- OLIVARES ARAYA, Mauricio (2021). *Simetría. El Mercado Eléctrico Nacional: historia, coordinación, regulación e institucionalidad*, Chile, Editorial USACH.
- Revista El (2016). Tareas del Coordinador Independiente tendrá múltiples impactos para clientes libres. Disponible en: <https://www.revistaei.cl/2016/09/08/tareas-del-coordinador-independiente-tendra-multiples-impactos-para-clientes-libres/#> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- Revista El (2023). Generadoras: Vertimiento de energías renovables alcanza 1.824 GWh durante 2023. Disponible en: <https://www.revistaei.cl/2023/12/28/generadoras-vertimiento-de-energias-renovables-alcanza-1-824-gwh-durante-2023/> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- Revista Nueva Minería y Energía (2023). Vertimiento de energía renovable se triplicó durante el último año. Disponible en: <https://www.nuevamineria.com/revista/vertimiento-de-energia-renovable-se-triplico-durante-el-ultimo-ano/> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- RUDNICK, Hugh (2006). Un nuevo operador independiente de los mercados eléctricos chilenos, en *Revista de Estudios Públicos* 101, 213-238. Disponible en: <https://www.systep.cl/documents/Rudnick%20EstudiosPublicos%202006.pdf>
- SHY, Oz (2001). Introduction to Network Economics. In *The Economics of Network Industries* (pp. 1-12). Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9780511754401.002
- Systep (2016). Reporte Mensual del Sector Eléctrico SIC y SING 9 (9), septiembre 2016. Disponible en: https://systep.cl/documents/reports/012016_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- Systep (2018). Reporte Mensual del Sector Eléctrico. A diez meses de la interconexión SIC – SING. Disponible en: https://systep.cl/documents/reports/092018_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- TOMAIN, Joseph (2011). *Ending Dirty Energy Policy: Prelude to Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9781139003735.008.
- Valgesta (2021). Revisión y análisis del impacto del Gas Inflexible en el Sistema Eléctrico Nacional. Disponible en: <https://valgesta.com/inicio/wp-content/uploads/2022/06/Revision-y-Analisis-del-Impacto-del-Gas-Inflexible-en-el-Sistema-Elctrico-Nacional.pdf> [fecha de consulta: 25 febrero 2024].
- WOLAK, Frank (2003). *Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin American Countries*. Stanford Center for International Development. Disponible en: <https://kingcenter.stanford.edu/publications/working-paper/designing-competitive-wholesale-electricity-markets-latin-american>.

Normativa citada

- Anexo Técnico, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios, Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras.
- Chile, Boletín N° 10.240-08 (30/12/15), Ley N° 20.936, Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.
- Decreto con Fuerza de Ley N° 4 de 2006. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. 12 de mayo de 2006.
- Decreto Supremo N° 6 de 1985, del Ministerio de Minería. Llamado Reglamento de Coordinación de la Operación de Unidades Generadoras y Líneas de Transporte. 22 de enero de 1985.
- Decreto Supremo N° 52 de 2017, del Ministerio de Energía. Aprueba el Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. 22 de mayo de 2017.
- Decreto Supremo N° 125 de 2019, del Ministerio de Energía. Aprueba Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. 19 de diciembre de 2017.
- Directiva 2009/72 de Comisión Europea, denominada "Tercera Directiva de Electricidad".
- Directiva 2009/73 de Comisión Europea "Tercera Directiva de Gas".
- Ley N° 20.936 de 2016. Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, Ministerio de Energía. 11 de julio de 2016.

