



Universidad de Chile

Facultad de Derecho

Departamento de Derecho Público

**DE LOS CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA AL
COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
Institucionalidad y certidumbre**

Memoria para optar al grado de Licenciada en Ciencias Jurídicas y Sociales

MARÍA FRANCISCA PÉREZ CEA

Profesor guía: Enrique Sepúlveda Rodríguez

Santiago, Chile

2018

A Catalina y Mota.

"I fought the law. And the law won"

AGRADECIMIENTOS

Si bien fueron muchos los que acompañaron durante la realización de este trabajo, quiero agradecer especialmente a mi jefe, Sergio Corvalán Valenzuela, Jefe de la División Jurídica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, por la oportunidad, por el apoyo, y por la paciencia.

También agradecer al Profesor Enrique Sepúlveda por su disposición y apoyo durante la confección de este trabajo.

Finalmente, a Ramón Rivera y Giannina Rajdl, sin ustedes esto simplemente no resulta.

Y a La Secta.

ÍNDICE

RESUMEN	iii
INTRODUCCIÓN	1
1. DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE	3
1.1. Desde sus inicios hasta la década de 1980.....	3
1.2. Situación desde 1982 hasta 2016.....	10
1.2.1. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	11
1.2.2. Sistema Interconectado Central (SIC).....	12
1.2.3. Sistemas medianos de Los Lagos, Aysén, Magallanes e Isla de Pascua	12
1.2.4. Sistema eléctrico y sus segmentos	14
1.2.5. Mercado eléctrico	16
1.3. Institucionalidad eléctrica.....	18
1.3.1. Ministerio de Energía.....	18
1.3.2. Comisión Nacional de Energía	18
1.3.3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles.....	19
1.3.4. Panel de Expertos	19
2. LA COORDINACIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	23
2.1. La coordinación como parte esencial de toda organización	23
2.2. La obligación de coordinación	23
2.3. Antecedentes: Modelos de organización de los mercados y sistemas eléctricos y la experiencia comparada.....	26
2.3.1. Modelo TSO	27
2.3.2. Modelo ISO	29
3. LOS CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA	33
3.1. Origen y desarrollo	33
3.2. Funciones de los CDEC	37
3.3. Derechos y deberes de sus integrantes	38

3.4. Estructura orgánica de los CDEC	39
3.4.1. Directorio	39
3.4.2. Direcciones Técnicas	40
3.5. Crisis de 1998.....	42
3.6. Principales críticas a los CDEC	44
3.6.1. Personalidad jurídica.....	45
3.6.2. Responsabilidad.....	47
3.6.3. Autonomía	48
3.6.4. Independencia.....	49
4. NUEVA LEY DE TRANSMISIÓN Y CREACIÓN DE UN COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	51
4.1. Contexto para la creación del Coordinador: Agenda de Energía.....	51
4.2. Sistema Eléctrico Nacional	52
4.3. El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.....	56
4.3.1. Definición y principales características.....	57
4.3.2. Estructura orgánica	62
4.3.3 Funciones y obligaciones	67
CONCLUSIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	77
JURISPRUDENCIA	83

RESUMEN

De acuerdo al artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la operación de las instalaciones eléctricas interconectadas deberá ser coordinada. Durante más de 30 años, tal 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, los cuales nacieron durante la segunda mitad de la década de 1980, como consecuencia de las nuevas políticas privatizadoras propias del sistema neoliberal instaurado por el régimen de la época , a partir de la dictación Decreto Supremo N° 6 de 1986, llamado Reglamento de Coordinación de la Operación de Unidades Generadores y Líneas de Transporte.

Desde su creación, los Centros se desarrollaron como entes *sui generis* y durante su vigencia fueron objeto de muchas críticas y de múltiples modificaciones, a medida que las necesidades del sistema fueron cambiando, hasta que fueron finalmente derogados a través de la Ley N° 20.936, de 2016, norma que intenta hacerse cargo de estas críticas a través de la creación de un organismo único, con personalidad jurídica de derecho público, independiente, autónomo y con patrimonio propio, llamado Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante, CISEN, lo que sin duda constituye un cambio de paradigma en las políticas energéticas del país.

INTRODUCCIÓN

El descubrimiento de la electricidad fue la mayor revolución del siglo XIX, cambiando la forma de vida de las personas a un nivel que en la actualidad ya no podemos imaginarnos la vida sin ella. En poco tiempo logró posicionarse rápidamente como uno de los pilares fundamentales del desarrollo de las sociedades humanas, donde, debido a su trascendental importancia, el Estado de una u otra forma se ha visto involucrado en ella, ya sea a través de la actividad empresarial directa, como generador, transmisor o distribuidor de la energía, y/o a través de la regulación de la misma actividad, por leyes y reglamentos, en un papel subsidiario, teniendo siempre en consideración el interés público.

La privatización de las empresas eléctricas y la dictación de la Ley General de Servicios Eléctricos durante la década de 1980 establecieron una estructura que se mantuvo de manera casi inalterada durante más de 30 años, donde podemos identificar, principalmente, la existencia de dos sistemas interconectados (del Norte Grande, SING y Central, SIC), los que eran operados a través de sus respectivos Centros de Despacho Económico de Carga, CDEC, entidades creadas a través de un reglamento y que durante su vigencia fueron objeto de variadas críticas, debido a su condición de ente *sui-generis*, que se fue desarrollando a la par con las necesidades del sistema, por lo demás, siempre de manera reactiva.

Fue sólo en el año 2016, cuando se dictó la Ley N° 20.936, llamada Nueva Ley de Transmisión, que se cambió esta estructura, no sólo modificando

sustancialmente el segmento transmisión del mercado eléctrico nacional, a fin de hacer frente a los desafíos de una industria en permanente desarrollo, sino también estableciendo un nuevo Sistema Eléctrico Nacional con miras a la interconexión SING-SIC y terminando con los CDEC, siendo reemplazados por un nuevo órgano: el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, que mantiene las funciones de sus predecesores y agrega otras nuevas, como por ejemplo, el monitoreo de la competencia del sector eléctrico y que, además, pretende hacerse cargo de las críticas históricas hechas a los CDEC.

Esta memoria contiene como punto de inicio la revisión de la historia de la electricidad en el país, la cual condujo a la conformación del mercado y sistema eléctricos actuales; para esto, se revisará la organización, funciones y críticas a los antiguos CDEC y finalizará presentando los cambios introducidos por la nueva ley y sus proyectos de reglamento, con énfasis en las características del nuevo Coordinador Eléctrico, revisando de qué manera estos cambios van o no en el sentido de solucionar los problemas establecidos por la normativa anterior, en especial respecto de su personalidad jurídica, su responsabilidad, su autonomía y su independencia.

1. DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE

1.1. Desde sus inicios hasta la década de 1980

Desde 1883 (Chilectra S.A., 1996), año en el cual la Plaza de Armas de Santiago fue iluminada con faroles eléctricos por primera vez, el desarrollo de la electricidad en Chile y, por ende, el desarrollo de su mercado no se ha detenido.

Dentro de los hitos fundamentales en esta historia se encuentra a finales del siglo XIX, específicamente en 1897 en Lota, cuando de la mano de Isidora Goyenechea, se inaugura la que sería la primera central hidroeléctrica chilena y de Sudamérica: la Central Chivilingo (Chivilingo Turismo y Obras Civiles, 2016), cuyo principal propósito no sería otro que abastecer de energía eléctrica la industria de la minería del carbón. Por otro lado, en el extremo sur del país, en el mes de octubre del mismo año, se crea la Compañía de Luz Eléctrica de Punta Arenas, la que ofreció el servicio de suministro domiciliario y alumbrado público a la ciudad. Pero dentro de las primeras empresas del rubro que nacieron en el país, sin duda la más destacada sería la *Chilean Electric Tramway and Light Company* (CETL), empresa de capitales alemanes, pero con sede en Londres, que adquirió los derechos de concesión del tranvía eléctrico y del alumbrado público en Santiago (Instituto de Ingenieros de Chile, 1988).

Comenzado el siglo XX, en 1904, se dicta la primera norma relativa a la industria eléctrica, llamada "Prescripciones para la Concesión de Permisos para la Instalación de Empresas Eléctricas en la República", que permite el

otorgamiento de concesiones para la utilización de bienes públicos para la instalación de redes eléctricas, incluyendo condiciones de seguridad para evitar peligro en las personas (Bernstein; 2003, 179).

Al año siguiente, en el mes de febrero de 1905, los ingenieros Francisco Hunneus y Raúl Claro fundan la Compañía General de Electricidad Industrial S.A. (CGEI) (Compañía General de Electricidad S.A., 2016) creada con la finalidad de hacer frente a la creciente demanda de energía producida por la construcción y el desarrollo de la ciudad.

Para la conmemoración del centenario de la nación, el incipiente mercado de la electricidad nacional -que además ya contaba con varias iniciativas de menor envergadura a lo largo del país- se afirmaba al establecerse Chile como uno de los países más prósperos de América Latina. Sin embargo, adentrándose en la década de 1910, el mismo se vio afectado por la crisis económica provocada por la Primera Guerra Mundial y el posterior derrumbe en el precio del salitre. Producto de esta crisis, que significó una fuerte caída en el valor de la moneda nacional y menores ingresos fiscales, se promulgó el Decreto N°771 del Ministerio del Interior en marzo de 1916, donde el gobierno del Presidente Juan Luis Sanfuentes dispone que todas las tarifas eléctricas que no se encontraran establecidas por ley, debían someterse a la aprobación del Presidente de la República, medida que encontró resistencia en las empresas, las cuales, con el fin de emplazarse como un gremio organizado, forman ese mismo año la Asociación Gremial de las Empresas Eléctricas (Asociación Gremial de Empresas Eléctricas, 2016).

Posteriormente, en 1919 comienza a operar en Valparaíso la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, la que luego se fusiona con la ya mencionada CETL en 1921 formando la Compañía Chilena de Electricidad Limitada (CCE) (Chilectra S.A., 1996) cuyo principal efecto tuvo que ver con la cobertura que alcanzó, que abarcó hasta el valle del Aconcagua.

Es así como ya en la década de los años 20, el país contaba con empresas eléctricas de distinto tamaño en las principales ciudades del país, destacando, además de las mencionadas, la Sociedad Austral de Electricidad S.A. que en 1926 comenzó a operar en la zona centro-sur del país, específicamente en la zona de Lebu, Arauco y Carampangue, sociedad que luego se extendería por buena parte del sur del país (Sociedad Austral de Electricidad S.A., 2018).

Este nivel de desarrollo hizo necesario que en 1925 se dictara la primera Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°252, mientras que casi simultáneamente se le otorga a la Compañía Chilena de Electricidad, las primeras concesiones eléctricas para la zona central de la nación.

Este prolífico período de expansión se vio frenado por una nueva crisis: la gran crisis económica de los años 30, que condujo prácticamente a la paralización del desarrollo de la industria eléctrica hasta finales de la década. Fue en este contexto que se dictó la segunda Ley General de Servicios Eléctricos: el DFL N° 244 de 1931, donde el Estado, al crear la Dirección de Servicios Eléctricos y disminuir los beneficios en el establecimiento de tarifas, aumenta su control sobre las empresas. Fue durante este período que la *South American Power Co.* adquirió los derechos y bienes de una serie de empresas eléctricas de la zona central con la finalidad de agruparlas como empresas autónomas

(Chilectra S.A., 1996); mientras, además, dominaba el transporte eléctrico de la capital al ser la única propietaria de la Compañía de Tracción de Santiago. La transacción económica por parte de la empresa norteamericana no pasó desapercibida para la población, quienes estaban inmersos en una subjetividad determinada por el sentimiento nacionalista¹ y pidieron durante esta década una mayor participación del Estado en la materia.

De esta forma, es en los años 40 que la expansión de la industria eléctrica toma un nuevo impulso, con la idea firme que la electricidad no debe ser objeto de lucro, debido a que es materia prima capital para el desarrollo del país y una necesidad fundamental para el desarrollo de las personas y el bien común. En medio de un período de industrialización nacional esta nueva etapa comienza de la mano del Estado, el cual a través de la CORFO fundada en 1939², aprueba el “Plan de Electrificación del País” en marzo de 1943, plan fundamental para la electricidad en nuestros días, pues es la génesis de los posteriores sistemas interconectados (Empresa Nacional de Electricidad S.A., 1956).

El Plan debía ser ejecutado durante tres períodos de 6 años cada uno, durante los cuales se construirían centrales generadoras y líneas transmisoras. En una primera etapa se crearían sistemas regionales aislados para luego, en una segunda etapa, interconectarlos y así poder transportar los excedentes de energía. La tercera etapa consistía en la interconexión de los sistemas entre La Serena y Puerto Montt para transportar grandes bloques de energía, lo que

¹ Cabe recordar que, durante los años 30, el país se encontraba en el proceso de chilenización de las zonas anexadas tras la Guerra del Pacífico (1879–1883), lo cual determinó una subjetividad nacionalista a lo largo del territorio nacional.

² CORFO: Corporación de Fomento de la Producción. Agencia dependiente del Ministerio de Economía encargada de apoyar iniciativas de emprendimiento, la innovación tecnológica y la competitividad.

requería subestaciones que soportaran dicha capacidad. Paralelamente a esto, se fomentaba a través de apoyo financiero y técnico, la creación de Cooperativas Eléctricas³, destinadas a la electrificación de las zonas rurales y el mejoramiento de las distribuidoras en los asentamientos urbanos (Empresa Nacional de Electricidad S.A., 1956).

De suma importancia para el desarrollo efectivo del “Plan de Electrificación del País”, fue la creación de la Empresa Nacional de Electricidad, ENDESA, nacida bajo el alero de la ya mencionada CORFO. Al momento de aprobarse el plan, en 1943, se encontraban en construcción las centrales Pilmaiquén, Abanico y Sauzal. Sin embargo, durante la década de 1940, hay una nueva crisis, esta vez debido al sistema tarifario, que hacía insostenible la existencia de empresas de distribución más pequeñas, lo cual decantó en que las localidades abastecidas por dichas empresas quedaran sin suministro, problema que llegó a ser de tal gravedad en Santiago que se registraron racionamientos eléctricos durante la temporada invernal hasta 1955.

Este acontecimiento implicó la consolidación de ENDESA, institución que aprovechó esta situación para expandirse por todo el país reemplazando a los pequeños concesionarios locales y así dedicarse no sólo a la construcción de centrales, sino también a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Ejemplo de ello fue la compra de Saesa en 1946, que para la época se

³ Las Cooperativas Eléctricas son pequeñas sociedades dedicadas a la distribución de energía eléctrica, establecidas en lugares donde el interés empresarial era nulo por su condición rural. Actualmente subsisten siete de ellas, todas fundadas entre los años 1948 y 1957, las que son concesionarias de servicio público de distribución en zonas rurales ubicadas entre la VII y XIV regiones: Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda., Cooperativa Eléctrica Rural Río Bueno Ltda, Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. y Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.

había extendido a Puerto Montt, Valdivia y Osorno. Esta expansión y el crecimiento de la empresa estatal provocó que, en 1961, la misma debiera reorganizarse y modificar sus estructuras, a fin de ser eficiente y rendir de forma acorde con sus nuevos fines.

Paralelamente a la reorganización y reestructuración de ENDESA, y con la finalidad de hacer frente legalmente a la crisis tarifaria que afectaba al sistema eléctrico, en 1959 se dicta la tercera Ley General de Servicios Eléctricos: el Decreto con Fuerza de Ley N°4 (DFL 4), que en estructura y tratamiento de los temas se mantuvo similar a sus predecesoras, con la diferencia que ésta fortalece el esquema tarifario, de manera que permita a las empresas sobrevivientes a la crisis una rentabilidad razonable que les permitiera expandirse (Instituto de Ingenieros de Chile, 1988).

A comienzo de los años 70, durante el gobierno de la Unidad Popular, se vivió el período de máxima participación estatal, participación gestada a partir de 1965, cuando comienza la estatización de la que en ese momento era la empresa privada más grande del país: la Compañía Chilena de Electricidad (posteriormente Chilectra y en la actualidad llamada Enel Distribución), proceso que culminó con su nacionalización el 14 de agosto de 1970 (Chilectra S.A., 1996). Se intentó también la estatización de CGEI, hecho que no fructificó pues sólo se comenzaron a comprar acciones directamente o a través de sus filiales con la finalidad de controlarla, por parte de la CORFO, emprendimiento que finalmente no logró llevarse a cabo debido al acaecimiento del Golpe de Estado de 1973.

A diferencia de lo ocurrido con otros aspectos de la actividad económica, durante los primeros años de la Dictadura Cívico-Militar la participación del Estado en materia eléctrica siguió siendo sustancial y se mantuvo la propiedad completa de las empresas, ya que su carácter estratégico y el uso político que podía dárseles al ser importantes centros de poder, no lograban convencer al gobierno de facto de la necesidad de incorporar capitales de origen privado al sector (Bernstein, 2003). En cambio, sí se busca reestructurar el mercado a través de un proceso de descentralización y desconcentración, con miras a generar competencia y mejorar la eficiencia.

Durante este primer período destacaron dos acciones de manera importante: por un lado, la creación de la Comisión Nacional de Energía en 1978, a través del Decreto Ley N° 2224, del Ministerio de Minería, con la finalidad de elaborar planes y buscar políticas para el buen desarrollo del sector y así, asesorar al Gobierno en las materias de su incumbencia y, por otro lado, la reestructuración de las empresas en 1981, que creó filiales de carácter regional o local. El caso particular de Chilectra, esto se hizo formando un holding integrado por Chilectra Generación, Chilectra Metropolitana y Chilectra Quinta Región (Beyer, 1988). En el caso de ENDESA se separó la empresa generadora, que a su vez también se escindió en filiales de generación más pequeñas y se formaron filiales regionales de distribución a lo largo de Chile (Bernstein, 2003).

El panorama nuevamente se reconfigura, cuando a partir de 1982, con la dictación y promulgación del DFL 4, la cuarta Ley General de Servicios Eléctricos y en medio de una nueva crisis económica, se da comienzo a un proceso progresivo de privatización, que culmina recién en 1990, y que tampoco abarcó a la totalidad de las empresas implicadas, hecho que relegó al Estado nuevamente a un rol meramente subsidiario y fiscalizador. Esto se suscitó a

través de la licitación de empresas completas a inversionistas mayores y de la venta de paquetes accionarios a inversionistas menores.

Hasta acá, el panorama historiográfico que se presenta sobre la electricidad en Chile, muestra que ésta ha estado siempre ligada a dos grandes flancos: por un lado, a los vaivenes económicos que han afectado a la nación desde su inicio y, por otro lado, ha estado siempre ligado al Estado que, reconociendo la vital importancia que tiene, no sólo para la población sino para el propio desarrollo del país, ha intervenido en su administración mediante la promulgación de leyes y decretos; junto con la creación de instituciones con la finalidad de garantizar el abastecimiento a la mayor parte del territorio nacional. No obstante, se puede sostener que la legislación y las propuestas estatales frente al estado de la electricidad durante el siglo XX en el país estuvieron al debe, llegando incluso a parecer anacrónicas frente a las necesidades de la población, del mismo Estado y desde luego del derecho.

1.2. Situación desde 1982 hasta 2016

Como se señaló al final del párrafo anterior, del apartado precedente, en 1982 se dictó el DFL N°4, del Ministerio de Minería, la actual Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en el cual se consagra un papel subsidiario y fiscalizador del Estado en materia eléctrica, pasando así, de manera progresiva, las empresas que aún pertenecían al mismo, a manos privadas.

La nueva ley y la posterior privatización hicieron que el panorama de la electricidad y la gestión de la misma en Chile cambiaran, pudiendo entenderse la actividad eléctrica en tanto sistema eléctrico, como mercado eléctrico. Por una

parte, el país quedó dividido en "sistemas eléctricos", los que fueron definidos por la Ley como "el conjunto de instalaciones eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica", de acuerdo al art. 225, letra a), dentro de los cuales es posible distinguir los denominados "sistemas medianos", que son aquéllos de capacidad instalada superior a 1500 kilowatts e inferior a 200 megawatts, según el art. 173 de la Ley.

En concreto, de acuerdo a la CNE, en Chile continental se organizaron dos sistemas interconectados de mayor envergadura y tres sistemas medianos, todos independientes entre sí y con una delimitación geográfica específica: el Sistema Interconectado del Norte Grande, el Sistema Interconectado Central, el Sistema de Los Lagos, el Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes⁴. Adicionalmente, en la zona insular del país, se encuentra el Sistema de Isla de Pascua.

Y, por otro lado, desde la perspectiva del mercado eléctrico, pueden reconocerse tres segmentos en consideración a sus respectivas funciones: generación, transmisión y distribución de la electricidad.

1.2.1. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Comprendió las regiones XV, I y II hasta Taltal, cubriendo el 24,5% del territorio nacional (Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Norte Grande CDEC - SING, 2018). Cerca del 90% de su consumo estaba destinado a satisfacer la demanda de grandes clientes libres, mayoritariamente empresas mineras. A noviembre de 2016 contaba con una

⁴ Se prefiere esta clasificación a la tradicional que no menciona al Sistema Mediano de Los Lagos, ya que éste, aun siendo muy pequeño, no fue incluido como parte del SIC ni como un subsistema del Sistema de Aysén.

capacidad instalada de 4.670,385 MW proveniente en un 94,15% de centrales termoeléctricas, un 0,23% de centrales hidroeléctricas, un 3,69% de centrales solares y un 1,93% de centrales eólicas⁵.

1.2.2. Sistema Interconectado Central (SIC)

El mayor sistema eléctrico del país, comprendió desde Taltal (límite entre II y III regiones) hasta Chiloé (X región), abarcando al 92,2% de la población (Asociación Gremial de Generadoras de Chile , 2016). A diferencia del SING, el SIC cubre una demanda mayoritariamente de clientes sujetos a regulación de precios: cerca de un 60% y a noviembre de 2016 contaba con una capacidad instalada de 17.337,82 MW distribuidos en 46,65% en centrales termoeléctricas, 38,27% en centrales hidroeléctricas, 6,92% en centrales eólicas, 6% en centrales solares, 1,86% en centrales de biomasa y 0,3% en una central de biogás⁶.

1.2.3. Sistemas medianos de Los Lagos, Aysén, Magallanes e Isla de Pascua

Como ya se mencionó, los “sistemas medianos” son aquéllos que, de acuerdo con la ley, tienen más de 1500 kw de capacidad instalada de generación y menos de 200 Mw. Debido a nuestra geografía, en el extremo sur del país y en Chile Insular se organizan cuatro de estos sistemas, que en realidad corresponden a la agrupación de subsistemas y cuya distribución representa menos del 1% de la población.

El primero de ellos es el Sistema Mediano de Los Lagos, que comprende los subsistemas de Cochamó y Hornopirén, con capacidades instaladas de

⁵ Cálculos propios en base a la información disponible en www.cne.cl/estadisticas/electricidad/ en noviembre de 2016.

⁶ Cálculos propios en base a la información disponible en www.cne.cl/estadisticas/electricidad/ en noviembre de 2016.

generación de 2,4 y 4,52 Mw, respectivamente, distribuidos en tres pequeñas centrales generadoras, de las cuales sólo una es hidroeléctrica de pasada y las dos restantes termoeléctricas diésel, dedicadas a abastecer principalmente a la industria salmonera de las comunas de Cochamó y Hualaihué (Comisión Nacional de Energía, 2016).

El siguiente es el Sistema Mediano de Aysén, compuesto por los subsistemas de Aysén, General Carrera y Palena, que abarca la Provincia de Palena de la X Región (con excepción de la comuna de Hualaihué) y la XI Región, con capacidades instaladas de 46,14 Mw, 2,89 Mw y 1,79 Mw, respectivamente, totalizando 61,7 Mw, de potencia bruta instalada de los cuales un 43,26% corresponde a centrales hidráulicas de pasada, 3,78% a centrales eólicas y 52,95% a centrales termoeléctricas a petróleo diésel convencionales⁷. Este sistema está verticalmente integrado y con sólo una empresa prestando los servicios de generación, transmisión y distribución: la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), que comenzó siendo una filial de ENDESA pero que durante el proceso de privatización fue adquirida por el Grupo Saesa.

El tercero es el Sistema Mediano de Magallanes, que proporciona energía eléctrica a la XII Región y, al igual que el caso del Sistema de Aysén, a través de una sola empresa: Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG), perteneciente, luego de su privatización, al Grupo CGE. Está integrado por los subsistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, cada uno con capacidades instaladas de 91,04 Mw, 11,51 Mw, 8,96 Mw y 2,65 Mw, respectivamente, totalizando 114,16 Mw de potencia bruta instalada, que

⁷ Cálculos propios en base a la información disponible en www.cne.cl/estadisticas/electricidad/ en noviembre de 2016.

corresponden en un 100% a centrales térmicas convencionales: un 2,32% usan el petróleo diésel como combustible y el 97,68% restante utiliza el gas natural⁸.

Finalmente se encuentra al Sistema Mediano de Isla de Pascua, destinado a entregar suministro a todo el poblado de Hanga Roa y sus alrededores. Consta de sólo una central, Mataveri, termoeléctrica diésel, que cuenta con una capacidad instalada de 4,3 Mw (Comisión Nacional de Energía, 2016). Aquí el servicio eléctrico es prestado por la Sociedad Agrícola y Servicios de Isla de Pascua (SASIPA), de propiedad de la CORFO, siendo por lo tanto a 2017, la última empresa que presta servicios eléctricos de carácter estatal⁹.

1.2.4. Sistema eléctrico y sus segmentos

Tal como se mencionó anteriormente, en cuanto sistema eléctrico, pueden distinguirse tres segmentos de acuerdo a la etapa en que se encuentra la electricidad entre que es generada y que es consumida, cada uno regulado por la LGSE: estos son los segmentos de generación, transmisión y distribución.

En primer lugar, se encuentra el segmento generación, el que está conformado por el conjunto de empresas eléctricas que son dueñas de instalaciones generadoras de energía, cualquiera sea su fuente, ya sea tradicional o renovable no convencional. La principal característica de este segmento es que, a diferencia de los demás, se trata de un mercado competitivo y, por lo tanto, cualquier empresa que quiera entrar a él puede hacerlo. De

⁸ Cálculos propios en base a la información disponible en www.cne.cl/estadisticas/electricidad/ en noviembre de 2016.

⁹ Es de capital importancia señalar que SASIPA además otorga en la Isla el servicio de agua potable y de carga y descarga de buques.

acuerdo con lo anterior, es en este segmento y en el marco de esta competitividad que tiene lugar la comercialización de la energía que será posteriormente distribuida a los usuarios finales.

El segundo segmento del mercado es el segmento transmisión, que se encuentra definido en el art. 73° de la LGSE como “el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse”. Es el segmento encargado del transporte de la electricidad desde su lugar de generación hacia donde será distribuida hacia sus usuarios finales. Se trata de un monopolio natural y hasta la entrada en vigencia de la Ley N° 20.936, se clasificaba en transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional.

Finalmente, se encuentra el segmento distribución, que está conformado por todas las instalaciones (líneas, subestaciones, etc.) que permiten hacer llegar la energía a los consumidores finales. Dentro de este segmento se encuentra la concesión de servicio público de distribución de energía eléctrica, que es aquella otorgada a una empresa distribuidora a fin de que otorgue suministro a los usuarios finales ubicados dentro de su zona de concesión o fuera de ella pero que puedan conectarse a través de líneas propias o de terceros, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7°, inciso primero, de la Ley¹⁰. El inciso segundo de este artículo señala que las empresas titulares de concesiones de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones a la distribución de servicio público y al alumbrado público. También se trata de un monopolio natural y como tal tienen

¹⁰ De acuerdo a lo señalado por el artículo 8, no quedan comprendidos dentro del servicio público los suministros efectuados desde instalaciones de generación, la distribución de energía hecha por Cooperativas no concesionarias y la distribución hecha sin concesión.

la obligación legal de otorgar el servicio a todo quien lo solicite que se encuentre dentro de su zona de concesión o fuera de ella cuando cuente con líneas propias o de terceros para conectarse, según lo establecido por el artículo 125° de la LGSE.

1.2.5. Mercado eléctrico

El mercado eléctrico es muy similar a cualquier otro mercado, entendido este último como el conjunto de actos de compra y venta de un producto o servicio en un momento de tiempo, y como tal, es libre, y por lo mismo la legislación nacional está dirigida principalmente hacia la regulación del sistema eléctrico y no del mercado. Es más, sólo con las modificaciones introducidas por la Ley N° 20936 se introduce el concepto de “mercado eléctrico” a la LGSE.

El mercado eléctrico tiene lugar en el segmento generación del sistema eléctrico, ya que es en este donde están dadas las condiciones de competencia necesarias para la comercialización de la energía por parte de las empresas propietarias de los medios de generación, debido a que tanto los segmentos de transmisión y distribución son por regla general servicios públicos y monopolios naturales.

Respecto de los productos del mercado eléctrico, estos son la energía y la potencia, los que son comercializados en el mercado de corto plazo (o spot) y en el mercado de largo plazo (o de contratos).

El mercado de corto plazo o spot es aquél que tiene lugar entre las propias generadoras y que puede ser definido como la “compraventa de energía resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado” (Testart, 2010). En otras palabras, son las transferencias de energía entre las generadoras que tienen lugar cuando por una parte hay superávit y por otro déficit en la generación en relación a sus respectivas obligaciones contractuales, debido a que la energía no es generada por una decisión propia de sus dueños, si no que es despachada de acuerdo a las instrucciones impartidas por los CDEC en su momento y por el Coordinador en la actualidad. En este contexto, la Ley habla de “transferencias” para referirse a los intercambios de energía entre las empresas eléctricas, ya que no media un consentimiento entre las partes excedentaria y deficitaria, y también establece la valorización que tendrán la energía y potencia despachadas, la primera a costo marginal instantáneo y la segunda a precio de nudo. Es por estos motivos que Sepúlveda señala que el mercado spot es en realidad un “pseudo mercado”, ya que las empresas no se enfrentan a “una situación efectiva de mercado, sino más bien una simulación de los resultados de un mercado competitivo” (Sepúlveda, 2010, pág. 53).

En cambio, el mercado de largo plazo o de contratos, es aquél que tiene lugar entre las empresas dueñas de los medios de generación y los clientes libres con total autonomía, y si bien acá no operan las valorizaciones establecidas por la Ley, suele en la práctica tomarse como referencia los precios regulados o los precios de nudo para la contratación (Bustos Salvagno, 2015). De esta forma, el mercado de contratos ayuda a proyectar el aumento que tendrá la demanda de energía con un plazo razonable que permite a las empresas de energía realizar las inversiones necesarias para poder cubrir esa demanda.

1.3. Institucionalidad eléctrica

1.3.1. Ministerio de Energía

El Ministerio de Energía nace como tal el 1 de febrero de 2010, en los últimos días del primer gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet, con la entrada en vigencia de la Ley N° 20.402 que modificó el Decreto Ley N° 2.224 de 1978, separándolo orgánicamente del Ministerio de Minería, siendo su primer titular don Marcelo Tokman Ramos. Su función, según el artículo 2° del mencionado DL, es "elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía".

Su administración interna se encuentra a cargo de la Subsecretaría de Energía y tiene como organismos relacionados la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE), el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Renovables (CIFES), la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

1.3.2. Comisión Nacional de Energía

Tal como se mencionó en el apartado anterior, la Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo relacionado al Ministerio de Energía, creado a través del Decreto Ley N° 2.224 de 1978. El artículo 6° del mencionado cuerpo legal, en su inciso segundo la define como el "organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas" del sector eléctrico. De acuerdo al inciso primero del mismo artículo, se trata de una persona jurídica de derecho público, descentralizada y con patrimonio propio.

Su administración recae en el Secretario Ejecutivo, quien tendrá la representación legal, judicial y extrajudicial de la Comisión, según lo indica el artículo 8° del DL.

1.3.3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) tiene su origen en la Inspección Técnica de Empresas y Servicios Eléctricos, creada por el Presidente Germán Riesco en 1905, la que no tuvo mayores transformaciones hasta 1985, año en que se dicta la Ley N° 18.410, Orgánica Constitucional, que crea la Superintendencia como es conocida actualmente. De acuerdo al artículo 2° de la Ley que la rige, su objeto es "fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad" y su administración recae en la figura del Superintendente.

1.3.4. Panel de Expertos

Sin ser parte de la Administración del Estado y, por lo tanto, no conformando la "institucionalidad" propiamente tal, es menester mencionar al Panel de Expertos.

El Panel fue creado el año 2004 como parte de la reforma hecha a la LGSE a través de la denominada "Ley Corta I" (Ley N° 19.940), en respuesta a la complejización en la integración de los CDEC, que derivó en un aumento del nivel de conflictividad entre sus integrantes, haciendo insuficientes y poco eficientes los mecanismos de solución de controversias existentes hasta ese momento.

Está definido en el artículo 4° de su Reglamento¹¹ como "un órgano creado por ley, con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias que se produzcan en relación con las materias que se señalan expresamente en la Ley General de Servicios Eléctricos, y en otras leyes en materia energética", de manera muy similar a como era definido por el reglamento anterior, el DS N° 181 de 2004. Se trata de una instancia independiente para la solución de controversias, con competencia, en materia eléctrica, sobre los tres subsectores del mercado, abarcando a la CNE, la SEC y los CDEC en su momento, y al Coordinador en la actualidad.

De acuerdo a lo dispuesto por el artículo 209°, inciso primero, de la LGSE, está conformado por siete integrantes: cinco ingenieros o licenciados en ciencias económicas y dos abogados, más un secretario abogado.

El artículo 208° de la misma reitera, en su inciso primero, que su función es conocer de las discrepancias suscitadas en las materias establecidas en dicha ley y en otras de materia energética, mientras que el inciso segundo entrega competencia para conocer de las discrepancias que surjan entre el Coordinador y las empresas sujetas a coordinación en relación con todo acto o instrucción de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en el cumplimiento de sus funciones. Luego, en su inciso tercero, señala que también podrán someterse al Panel, de común acuerdo, las empresas eléctricas que tengan discrepancias entre sí sobre la aplicación de normativa técnica y económica. No se contempla, como se puede ver, como parte de las atribuciones del Panel la revisión de juridicidad de actos administrativos

¹¹ Decreto N°44, del Ministerio de Energía, de 5 de enero de 2018.

emanados de la CNE o la SEC, ya que éstos tienen otras instancias, tanto administrativas como judiciales de impugnación (Sepúlveda, 2010).

Finalmente, tal como indica la definición reglamentaria, los dictámenes del Panel son vinculantes y contra ellos no procede recurso administrativo o judicial alguno, de acuerdo al artículo 37 del citado Reglamento.

2. LA COORDINACIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.1. La coordinación como parte esencial de toda organización

Sepúlveda señala que la coordinación es “cosustancial a la existencia de cualquier sistema organizativo” (Sepúlveda, 2010, pág. 58).

En un contexto jurídico, el inciso segundo del artículo 3° de la Ley de Bases Generales de la Administración del Estado (LBGAE) nombra a la coordinación como uno de los principios que deberá observar la Administración en el ejercicio de su labor, junto otros como la responsabilidad, eficiencia y eficacia, que, tal como indican Mardones y Carrasco, se enfoca en la coordinación como "un principio de ordenación administrativa" (Mardones & Carrasco, 2014, pág. 162) en contraposición a la coordinación entendida como una potestad. Desde este punto de vista, ésta es entregada a una entidad, a un coordinador, con el fin de asegurar el actuar de los otros, en este caso los coordinados, buscando un actuar de manera coherente, teniendo el primero, competencia para hacerlo y limitando la esfera de actuación de los segundos. Como se verá, esta visión de la coordinación se aproxima más a la coordinación que tiene lugar en los sistemas eléctricos.

2.2. La obligación de coordinación

Se trata de la base del funcionamiento de cualquier sistema eléctrico, ya sea se encuentre verticalmente integrado o no, y no es más que la consecuencia lógica de la operación de un bien que debido a sus características físicas, precisa de simultaneidad entre su oferta y su demanda. Tal como Bernstein señala, "la coordinación de la operación es un requisito técnico, económico y político sí que quiere lograr eficiencia" (Bernstein, 2003, pág. 191).

Esta necesidad de coordinación entre entidades privadas pero que tienen un fin público, es plasmada por el Estado como una obligación en el artículo 72°-1¹² de la LGSE, titulado "Principios de la Coordinación de la Operación", el que establece "la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse". Esta norma constituye una de las bases de la regulación económica del sistema eléctrico y de ella se desprende que para la operación de cada sistema es necesario tanto la **interconexión** al sistema, como su **coordinación**.

A continuación, la norma establece cual es la finalidad de esta coordinación:

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

Se trata, tal como indica Sepúlveda, de "una obligación para todo el sistema eléctrico y para cada uno de los agentes económicos que en él operan" (Sepúlveda, 2010, pág. 58). Esto, porque analizando los fines de la coordinación

¹² Con anterioridad a la dictación de la Ley N° 20.936 una norma de un tenor muy similar se encontraba en el artículo 137°.

mencionados por el artículo 72°-1, se puede distinguir entre la operación del sistema y la operación del mercado, siendo la primera, aquella destinada a la coordinación técnica de las instalaciones y la segunda, a la coordinación de las operaciones económicas entre los integrantes del mercado. La preservación de la seguridad del servicio se consigue a través de la completa coordinación física entre las instalaciones, o coordinación de la operación, mientras que la optimización económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión dirigen a la operación del mercado. El límite de esta obligación de coordinación se encuentra en el segmento distribución, en las subestaciones, debido a que en este nivel corresponde a la empresa distribuidora de manera interna, coordinarse para otorgar el suministro eléctrico a los consumidores.

Finalmente, el citado artículo indica que esta coordinación deberá efectuarse centralizadamente, a través de un órgano denominado Coordinador, el que se analizará con detalle más adelante. Con anterioridad a la dictación de la Ley N° 20.936, en el antiguo artículo 137° se establecía que esta función debía ser cumplida por “un CDEC”.

Respecto de la forma en que debe realizarse esta coordinación, el Decreto N° 52, del Ministerio de Energía, de 2018, que aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional en su artículo 5°, inciso segundo señala que esta coordinación deberá “efectuarse de acuerdo a las normas técnicas que dicte la Comisión de conformidad a lo señalado en el artículo 72°-19 de la Ley y la reglamentación pertinente”, de forma más acotada que el antiguo artículo 11° del Reglamento de los CDEC (DS N°291), el que a su vez establecía que la coordinación debía realizarse conforme a la Ley, sus reglamentos, el Reglamento Interno que elabore el Directorio del CDEC, los procedimientos que elaboren las Direcciones Técnicas y las normas emanadas por el Ministerio de

Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, demostrando que se trataba de una función principal de los CDEC pero que, a su vez, involucraba la participación de otros organismos del Estado, ya sea directa o indirectamente.

2.3. Antecedentes: Modelos de organización de los mercados y sistemas eléctricos y la experiencia comparada.

Como ya se mencionó con anterioridad, una de las principales características de la electricidad es que ésta aun no puede ser eficientemente almacenada a gran escala¹³. Por otro lado, también se vio que la energía eléctrica puede provenir de diversas fuentes, tanto tradicionales como de las denominadas energías renovables no convencionales (ERNC). Es por esto que la mejor forma de contar con ella de manera constante y confiable es a través de sistemas eléctricos coordinados, de manera que cada vez que se necesite la energía se cuente con ella. En palabras simples, que la ampolla efectivamente se prenda cuando se presiona el interruptor.

Estos sistemas se han organizado de diversas maneras, de acuerdo con la realidad concreta a la que pertenecen. Así, por ejemplo, los sistemas medianos ubicados en la zona sur e insular de nuestro país se encuentran, como ya se dijo, verticalmente integrados, ya que se trata de sistemas pequeños, donde la falta de competencia no repercute en la calidad del servicio o no lo hace al menos de manera importante. En cambio, los sistemas donde existe mayor cantidad de

¹³ Aunque no es del tenor de este trabajo, consideramos que es importante mencionar que en el suroeste de Estados Unidos se comienza la construcción de baterías de ion litio de gran almacenamiento junto a centrales solares, para disminuir la necesidad de acudir a la generación por centrales térmicas en períodos de escasa luz solar.

participantes deben buscar una forma de organización que sea eficiente para la consecución de sus fines.

Así es como en la experiencia comparada se encuentran principalmente dos modelos donde, en sistemas de mercados de gran tamaño y competitivos, la coordinación es entregada a un tercero, cuya principal característica es que es independiente, diferenciándose de esta forma de los sistemas monopólicos verticalmente integrados.

2.3.1. Modelo TSO

Por un lado, tenemos el modelo denominado TSO o *Transmission (o Transport) System Operator*, adoptado principalmente por los países miembros de la Unión Europea, donde la labor coordinadora queda radicada en el operador de las redes de transporte, quien es también el dueño de esta infraestructura (Aylwin Abogados, 2015)¹⁴.

Como ejemplos se tiene en primer lugar, el caso de España, donde existe la Red Eléctrica de España (REE), que opera tanto el sistema eléctrico peninsular como los sistemas más pequeños ubicados fuera del continente (las islas Baleares y Canarias, y los exclaves africanos Ceuta y Melilla) y en virtud de la ley que lo creó, Ley 49/1984, tiene la calidad de sociedad mercantil, con condiciones destinadas a asegurar su independencia. Su principal obligación es "asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español y garantizar en todo

¹⁴ [en línea] <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=InformeFinalAPCDECSING_15052015.pdf&p_tipo=A> [consulta: 20 de septiembre de 2017], p. 19.

momento la continuidad y seguridad del suministro" (Red Eléctrica de España, 2017)¹⁵.

Paralelamente a la REE, y en su calidad de operador técnico, está el operador económico, Operador del Mercado Ibérico (OMI), que tal como su nombre lo indica, se trata de una bolsa de energía que no abarca sólo a España, sino también al mercado portugués. Desde el año 2011, el OMI pasó a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades matrices con participaciones cruzadas entre sí, donde el OMI-Polo Portugués (OMIP) opera el mercado de contratos y el OMI-Polo Español (OMIE), el mercado spot (OMEL Holding, 2018)¹⁶.

Tal como se puede apreciar, el caso español se diferencia también del chileno al asignar la coordinación del sistema y la operación del mercado a entidades diferentes.

Un ejemplo algo distinto es el de Alemania, ubicado al centro del continente europeo y el mayor exportador de energía de Europa, donde coexisten 4 TSO dentro de un país que, a diferencia del caso español, carece de complicaciones geográficas como archipiélagos distantes o exclaves:

- 50Hertz *Transmission* GmbH, que posee la red de la zona correspondiente a la antigua República Democrática Alemana, además del área de

¹⁵ en línea], <<http://www.ree.es/es/conocenos/ree-en-2-minutos/mision-y-vision>> [consultada: 20 de septiembre de 2017].

¹⁶ [en línea], <<http://www.omelholding.es/omel-holding/informacion-de-la-compania>> [consultada: 15 de enero de 2018]

Hamburgo. Es una sociedad de responsabilidad limitada de capitales australianos y belgas (50 Hertz Transmission GmbH, 2017)¹⁷.

- TenneT TSO GmbH, filial de Tennet Holding B.V., la que a su vez opera en el sistema eléctrico de los Países Bajos y que es propiedad del Ministerio de Finanzas de dicho país (Tennet Holding B.V., 2017)¹⁸. Opera la transmisión de la energía en la parte central del país, desde Schleswig-Holstein hasta Baviera, con excepción de la zona de Hamburgo, siendo el de mayor extensión entre los cuatro.
- Amprion GmbH, sociedad de capitales suizos y alemanes (RWE AG, 2017)¹⁹, opera en los estados de Renania del Norte-Westfalia, Renania-Palatinado, el Sarre y partes occidentales de Hesse y Baviera.
- TransnetBW GmbH, sociedad de origen alemán, es la operadora de la transmisión en el sistema eléctrico del estado de Baden-Württemberg, el estado sur occidental del país (Transnet BW GmbH, 2017)²⁰.

2.3.2. Modelo ISO

Por otro lado, se encuentra el modelo denominado *Independent System Operator* (ISO). Acá la coordinación es ejercida por un operador totalmente independiente de los agentes del mercado respectivo. Éste es el modelo seguido en Estados Unidos, nacido a partir de la dictación de la Orden N°888 de 1996 de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), que estableció los criterios para que voluntariamente se formaran estos sistemas, bajo principios basados principalmente en la independencia respecto de los agentes del mercado, en la

¹⁷ [en línea] <<http://www.50hertz.com/en/50Hertz/About-us/History>> [consultado: 1 de octubre de 2017]

¹⁸ [en línea] <<https://www.tennet.eu/company/profile/organisation/>> [consultado: 1 de octubre de 2017]

¹⁹ [en línea] <<http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/?pmid=4006769>> [consultado: 1 de octubre de 2017]

²⁰ [en línea] <<https://www.transnetbw.com/en/company/portrait/who-we-are>> [consultado: 1 de octubre de 2017].

búsqueda de mecanismos que fomentaran la competencia, mejoraran los precios y se eliminara la discriminación en el acceso a las redes de transmisión (Mardones, 2017). En un principio, estos ISO están ideados para adoptar un carácter territorial local, por lo que, al alcanzar un carácter regional, de mayor extensión y cumpliendo los requisitos exigidos por la FERC y, además, solicitando a ésta que se le otorgue esta denominación, pasan a llamarse *Regional Transmission Operator* (RTO) (Aylwin Abogados, 2015), los que fueron creados a partir de la Orden N°2000 de 1999. Estas características mínimas exigidas por la FERC son:

- Independencia de cualquier participante del mercado
- Configuración y alcance regional apropiado
- Autoridad operacional
- Confiabilidad a corto plazo (Ávalos & Mellado, 2017)²¹

En la actualidad, los ISO y RTE regulados por la FERC son:

- California ISO (CAISO), estado de California.
- *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT), estado de Texas.
- *New England* ISO (NE-ISO), estados del Noreste.
- *New York* ISO (NYISO), estado de Nueva York.
- *PJM Interconnection* (PJM), estados del este central, desde Delaware hasta Tennessee.
- *Midcontinent* ISO (MISO), estados del medioeste y sur de EEUU.

²¹

[en línea]
<<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/operindep/La%20operacion%20del%20sistema%20electrico.html>>.

- *Southwest Power Pool (SPP)*, estados de Kansas y Oklahoma, más partes de estados sureños.

Además de los canadienses:

- *Ontario Independent Electricity System Operator (OIESO)*, estado de Ontario.
- *Alberta Electric System Operator (AESO)*, estado de Alberta.
- *New Brunswick Power System Operator*, estado de Nueva Brunswick.

3. LOS CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA

3.1. Origen y desarrollo

De acuerdo al artículo 225°, letra b), de la LGSE en su versión anterior a la reforma de la Ley N° 20.936, un Centro de Despacho Económico de Carga o CDEC, se definía como el “organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, (...) 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 confiabilidad prefijada”, definiendo a su vez dicha confiabilidad en la letra r) del mismo artículo como "calidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio". Por su parte, sus integrantes se encontraban establecidos en los artículos 16 y 17 del Decreto Supremo N° 291, que reglamentaba los CDEC, determinando que integrarían los propietarios de las instalaciones enumeradas en el artículo 2° del mismo cuerpo reglamentario, que incluyen centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios²², y que tendrían la

²² En relación a los usuarios no sujetos a regulación de precios, también llamados "clientes libres". El artículo 147° de la LGSE se encarga de determinar cuáles de los mencionados, se encontrarán afectos a un régimen de regulación de precios, por lo que a *contrario sensu*, los clientes libres son aquéllos que, atendido a su potencia conectada final, están en posición de negociar sus tarifas directamente con una empresa generadora. De acuerdo a la ley deben contar con una potencia conectada final superior a los 5.000 kilowatts, aunque se entrega la opción para aquellos usuarios con potencia conectada final superior a 500 kilowatts de escoger régimen libre o

posibilidad optativa de integrar, además, las empresas arrendatarias, usufructuarias y aquéllas que a cualquier otro título exploten dichas instalaciones. Asimismo, señala en el artículo 18 las circunstancias bajo las cuales una empresa coordinada puede no ejercer su derecho de pertenecer a un CDEC, que en general atienden al tamaño de las instalaciones, generando así la distinción entre "integrantes" y "coordinados".

Los CDEC nacen a partir de la dictación del DFL N° 1 de 1982, reemplazante de la ley eléctrica vigente desde 1959, modificación legal que fue consecuencia de un proceso de reordenamiento institucional comenzado en 1978, cuya finalidad no era otra que la descentralización de la operación y la atracción de inversión privada (Bernstein, 2003), y que en su versión original incluía en el artículo 81° la obligación de coordinación y disponía en su inciso tercero que ésta debía realizarse “de acuerdo a las normas y reglamentos que fije la Comisión (Nacional de Energía)”. Posteriormente, el año 1985 se regulan en detalle estas operaciones a través del primer Reglamento de Coordinación de la Operación de Unidades Generadoras y Líneas de Transporte (Decreto Supremo N° 6 de 1985, Ministerio de Minería), el que en su artículo 1° establecía que el reglamento rige la coordinación de empresas generadoras y de transporte de energía de distintos propietarios y que se encuentren interconectadas entre sí y que además cumplan con una serie de requisitos técnicos como operar en sistemas eléctricos de tamaño superior a 100.000 kW de capacidad instalada, y en el artículo 2° que las empresas propietarias de las instalaciones generadoras deberán conformar un ‘Comité de Operación’, el que es llamado “Centro de Despacho Económico de Carga” y que es el encargado de la operación física y de la operación económica del sistema.

regulado, así también como en el caso que se requiera servicio eléctrico por un período inferior a 12 meses.

Así se ve, por una parte, que la creación concreta de los CDEC, aun cuando sus fundamentos se hallan en la ley, es una creación reglamentaria y, por otra parte, que en su origen los CDEC eran más similares a un “club de generadores”, debido a que las empresas generadoras existente, eran las únicas que contaban con el conocimiento más acabado sobre la operación del sistema y con la capacidad técnica para los fines propuestos para los CDEC, lo que tuvo consecuencias que se verán más adelante. El Reglamento también establecía la estructura interna de cada CDEC, integrada por un Directorio, compuesto por un representante de cada integrante, y una Dirección de Operación, y la forma de solución de controversias, las que en esta primera etapa no representaban un gran desafío debido a su acotada composición.

De esta manera, el primer CDEC, el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), se crea el día 29 de mayo de 1985, con ENDESA y Chilectra Generación S.A. como miembros fundadores, y unos años después, el 30 de julio de 1993, se constituye el CDEC del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING), siendo inicialmente integrado por ENDESA, Edelnor y Codelco Tocopilla (Olmedo, 2014).

Con el paso de los años tanto el SIC como el SING crecieron significativamente, lo que se tradujo en la entrada de nuevos actores a cada sistema, y por lo tanto, nuevos integrantes a cada CDEC, complejizando tanto el trabajo a nivel del Directorio, al tener cada integrante presencia en el mismo, como a nivel de solución de controversias. Ello, junto a la grave sequía que afectaba al país desde el año 1996, cuya crisis analizaremos posteriormente, llevó a que en septiembre de 1998 se dictara un nuevo Reglamento, el Decreto

Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, del Ministerio de Minería, que modificó de manera importante a los CDEC: se dispuso la incorporación obligatoria de las empresas transmisoras y opcional para pequeños generadores, rompiendo con la hegemonía de las grandes empresas generadoras existente hasta ese momento, al establecerse un directorio multisegmento; se crean las direcciones técnicas de Operación y Peajes, las cuales reemplazan a la anterior Dirección de Operaciones y se crea una nueva instancia de solución de discrepancias denominada “Comité de Expertos” (Olmedo, 2014).

Modificaciones posteriores estuvieron dirigidas a fortalecer los mecanismos de resolución de controversias, destacándose la creación del ya mencionado Panel de Expertos en 2004, en reemplazo de anterior Comité de Expertos, y la modificación de la conformación del Directorio, en 2008 y 2013. Respecto del Panel de Expertos, éste fue creado el año 2004 por medio de la Ley N° 20.018, denominada Ley Corta II que modificó la LGSE y reglamentado por Decreto Supremo N° 181 del mismo año, como una instancia de resolución de conflictos profesional, independiente y expedita en materias relativas a sistemas de subtransmisión, tarifaciones y otras.

En relación a las modificaciones al Directorio, debe recordarse que al momento de creación de los CDEC, éste se encontraba compuesto por un representante de cada empresa generadora y luego de cada empresa de transmisión sujeta a coordinación dentro del respectivo Sistema Eléctrico, por lo que al año 2008 ya eran numerosas las empresas que lo conformaban tanto en el CDEC-SIC como en el CDEC-SING, dificultando su funcionamiento. Debido a ello es que en dicho año se dicta el Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC, Decreto Supremo N° 291 del

Ministerio de Economía, estableciéndose que el Directorio de cada CDEC estará conformado por 10 integrantes: 3 representantes del segmento generación mayor a 300 Mw, 2 del segmento generación menor a 300 Mw, 2 del segmento transmisión, 2 del segmento subtransmisión y un representante del segmento de clientes libres. Respecto a sus funciones, éstas se restringen, dando mayor independencia a las Direcciones Técnicas, dentro de las cuales se creó la nueva Dirección de Administración y Presupuestos. Posteriormente, en el año 2013, se dicta el Decreto Supremo N° 115 del Ministerio de Energía, que modifica el reglamento, creando la Dirección de Planificación y Desarrollo y modificando nuevamente la integración del Directorio, la que se mantuvo vigente hasta la entrada en vigencia de la Ley N° 20.936.

A finales del año 2016 el CDEC-SIC estaba integrado por 192 empresas y el CDEC-SING a su vez por 58, distribuidos en 5 segmentos: generadoras de capacidad total instalada inferior a 200 Mw, superior a 200 Mw, transmisión troncal, subtransmisión y clientes libres, teniendo cada segmento sólo un representante en el Directorio.

3.2. Funciones de los CDEC

Si bien la norma rectora del funcionamiento de los CDEC se encontraba en el antiguo artículo 137° de la LGSE, el artículo 3° del Reglamento de los CDEC estableció de manera más específica la obligación de las empresas interconectadas al sistema eléctrico de "(...) sujetarse a las instrucciones, procedimientos y mecanismos de coordinación del sistema que emanen, dentro de sus respectivas atribuciones, de los organismos técnicos necesarios de cada CDEC (...)", para efectos del cumplimiento de las funciones del Centro, que

abarcaban las necesidades físicas, económicas y comerciales de cada sistema, enumerándolas:

- a. Preservar la seguridad del sistema eléctrico;
- b. Garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema;
- c. Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión;
- d. Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión adicional, de acuerdo a la ley;
- e. Determinar las transferencias económicas entre los coordinados y/o integrantes del CDEC;
- f. Elaborar los estudios que les soliciten las entidades relacionadas en el ejercicio de sus atribuciones (CNE; SEC, Ministerio de Energía) y;
- g. Realizar análisis y estudios periódicos sobre los requerimientos de la transmisión en el corto, mediano y largo plazo.

3.3. Derechos y deberes de sus integrantes

Éstos se encontraban reglamentados en el Capítulo 2, del Título III, del mencionado Decreto, más concretamente en los artículos 20° y 21°. Estos derechos incluían la elección del miembro del Directorio que correspondiera a su segmento, la posibilidad de acudir al Panel de Expertos en caso de discrepancias y la solicitud de información y datos necesarios a las distintas Direcciones Técnicas.

Por su parte, los deberes de los integrantes atendían a la necesidad de sujetarse a instrucciones de coordinación en la operación, el cumplimiento de procedimientos ordenados por cada Dirección Técnica y el financiamiento del respectivo CDEC.

3.4. Estructura orgánica de los CDEC

Tal como se mencionó con anterioridad, cada CDEC se encontraba conformado por un Directorio, cuatro Direcciones Técnicas y un Centro de Despacho y Control. De acuerdo al artículo 33° del DS N° 291, cada CDEC contaba con una Dirección de Operación (DO), una Dirección de Peajes (DP), una Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD) y una Dirección de Administración y Presupuesto (DAP), las que serán "de carácter eminentemente técnico y ejecutivo", de lo que se desprende que no existían relaciones de jerarquía entre las Direcciones y el Directorio, así como también mantenían su independencia de las empresas integrantes.

3.4.1. Directorio

El Directorio de los CDEC se encontraba reglamentado en el Título IV del DS N° 291, donde el artículo 22° establecía que estaba integrado por un representante de cada uno de los cinco segmentos en que se clasificaban los integrantes del Centro. Dicho integrante debía ser elegido de común acuerdo entre los integrantes del segmento o, a falta de acuerdo, por mayoría de votos, según lo dispuesto por el artículo 23°. Los miembros del Directorio duraban 3 años en su cargo, con posibilidad de ser reelegidos por dos períodos consecutivos más (artículo 24°).

Constituían funciones del Directorio las establecidas por el artículo 25°, siendo la principal el velar por el cumplimiento de la normativa vigente y el adoptar las normas necesarias dentro de sus atribuciones para asegurar dicho cumplimiento, lo que se traducía además en el establecimiento de criterios para una operación segura y eficiente del sistema, en informar tanto a la SEC o a la CNE los hechos de los que tuviere conocimiento que pudieren significar infracción a la normativa y la emisión de los informes que estas entidades le soliciten.

Además, correspondía al Directorio representar al respectivo CDEC ante la CNE, la SEC y demás organismos públicos o privados, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30°.

Finalmente, sus acuerdos se adoptaban por mayoría simple de sus miembros, con excepción de la aprobación del presupuesto anual y del nombramiento o remoción del responsable de alguna de las Direcciones Técnicas, materias que necesitaban de un *quórum* calificado de cuatro votos (artículo 29°).

3.4.2. Direcciones Técnicas

Se encontraban reglamentadas en el Título V del DS N° 291. Éste establecía en su artículo 34° que corresponderá al Director de cada una de las direcciones el “adoptar las decisiones e implementar las medidas necesarias para el cumplimiento de las funciones de la Dirección a su cargo”, los que duraban cuatro años en su cargo y eran elegidos de acuerdo a lo normado en el artículo 35°.

En primer lugar, se normaba la Dirección de Operación (DO), encargada principalmente de establecer, coordinar y preservar la seguridad del servicio

global del sistema y efectuar la programación y planificación de la operación del sistema, tanto en el corto como en el mediano y largo plazo, es decir, se encargaba de la operación física del sistema. Sus funciones se encontraban detalladas de manera más extensa en el artículo 36°.

Al interior de la DO, se encontraba el denominado Centro de Despacho y Control (CDC), dedicado a la "supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto y de cada una de las generadoras e instalaciones de los sistemas de transmisión", de acuerdo a lo establecido por el artículo 39° del DS N° 291, el cual en su inciso segundo precisó que dicho Centro se encontraría a cargo de un Jefe de Despacho y Control.

Según el artículo 40° del citado decreto, la función del CDC era "supervisar y coordinar en todo momento el cumplimiento de los programas de operación y coordinación emanados de la DO, a fin de preservar la seguridad instantánea de suministro y cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio (...)".

A continuación se reglamentaba la Dirección de Peajes (DP), cuyas funciones podían encontrar en el artículo 37°, las que consistían principalmente en aquellas relativas a la valorización de las transferencias de electricidad entre integrantes y/o coordinados que se efectuaran mensualmente, producto del uso del sistema de transmisión troncal y el cálculo de los peajes aplicables a los retiros de electricidad para abastecer los consumos, es decir, se encargaba de las funciones del Centro en cuanto operador económico del sistema.

En tercer lugar, se encontraba normada la Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD), que fue creada a través del DS N° 115 del Ministerio de Energía, que incorporó el artículo 37° bis al DS N° 291, el que enumeraba sus funciones, las cuales se centraban en la coordinación y comunicación entre los titulares de nuevos proyectos aún no interconectados con los coordinados e integrantes del CDEC respectivo y la realización de auditorías para garantizar el cumplimiento del acceso abierto a las instalaciones del sistema.

Finalmente, en cuarto lugar, se encontraba establecida la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP), cuyas funciones estaban plasmadas en el artículo 38° del Reglamento, destinadas principalmente al cálculo del monto a financiar por los integrantes para efectos del presupuesto anual y la administración del régimen de compras y adquisiciones del Directorio, las DT y el CDC.

3.5. Crisis de 1998

Hacia finales de la década de 1990 lo que se inicia como un problema coyuntural derivado de una importante sequía, se convierte en una grave crisis energética, que derivó no sólo en el desabastecimiento y racionamiento de energía, sino que además puso en evidencia las falencias regulatorias del sistema estructurado en Dictadura.

Fueron varios los factores que contribuyeron al desencadenamiento de dicha crisis: por una parte, se mantuvo un aumento sostenido en la demanda de la energía a la vez que la oferta disminuyó sustancialmente, tanto por la sequía misma en un sistema de matriz poco diversificada y con una importante cuota de

generación hidroeléctrica, como por la demora de entrada en funcionamiento de centrales de ciclo combinado (Nehuenco, Nueva Renca) y falla reiterada de generadores térmicos (San Isidro) (Rozas, 1999).

Por otra parte, la mirada primordialmente empresarial por sobre el desarrollo de una política energética sustentable en el largo plazo con el foco puesto en su carácter de servicio público, demostró que los criterios de eficiencia meramente económicos no son suficientes para asegurar un funcionamiento eficaz del sistema energético (Rozas, 1999). Muestra de esto fue el cuestionamiento del que fue objeto el Ejecutivo, por parte de los altos directivos de las empresas eléctricas involucradas las que rechazaron tener la principal responsabilidad en la crisis, alegando un manejo inadecuado de la contingencia por parte del gobierno. Sin embargo, la falta de inversiones frente a la expansión de la demanda, supuestamente derivada por la disminución de ingresos causada por una rebaja en las tarifas y la falta de facultades fiscalizadoras de la autoridad pública y de cada CDEC con miras a hacer un seguimiento estricto del comportamiento de las empresas generadoras, las que no se encontraban obligadas a informar sus decisiones más relevantes en plazos específicos, ni fueron capaces de establecer responsabilidades de manera conjunta, alimentan esta tesis.

La gravedad de este colapso precipitó importantes cambios legales y reglamentarios, tal como se ha mencionado con anterioridad: en un primer momento, la dictación del nuevo Reglamento de la LGSE, Decreto Supremo N° 327 en 1998, que reestructuró la composición de los CDEC, obligando al ingreso de las empresas de transmisión y generando condiciones de mayor independencia respecto de las empresas que lo integraban, a través de la creación de direcciones técnicas, las que, se debe recordar, hasta ese momento,

pertenecían sólo al segmento generación y que en un comienzo se resistieron a esta nueva exigencia. Luego, en 1999, se dictó la Ley N° 19.613 que modificó la Ley N° 18.410 que crea la SEC, fortaleciendo su labor fiscalizadora, aumentando atribuciones respecto de las empresas y endureciendo su potestad sancionatoria con multas de hasta 10.000 UTA, reclamables a través de un procedimiento sumario ante la Corte de Apelaciones, a diferencia del tedioso procedimiento civil anterior y otorgando el derecho de compensación a los usuarios por la energía no suministrada por interrupciones. Y finalmente las denominadas "leyes cortas": Ley N° 19.940 de 2004 y Ley N° 20.018 en 2005, que continuaron el perfeccionamiento a la estructura interna de los Centros, además de crear el Panel de Expertos.

Así las cosas, y una vez superado el grave momento, podían distinguirse cuatro puntos de crítica sobre los CDEC que se mantuvieron como objeto constante de discusión a la hora de analizar el sistema energético nacional, debido a la falta de consagración legal y que han dado pie a variedad de interpretaciones: la personificación jurídica de los CDEC; su autonomía o falta de ella respecto a los órganos relacionados de la Administración del Estado, principalmente la CNE; su independencia respecto de las empresas coordinadas y; la responsabilidad frente al incumplimiento de las obligaciones que la normativa les impone.

3.6. Principales críticas a los CDEC

Como se ha mencionado, los CDEC no fueron una creación legal, sino que tuvieron un origen reglamentario y su nacimiento fue consecuencia de la nueva obligación de coordinación impuesta por la LGSE el año 1982, obligación que a

su vez es necesaria debido al nuevo panorama eléctrico del país, producto del desmantelamiento del sistema estatal de empresas energéticas hecho por la Dictadura Cívico-Militar, empresas que pasaron a manos de particulares, para eventualmente ser controladas por cuatro o cinco grupos económicos. Su creación y desarrollo se hizo a la par con las necesidades del sistema, configurándose como un organismo *sui generis* dentro de la legislación, tanto eléctrica como común, siendo sólo quizás comparables a las Juntas de Vigilancia del Derecho de Aguas, dando lugar a que su naturaleza jurídica haya sido discutida largamente debido a las implicancias que conlleva.

3.6.1. Personalidad jurídica

Respecto de su condición de persona jurídica, se pueden distinguir tres claras posturas doctrinarias sobre el tipo de personalidad que detentaban los CDEC: el sector que considera que se trataba de personas jurídicas de derecho privado, aquéllos que los consideraban personas jurídicas de derecho público y aquéllos que consideran que carecían de personalidad jurídica. Dentro del primer grupo, se puede mencionar a Ferrada y Tapia, quienes expresan que "los CDEC son órganos privados" (Ferrada & Tapia, 2015, pág. 139) debido a que están integrados por las propias empresas.

En un segundo grupo, se encuentran a los autores que les reconocen la calidad de persona jurídica de derecho público sin formar parte de la Administración, adquiriendo dicha personalidad por el sólo ministerio de la ley, como es el caso de Vergara, quien justifica su postura en el hecho que la ley utilizaba la palabra "organismo" para referirse a los Centros (Vergara, 2004, pág. 32) palabra que denotaría su carácter público.

En el tercer grupo se agrupan posturas diversas para explicar esta falta de personalidad jurídica, por ejemplo, Sepúlveda (Sepúlveda, 2010) los describe como un ente de derecho, no de hecho, que cumple una naturaleza pública siendo distinto de cada uno de los integrantes que lo componen, mientras que Camacho (Camacho, 2010) es más tajante al afirmar que los CDEC carecían de personalidad jurídica.

Por otra parte, la jurisprudencia se inclinó reiteradamente por afirmar que se trataba de una entidad de hecho. Así, en fallo de la Corte Suprema de fecha 8 de noviembre de 2005²³, en su Considerando Décimo Noveno, el sentenciador se remite al artículo 202° del DS N° 327 y señala que "esta norma es congruente con la naturaleza del CDEC como una entidad de hecho", agregando posteriormente, "el CDEC no es una persona jurídica (...) sino constituye una instancia o instrumento de que se valen las empresas que lo componen para llevar a cabo las tareas de coordinación". Otro fallo, del 20 de noviembre de 2013²⁴ reitera esta postura, afirmando en su Considerando Trigésimo Tercero que "el CDEC-SIC no es más que un centro o ente de coordinación del sistema eléctrico y no una persona jurídica" agregando que "no hay ninguna norma legal ni reglamentaria que lo consagre como persona jurídica".

En la práctica, el problema de la personalidad jurídica debió ser subsanado con la formación de sociedades de responsabilidad limitada entre sus integrantes: CDEC-SING Limitada y CDEC-SIC Limitada, teniendo cada una como fin social exclusivo el operar y administrar su respectivo Centro.

²³ CORTE SUPREMA, 2005. ingreso N° 4.404-05, 8 de noviembre de 2005.

²⁴ CORTE SUPREMA, 2013. Ingreso N°822-2012, 20 de noviembre de 2013.

3.6.2. Responsabilidad

Como consecuencia directa del problema de la personalidad jurídica de los CDEC, se desprende la cuestión de determinar al sujeto responsable por los daños derivados de acciones u omisiones provenientes del Centro como tal, si cada empresa integrante es responsable o si ésta debe atribuirse únicamente a las empresas directamente causantes de esta acción u omisión. El mismo fallo del 20 de noviembre de 2013 mencionado en el acápite anterior también se ha hecho cargo de esta arista, al indicar que los CDEC son "una organización jurídica subordinada a una participación organizada por quienes componen los segmentos de los sectores de la actividad de servicio eléctrico", por lo que, "cada decisión, sea de acción u omisión que se toma, le empece a cada una de las empresas que integran cada segmento del organismo y consecuentemente son ellas las responden por sí mismas". La jurisprudencia administrativa también se ha inclinado por esta postura: por su parte, la Contraloría General de la República²⁵ ha asegurado que "cada empresa integrante del respectivo CDEC es responsable, separadamente, del cumplimiento de cada una de las obligaciones que imponen la ley y el reglamento". En el mismo sentido, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles indicó que "los responsables por los incumplimientos de las obligaciones de coordinación establecidas en la referida ley –LGSE- así como en los reglamentos respectivos, son los integrantes de cada uno de los CDEC"²⁶.

²⁵ CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA, 2005. Dictamen 1771-2005, 13 de enero de 2005.

²⁶ SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, 2005. Oficio Ordinario N° 7423, de fecha 30 de julio de 2010: Formula cargos por interrupción de suministro en Sistema Interconectado Central del 14 de marzo de 2010.

3.6.3. Autonomía

Respecto de la autonomía, se planteaban cuestiones respecto de la relación entre los CDEC y la CNE. Entre ambos, en teoría, no había una relación de jerarquía y los CDEC eran independientes desde un punto de vista orgánico. Sin embargo, la estrecha vinculación entre las materias propias de la CNE y de los CDEC hizo necesaria una relación cuya falta de consagración legal tuvo que ser subsanada vía reglamento. Así, con la dictación del DS N° 291, se confiere a la Comisión una facultad fiscalizadora de carácter preventivo respecto de las normas aprobadas por los CDEC en uso de sus atribuciones. Esta facultad implicó que las normas aprobadas por cada CDEC, ya fueran Procedimientos de las Direcciones Técnicas o el Reglamento Interno, debían ser informadas y aprobadas por la CNE a través de un "informe favorable", el que en la práctica se configuró como un verdadero "poder de veto" sobre la regulación propia que determinaban los CDEC, lo que consecuentemente derivó en extralimitaciones por parte de la Comisión (Ferrada & Tapia, 2015). Aún más, la Contraloría General de la República (CGR) debió pronunciarse a favor de la autonomía de los CDEC a través del Dictamen N° 70.637-2013, a solicitud del CDEC-SIC y la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, debido a que la Comisión, informada del Procedimiento DP denominado "Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía", solicitó "expresamente la modificación de algunos de los contenidos del singularizado procedimiento", extralimitándose en sus funciones, ya que estas modificaciones no sólo alteraban un procedimiento técnico de una manera contraria a la normativa, sino que además alteraban el Dictamen N° 24-2011 del Panel de Expertos, el que tiene efecto vinculante también para la autoridad administrativa y que había resuelto las discrepancias suscitadas durante la tramitación de dicho Procedimiento DP.

3.6.4. Independencia

Sobre su independencia, debe recordarse que luego de su creación partieron funcionando como un "club de generadores", donde sólo se reconoce la dimensión operativa que debían cumplir, donde los generadores eran los que tenían el mayor conocimiento práctico al respecto, además de ser sólo unas pocas empresas por sistema interconectado, lo que no produciría mayor conflicto. En ese temprano estadio de desarrollo organizacional, los CDEC no tenían ni equipamiento ni personal propio (Rudnick, 2006). Con posterioridad, y tal como se vio a propósito de la crisis energética de 1998, esta estructura comienza a mostrar sus debilidades, derivadas de la inexistente experiencia previa en la estructuración de mercados competitivos de generación, dando lugar a situaciones poco transparentes como el que las empresas designaban como sus representantes en el directorio incluso a empleados propios, por lo que las decisiones tomadas al interior de cada CDEC difícilmente se podía decir que representaban lo mejor para el sistema en su conjunto, sino que eran reflejo de las estrategias empresariales de cada integrante. Fue esta visión la que contribuyó a la debacle del año 1998 y que no fue medianamente corregida hasta la entrada en vigencia del DS N° 327 que, como ya se vio, ordenó el ingreso del segmento de transmisión y la creación de entes técnicos con responsabilidades y funciones específicas y, con posterioridad, la modificación de la integración del directorio. Sólo en 2008 los clientes libres ingresan a los CDEC, los que, de haber pertenecido a ellos en 1998, podrían haber aminorado o anticipado los efectos de la crisis, al presentarse como un contrapeso a los generadores. Como señala Rudnik, "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" (Rudnick, 2006, pág. 232).

4. NUEVA LEY DE TRANSMISIÓN Y CREACIÓN DE UN COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

4.1. Contexto para la creación del Coordinador: Agenda de Energía

En mayo de 2014, al inicio del segundo gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet, y en el marco de las denominadas "50 medidas para los primeros 100 días" se presenta el plan de trabajo del naciente gobierno, llamado "Agenda de Energía", con el fin de plantear los lineamientos que habría de tener la política energética del país durante los años siguientes, en un clima de permanente alza del costo de la energía, debido a un estancamiento del desarrollo del sector energético. Como se dijo en un principio, la política energética de nuestro país se caracterizó durante su historia por ser siempre reactiva frente a las contingencias, por lo que esta Agenda se destacó por ser el primer plan estatal de desarrollo del rubro desde la elaboración del Plan de Electrificación Nacional a mediados del siglo XX. De esta forma, los propósitos establecidos en la Agenda en materia de electricidad principalmente apuntan a reducir los precios, impulsar el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y fomentar el ahorro energético.

Dentro del Eje 4 de la mencionada Agenda, llamado "Conectividad para el desarrollo energético" se estableció como esencial²⁷ la unión de los sistemas interconectados del Norte Grande y Central, destacando como ventajas de ello

²⁷ [En línea] <http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/agendaenergiamayo2014_final.pdf> [consulta: 24 de septiembre de 2017].

el uso eficiente de las infraestructuras, una mejora en la seguridad del abastecimiento de la demanda ante contingencias y un mercado de mayor tamaño donde pueda haber una mejor y mayor competencia destinada a mejorar los precios para los clientes finales (Ministerio de Energía, 2017). Debido a esto, se establecen como metas las siguientes:

- Nuevo marco regulatorio para el segmento transmisión.
- Interconexión SING-SIC.
- Reforma a los Centro de Despacho Económico de Carga.

Así, para la consecución de estos fines, se establece la presentación del respectivo proyecto de ley durante el segundo trimestre de 2015, lo que finalmente ocurre el día 7 de agosto de 2015, con el boletín N° 10240-08, siendo aprobado como Ley N° 20.936 y publicada en el Diario Oficial con fecha 20 de julio de 2016.

4.2. Sistema Eléctrico Nacional

Es el sistema eléctrico resultante de la unión de los antiguos SIC y SING, alcanzando una extensión desde Arica hasta la provincia de Chiloé, con una capacidad instalada aproximada de 24.000 Mw. Está definido en el artículo 225°, letra b) cómo el "sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts"²⁸. La principal diferencia de

²⁸ Si bien la entrada en funcionamiento del Coordinador, de acuerdo con el artículo primero transitorio, inciso quinto, de la Ley N° 20.936. Por lo tanto, la vigencia de esta definición y la desaparición formal de los sistemas SIC y SING, es desde el 1 de enero de 2017, la interconexión física de las instalaciones tuvo lugar finalmente el 20 de noviembre del mismo año y se espera que ésta sea completa antes del 2018, según lo señalado por la CNE durante el mes de abril

este nuevo sistema nacional en relación a los sistemas interconectados anteriores se da en el segmento transmisión, el que es tratado en el nuevo Título III de la LGSE.

El nuevo artículo 73° define los sistemas de transmisión como "el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución (...)". Dicho artículo en su inciso segundo, señala que dentro de éste se distinguirá entre sistema de transmisión nacional, sistema de transmisión para polos de desarrollo, sistema de transmisión zonal y sistema de transmisión dedicado.

A continuación, el nuevo artículo 74° define al Sistema de Transmisión Nacional como aquél que "permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y que estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a distintos escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad del servicio" establecidas en la normativa. En relación al antiguo artículo 74° que definía "transmisión troncal", se ve que éste es similar por cuanto mantiene la idea de disponibilidad frente a contingencias y las exigencias de calidad y seguridad del servicio, pero es novedosa en cuanto incorpora el concepto de "mercado eléctrico" en ella. La Ley en su versión anterior ya definía los conceptos de calidad y seguridad de servicio. La calidad de servicio se encuentra definida en el artículo 225°, letra u), como el atributo de un sistema eléctrico que se determina conjuntamente por la calidad

(<http://www.revistaei.cl/2017/04/10/cne-octubre-comenzara-energizacion-linea-interconectasing-sic/>).

del producto, la calidad del suministro y la calidad del servicio comercial que se entrega a usuarios y clientes²⁹. Por su parte, la seguridad del servicio es la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico o parte del mismo, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos a través de respaldos y servicios complementarios, según lo estipulado por la letra t) del mencionado artículo 225°.

Posteriormente, se define a los Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo en el artículo 75° como aquéllos constituidos por "las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión (...)". El concepto de Polos de Desarrollo es una de las novedades introducidas por la Ley N° 20.936 y es un término establecido para referirse a aquellas zonas territorialmente identificables, ubicadas dentro de la zona del Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, cumpliendo además con la normativa ambiental y de ordenamiento territorial, según lo estipulado por el artículo 85°. La condición de Polo de Desarrollo será determinada por el Ministerio de Energía.

Luego se encuentran los Sistemas de Transmisión Dedicados, que son aquéllos constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que estando interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de

²⁹ A su vez, estos tres elementos también se encuentran definidos en la Ley en el art. 225° letras v), w) y x) respectivamente.

precios, es decir clientes libres, o para inyectar la producción de las generadoras al sistema eléctrico, de acuerdo a la definición otorgada por el artículo 76°, bastante similar a la de la antigua Transmisión Adicional.

Finalmente, están los Sistemas de Transmisión Zonal, que según el artículo 77° son aquellos constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas esencialmente para el abastecimiento, tanto actual como futuro, de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso que puedan darles clientes libres o medios de generación, ya sea conectándose directamente o a través de un sistema dedicado.

Además, el inciso tercero, del artículo 7° de la Ley, establece que el transporte de electricidad por los sistemas nacional, zonal y para polos de desarrollo es un servicio público y, en su inciso quinto, que las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional no podrán dedicarse, ya sea por sí o a través de personas naturales o jurídicas relacionadas a actividades que impliquen generación o distribución de electricidad. Sin embargo, de acuerdo con el inciso séptimo del mismo artículo 7°, sí pueden participar del subsegmento de transmisión nacional empresas que operen en los segmentos de generación o distribución, en la medida que esta participación de manera individual, ya sea directa o indirecta, no exceda el 8% del valor de inversión total del sistema de transmisión nacional y que la participación conjunta no exceda el 40%.

Por su parte, la Ley en su artículo 72°-1, inciso primero N°3 garantiza el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión como uno de los principios fundamentales en la regulación del mercado. Este principio de la Ley Eléctrica consiste en la posibilidad que tienen terceros de hacer uso de las instalaciones

de transmisión "bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios", tal como lo señala el artículo 79°, pagando la remuneración respectiva del sistema, denominada "peaje", prohibiendo, con la sola excepción del sistema de transmisión dedicado, a quienes exploten dichas instalaciones negar el acceso al sistema de transporte por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de las limitaciones que pudiera imponer el Coordinador haciendo uso de sus facultades para limitar inyecciones o retiros de energía, siempre sin discriminar entre los usuarios.

4.3. El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Como consecuencia de la interconexión física de los sistemas SIC y SING se hizo necesario no sólo reformar los CDEC, sino reemplazarlos por un único ente coordinador, intentando además subsanar todos los problemas y críticas que los mencionados centros mantenían hasta el momento. Tal como menciona la historia de la Ley N° 20.936, existía, desde hace bastante tiempo, consenso en la necesidad de contar con un coordinador único y que fuera independiente de los actores del mercado (Biblioteca del Congreso Nacional, 2017). Dentro de las modificaciones introducidas por la llamada Nueva Ley de Transmisión a la LGSE, está la creación de un Título II BIS, titulado "De la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional", el que establece los principios, obligaciones y parámetros por los que en adelante deberá regirse la coordinación del sistema y un Título VI BIS, titulado "Del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional", que crea y regula por primera vez con rango legal, a diferencia de lo que ocurría con los CDEC, la entidad que entra a reemplazarlos, de los que es, de acuerdo al artículo primero transitorio, continuador legal y que entró en funciones el 1 de enero de 2017, un año antes que lo propuesto por el proyecto de ley inicial. El mensaje del proyecto de ley que dio lugar a estas modificaciones

establece que se ha seguido al modelo estadounidense ISO, cuyas principales características se analizaron con anterioridad, "resaltándose (...) el carácter independiente" (Biblioteca del Congreso Nacional, 2017, pág. 9) en la nueva regulación, manteniéndose también en un mismo organismo, las labores de operación técnica y operación económica del sistema.

4.3.1. Definición y principales características

El artículo 212°-1 de la LGSE define al Coordinador como "el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen conectadas entre sí". El mismo artículo, en su inciso segundo, determina su naturaleza jurídica, al señalar que se trata de una "corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida". Finalmente, en su inciso tercero, se establece expresamente que el Coordinador no formará parte de la Administración Pública. De manera muy similar se expresa el artículo 4° del Reglamento del Coordinador, Decreto Supremo N° 52 de 2018 del Ministerio de Energía.

Se pueden analizar algunos puntos respecto de esta definición:

- Organismo técnico: El Coordinador es, en consideración a sus funciones, un ente eminentemente técnico, debido a que, además de contar con 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.
- Independiente: A diferencia de lo que ocurrió con los CDEC en su creación, se concibe al Coordinador en la propia ley como un ente

independiente de las empresas que lo componen. En concreto, esto significa que estará dirigido por un Consejo, el que está integrado por profesionales que no están relacionados con las empresas coordinadas y que son nombrados, tal como se verá más adelante, a través de procesos abiertos por un ente denominado "Comité de Nominaciones" y se establecen una serie de inhabilidades e incompatibilidades con el ejercicio de los cargos de consejero y director ejecutivo, cuya transgresión es sancionada con la remoción del cargo. La idea es no repetir la fórmula de los CDEC que llevó a reformarlos en reiteradas ocasiones a lo largo de sus 30 años de existencia, debido a los conflictos derivados precisamente de su integración. La fiscalización del cumplimiento de sus obligaciones y funciones corresponde a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de acuerdo a lo preceptuado por el artículo 72°-16.

- Corporación: Está creada por la ley en atención a sus funciones, a diferencia, por ejemplo, de una fundación, las cuales están creadas en atención al patrimonio destinado al efecto. En este caso, se crea un órgano, que ejerce funciones públicas determinadas por la ley, de manera similar a algunas instituciones como, por ejemplo, la Corporación Nacional Forestal (CONAF) o la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).
- Autónoma: Además de ser independiente, es también autónoma. Si bien coloquialmente ambas palabras 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). Como ya se vio, la independencia apunta a la relación entre el Coordinador y sus coordinados, mientras que la autonomía lo es respecto del regulador estatal y tiene relación con el hecho que el Coordinador no tiene un superior jerárquico, no encontrándose tampoco bajo supervigilancia del

Presidente de la República, sin perjuicio de las atribuciones que la CNE y la SEC mantengan en materias fiscalizadoras y de carácter técnico, como la facultad de la Comisión de fijar normas técnicas para efectuar la coordinación. En este caso, se trata de una autonomía de origen legal, de manera similar al Consejo de la Transparencia, por ejemplo, a diferencia del Banco Central o el Tribunal Constitucional cuya fuente de autonomía está consagrada en la Constitución. Sin embargo, ha habido críticas en el sentido que esta autonomía no sería tal, sino que, al contrario, la dependencia del Coordinador respecto de la CNE y la SEC sería mayor que la existente durante la época de vigencia de los CDEC ya que la nueva ley habría aumentado las atribuciones de los mencionados organismos estatales (Evans Espiñeira, 2016). Inclusive se ha cuestionado la constitucionalidad del otorgamiento de atribuciones a la CNE para dictar resoluciones exentas del control preventivo de juridicidad en la Contraloría General de la República (Soto, 2016).

- De derecho público: De esta forma, se zanja finalmente uno de los grandes cuestionamientos que recaían sobre los CDEC y abraza la posición de una persona jurídica de derecho público. Su carácter público viene dado por el origen legal de su creación y sus normas, lo que reconoce también el importante rol público que cumple el Coordinador: a diferencia de un ente privado, las funciones que el Coordinador está llamado a cumplir se encuentran establecidas por la ley, no son libremente determinadas por éste, ya que sus beneficiarios son los usuarios finales de la energía eléctrica en su totalidad.
- No forma parte de la Administración del Estado: Como forma de reafirmar su carácter de organismo autónomo, la Ley señala que no le son aplicables las normas dictadas o que se dicten para el sector público, salvo mención expresa, como tampoco queda sujeto al control administrativo de la Contraloría. Según el artículo 212°-3 su personal, incluyendo el Director

Ejecutivo y el Consejo Directivo serán regidos por las normas del Código del Trabajo con la excepción de aplicárseles el carácter de empleados públicos para efectos del artículo 260° del Código Penal³⁰. Los contratos que firme lo hará de acuerdo a las normas del derecho común. Sin embargo, al ejercer potestades públicas sin pertenecer a la Administración, se ha planteado alguna duda sobre la constitucionalidad de esta exclusión (Mardones, 2017).

- Patrimonio propio: En este punto, la gran diferencia 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 centro, en el caso del Coordinador, éste es financiado directamente por los usuarios finales a través del denominado "cargo por servicio público", de acuerdo con lo establecido en el artículo 212°-13, el que también financiará el Panel de Expertos y el estudio de franja para la expansión de los sistemas de transmisión señalado en el artículo 93° de la LGSE.

Otros puntos importantes son: las normas aplicables respecto del principio de transparencia sobre los actos del Coordinador y respecto a la responsabilidad de éste y las empresas coordinadas frente a las fallas del Sistema. Sobre el primer punto, el artículo 212°-2 señala que, al Coordinador, aun sin pertenecer a la Administración del Estado, le será aplicable el principio de transparencia de la función pública ³¹, debiendo mantener disponible al público de manera

³⁰ El personal del Coordinador se reputará como empleados públicos para el efecto de los delitos cometidos por tales en el ejercicio de sus funciones de acuerdo al Título V y al Párrafo IV, Título III del Código Penal.

³¹ El principio de transparencia de la función pública, que está directamente relacionado con el principio de probidad en el ejercicio de la función pública consagrado en el artículo 8 de la Constitución Política de la República, consiste, de acuerdo al artículo 4°, inciso segundo, de la Ley de Transparencia, N° 20.285, en "respetar y cautelar la publicidad de los actos, resoluciones, procedimientos y documentos de la Administración, así como la de sus fundamentos, y en facilitar el acceso de cualquier persona a esa información, a través de los medios y procedimientos que al efecto establezca la ley".

permanente, a través de su página web y actualizada de forma mensual, la siguiente información:

- Marco normativo aplicable
- Estructura orgánica,
- Funciones y competencias de cada una de sus unidades,
- Estados financieros y memorias anuales,
- Composición del Consejo Directivo e individualización de los responsables de la gestión y la administración,
- Información consolidada del personal,
- Toda remuneración percibida por los integrantes del Consejo Directivo y por el Director Ejecutivo y, de forma global y consolidada la remuneración total percibida por el personal del Coordinador y;
- La cuenta pública anual que dé cuenta del cumplimiento de los objetivos de gestión.

Sobre la responsabilidad, es un punto que se encuentra abordado por el artículo 212°-9, el que en su inciso primero señala que las infracciones a la normativa en que incurra el Coordinador darán lugar a las indemnizaciones correspondientes. Luego, en su inciso segundo, establece que los miembros del Consejo Directivo "(...) deberán actuar en el ejercicio de sus funciones con el cuidado y diligencia que las personas emplean ordinariamente en sus propios negocios", lo que significa que en definitiva serán responsables por culpa leve, lo que no altera la regla general en materia de responsabilidad civil. Por otra parte, el artículo 72°-14 indica que los coordinados serán individualmente responsables por el cumplimiento de la normativa eléctrica, ya sea, ley, reglamento, normas técnicas e instrucciones emanadas del Coordinador, entre otras.

Otra diferencia respecto de los CDEC es que, al configurarse como un ente independiente, con personalidad jurídica y patrimonio propios, las empresas ya no "integrarían" el Coordinador, de la manera que integraban los CDEC, sino que son empresas coordinadas, ajenas al ente coordinador. Al ser el Coordinador el sucesor legal de los CDEC, son las mismas empresas que integraban o eran sólo coordinadas por dichos Centros, las que pasan a ser coordinadas por el nuevo órgano, totalizando 349 empresas que cuentan con dicha calidad al año 2017. Esto sin perjuicio de lo señalado por el artículo 10° de la propuesta de Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico, que señala que serán coordinados los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transmisión, instalaciones dedicadas únicamente a la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución, instalaciones de clientes libres y pequeños medios de generación distribuida, que se interconecten al sistema eléctrico.³²

4.3.2. Estructura orgánica

a) Consejo Directivo:

El artículo 212°-3, que establece la administración y dirección del Coordinador, señala que ésta será ejercida por un Consejo Directivo, el que es definido en el artículo 7° del mencionado Decreto Supremo N° 52 como un "(...) órgano colegiado, a quien corresponderá ejercer las funciones que la ley, el presente reglamento y demás normativa vigente le asigna (...)". Dicho Consejo

³² Dicho borrador de Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico vio, sin embargo, interrumpida su tramitación en la Contraloría General de la República el 27 de marzo de 2018, a poco comenzar el nuevo gobierno del Presidente Sebastián Piñera, junto a la propuesta de Reglamento de Servicios Complementarios con miras a "mejorar y profundizar la discusión".

estará compuesto por 5 miembros, quienes serán electos de acuerdo a lo normado por el artículo 212°-5, es decir, por separado a través de procesos "públicos y abiertos" por el llamado Comité Especial de Nominaciones, de una propuesta hecha por una o más empresas especialistas en reclutamiento y selección de personal. En el papel se lee como un intento novedoso de garantizar la autonomía con la que se define al Coordinador, quitando el nombramiento de los consejeros a las empresas coordinadas como era en el caso de los CDEC y a la vez tampoco entregándose directamente a la autoridad. Sin embargo, se teme una pérdida de la autonomía del Coordinador, debido a que los integrantes del Comité de Nominaciones tienen un origen político, lo que eventualmente podría generar algún problema de conflicto de interés o un cuestionamiento de la independencia de las decisiones que tomen sus integrantes así elegidos (Soto, 2016). El nombramiento de los consejeros, por su parte, se regula detalladamente en los artículos 14 y siguientes del Reglamento. Uno de estos consejeros ejercerá como Presidente, y durarán en sus cargos 5 años, pudiendo ser reelectos por una vez. Además el Consejo se renovará parcialmente cada tres o dos años.

De acuerdo con el mencionado artículo 212°-3, le corresponderá al Consejo la representación, tanto judicial como extrajudicial del Coordinador y para el cumplimiento de sus funciones estará facultado para administrar y disponer de toda clase de bienes y podrá delegar parte de sus facultades en ciertas personas determinadas por la ley. También el mismo artículo indica que corresponderá al Presidente del Consejo las siguientes funciones:

- Convocar y presidir las sesiones del Consejo.
- Comunicar a los demás funcionarios del Coordinador los acuerdos adoptados por el Consejo.

- Velar por el cumplimiento de los acuerdos del Consejo y de toda otra función que éste le encomiende.

Asimismo, y según lo indicado por el artículo 12° del Reglamento y el artículo 212°-6 de la Ley, el cargo de Consejero será de dedicación exclusiva, siendo incompatible con cualquier cargo público o privado, con excepción de aquéllos que se presten a corporaciones o fundaciones sin fines de lucro y por las que no reciban remuneración, por un lado y, por otro, con la actividad docente, que no sean financiadas por Coordinados y con un máximo de 12 horas semanales o cuando la ley disponga la pertenencia de un miembro del Consejo en determinado comité, consejo, directorio o similar, por el que no recibirán otra remuneración.

Según el artículo 212°-3, inciso sexto, la obligación del Consejo elaborar los Estatutos del Coordinador, a fin de que éste cuente con la estructura interna y el personal idóneo destinado al cumplimiento de sus funciones. En la elaboración de su organización interna, el Consejo tomará en consideración la opinión de sus trabajadores.

También será deber del Consejo el velar por el cumplimiento de las funciones del Coordinador y de la normativa, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 212°-4, teniendo la obligación de informar a la SEC y a la CNE cualquier hecho que pudiere implicar una infracción a la normativa eléctrica proveniente de una empresa sujeta a coordinación.

Los Consejeros caducan en sus cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 212°-5, inciso cuarto: por término del período legal de su designación; por renuncia voluntaria; por incompatibilidad sobreviniente, la que será calificada por el Comité de Nominaciones; remoción por causa calificada, acordada por el mismo Comité; e incapacidad sobreviniente que no le permita ejercer su cargo durante tres meses consecutivos o seis meses en un año.

Según lo dispuesto por el artículo 23° del Reglamento, un Consejero será removido de su cargo por abandono de funciones, negligencia manifiesta en el ejercicio de éstas, falta de idoneidad al haber sido condenado por crimen o simple delito que merezca pena aflictiva o la pena de inhabilidad perpetua para desempeñar oficios o cargos públicos, o por verificarse algunas de las causales de incompatibilidad descritas en el artículo 12° del Reglamento.

b) Director Ejecutivo

El Consejo además contará con un Director Ejecutivo, el que será designado o removido por el voto de 4 de los Consejeros, según lo indica el artículo 212°-8. Su nombramiento será a partir de una terna, que al igual que en el caso de los Consejeros, será elaborada por una empresa especialista en selección de personal.

Según el artículo 212°-3, inciso cuarto, son funciones del Director Ejecutivo las siguientes:

- La ejecución de las directrices y acuerdos adoptados por el Consejo Directivo, de lo que será personalmente responsable, de acuerdo a lo

indicado por el artículo 212°-8, inciso segundo. Sin embargo, si considera que este acuerdo es contrario a la normativa vigente, deberá consignarlo por escrito y si el Consejo lo reitera de igual forma deberá ejecutarlo, pero quedando exento de toda responsabilidad.

- La gestión para el funcionamiento técnico y administrativo del Coordinador.
- Proponer al Consejo la estructura organizacional del Coordinador y,
- Otras que pueda delegarle el Consejo Directivo.

Asimismo, el artículo 24° del Reglamento agrega que también deberá velar por el cumplimiento de la obligación de transparencia consignada en el Título IV de dicho cuerpo reglamentario.

c) Estructura Interna

Con fecha 30 de marzo de 2017 el Consejo Directivo aprobó la estructura interna del Coordinador, en Sesión Extraordinaria N° 3/2017, quedando su labor distribuida en 8 gerencias, de las cuales cuatro son de ámbitos propios de la coordinación: Operación, Mercados, Ingeniería y Proyectos y Planificación de la Transmisión, mientras que las restantes son de apoyo: Tecnología e Innovación, Gestión de Personas, Administración y Presupuesto, y Asuntos Legales. El monitoreo de las condiciones de competencia del mercado establecido en el artículo 72°-10 de la Ley dependerá directamente del Consejo Directivo y no de alguna de las gerencias, de acuerdo con este organigrama (Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, 2017)³³.

³³ [en línea] <<https://www.coordinadorelectrico.cl/nosotros/nuestro-equipo/organigrama.html>> [consultado: 25 de abril de 2017].

4.3.3 Funciones y obligaciones

El nuevo Título II BIS de la Ley se refiere a la coordinación y a la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Éste señala, como se mencionó ya en este trabajo, en su artículo 72°-1, los fines de la coordinación, la que deberá realizarse a través del Coordinador. Dichos principios, como ya se ha señalado, son:

- Preservar la seguridad del sistema eléctrico ("Principio de Seguridad").
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico ("Principio de economía").
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, conforme a la ley ("Principio de Accesibilidad").

Estos tres principios son los principales fines que debe perseguir el Coordinador, y para su consecución, el proyecto de Reglamento de la Coordinación le ha establecido una serie de deberes, tanto en su Título III llamado "De la coordinación de la operación del sistema eléctrico", como en su Título IV, "De la coordinación del mercado eléctrico".

Respecto de las obligaciones del Coordinador en cuanto coordinador de la operación, en primer lugar, se encuentra en el Capítulo 1 del Título III, "De la Programación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional", en su artículo 35°, señala que "el Coordinador deberá efectuar la Programación de la Operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación". En artículos siguientes señala las consideraciones técnicas que deberá tener el Coordinador, a fin de conseguir el cumplimiento del Principio de

Economía que se mencionó anteriormente y que se encuentra explícitamente consagrado en el inciso segundo del artículo 35°.

En segundo lugar, en el Capítulo 3, denominado "Del pronóstico centralizado de generación", en su artículo 63° se impone al Coordinador la obligación de "elaborar un pronóstico centralizado de generación renovable variable (...)", con el fin de representar de manera adecuada y confiable, la operación real de las centrales generadoras de ERNC.

En tercer lugar, en el Capítulo 4, titulado "De la proyección de demanda de clientes libres y regulados", donde en su artículo 75° señala que el Coordinador tendrá la obligación de elaborar una proyección centralizada de la demanda de los clientes, tanto libres como regulados, la que será utilizada en la Programación de la Operación. Esta proyección será realizada considerando al menos la información histórica de la demanda, la información sobre generación en sistemas de distribución, los distintos tipos de clientes y sus patrones de consumo, y las condiciones meteorológicas, según lo estipula el artículo 77°.

En cuarto lugar, en el Capítulo 5, "De la programación de mantenimientos y solicitudes de trabajos", se impone al Coordinador, en el artículo 82°, la obligación de "formular programas de mantenimientos de las instalaciones sujetas a su coordinación (...)", los que deberán ser, junto los trabajos solicitados que no correspondan a mantenimientos preventivos, en la Programación de la Operación.

Finalmente, en quinto lugar, en el Capítulo 6, "De la operación en tiempo real del sistema eléctrico nacional", en su artículo 115° señala la obligación del Coordinador de "supervisar y coordinar en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación, de acuerdo a los resultados de la Programación de la Operación", debiendo para este fin impartir las instrucciones necesarias a sus coordinados, corregir los desvíos que existan respecto a la Planificación de la Operación y supervisar el comportamiento de la demanda y la generación, entre otros deberes secundarios que enumera el artículo 115°. Luego, en el artículo 117°, se establece que el Coordinador deberá contar con un Centro de Despacho y Control para cumplir el mandato del artículo 115°.

Por otra parte, respecto del Coordinador en cuanto coordinador del mercado eléctrico, el artículo 137° señala que éste deberá "determinar y coordinar las transferencias económicas entre las empresas sujetas a su coordinación, resultantes de los balances de energía, potencia y servicios complementarios provenientes del Mercado de Corto Plazo", o mercado spot, el que se encuentra regulado en lo artículo 139° y siguientes, así como garantizar la continuidad de la cadena de pagos de estas transferencias económicas, según los artículos 138° y 154°.

Adicionalmente, la Ley señala una serie de deberes adicionales que tendrá el Coordinador:

- Realizar la Programación de la Operación de los sistemas medianos en donde exista más de una empresa generadora (artículo 72°-1, inciso tercero).

- Autorizar la conexión a los sistemas de transmisión, por parte de terceros, a fin de cumplir con el fin N°3 del artículo 72°-1, verificando el cumplimiento de los requisitos y exigencias a los que deberá sujetarse (artículo 72°-5, inciso primero).
- "Determinar fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados y autorizar el uso de dicha capacidad" (artículo 72°-5, inciso segundo).
- Exigir a los coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, de los estándares contenidos en ella, y de los requerimientos técnicos que el Coordinador instruya, a toda instalación tanto interconectada como que se interconecte al sistema (artículo 72°-6, inciso primero).
- Instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios definidos por la Comisión, en conformidad a lo dispuesto por el artículo 72°-7 (artículo 72°-6, inciso segundo). Cada año, en el mes de junio, el Coordinador, y de acuerdo a una resolución exenta emanada de la Comisión, elaborará un informe de servicios complementarios, detallando aquéllos que resultan necesarios para que el sistema eléctrico pueda realizar la operación de la coordinación a la que se refiere el artículo 72°-1 (artículo 72°-7).
- Implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación, de acuerdo a los requisitos mínimos indicados por la ley (artículo 72°-8).
- Monitorear permanentemente las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, a fin de cumplir con los principios de la coordinación establecidos en el artículo 72°-1. En caso de tomar conocimiento de acciones que atenten contra la libre competencia, deberá poner los antecedentes en manos de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que correspondan (artículo 72°-10).

- Preservar la seguridad y calidad del servicio en el Sistema Nacional en relación con la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional (artículo 72°-12 y artículo 4° del Decreto 142 de 2017, del Ministerio de Energía, que reglamenta las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos).
- Elaborar reportes periódicos del desempeño del sistema eléctrico, que incluyan indicadores de corto, mediano y largo plazo de una serie de variables como costo marginal, cantidad de fallas y su duración y generación renovable no convencional, entre otras (artículo 72°-15).

CONCLUSIONES

En esta investigación, en una primera parte se revisó la historia y desarrollo de la electricidad en Chile vista como una actividad económica capital y de vital importancia para el desarrollo del país, luego se presenta la estructura que adquirieron los sistemas eléctricos formados producto de las privatizaciones y reestructuraciones realizadas durante la década de los ochenta fruto del cambio de paradigma económico del momento, posteriormente comparecen las principales características de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) como entidades dedicadas a coordinación de sus respectivos sistemas interconectados, y desde luego, las críticas que se levantan frente a su funcionamiento.

En una segunda parte, fue objetivo de esta tesis la revisión de las principales reformas introducidas a la Ley General de Servicios Eléctricos por la Ley N° 20.936 en lo relativo a la creación de un nuevo ente que entró a reemplazar a los CDEC en su labor, lo cual se emplazó como una respuesta que buscó hacerse cargo de manera concreta de la problemática que arrastraron los CDEC durante los más de treinta años que estuvieron vigentes (personalidad jurídica, autonomía, independencia y responsabilidad), y que vino a cristalizarse en la creación de un nuevo organismo que pretende responder a tales requisitos: el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN).

Este Coordinador aparece establecido por ley como una corporación de derecho público, estableciendo un régimen de responsabilidad aplicable a los

coordinados, al propio Coordinador y a su personal. Además, se define como un órgano autónomo e independiente, estableciéndose también una estructura que busca asegurar la tal mencionada independencia respecto de las empresas coordinadas, expresando claramente las inhabilidades e incompatibilidades en el ejercicio de los diversos cargos dentro del Coordinador, y la autonomía en relación a órganos de la Administración del Estado, disponiendo que éste no pertenece a dicha Administración y que, además, tampoco tiene superior jerárquico.

Si bien la propia definición legal del nuevo Coordinador aparece haciéndose cargo de las críticas y falencias propias de sus predecesores, se han levantado algunas voces tendientes a cuestionar el nivel de independencia y autonomía que puede tener una entidad que, si bien no es parte de la Administración del Estado, sí ejerce funciones públicas y que vio aumentadas las atribuciones de los órganos estatales que lo regulan.

Además, podemos señalar a modo de conclusión que, debido a su reciente entrada en funcionamiento, y a que la que aún no ejerce toda la extensión de las funciones entregadas por la Ley, todavía no es posible saber si esta nueva normativa generará los efectos tan buscados en el sistema y el mercado eléctricos o si, en cambio, se justificarán las críticas hechas por los más escépticos.

Por otro lado, la entrada en funcionamiento del Coordinador un año antes de lo propuesto en el proyecto de ley ingresado para su discusión en el Congreso, incluso diez meses de la existencia real del propio sistema eléctrico al que refiere, nos hace pensar en una entrada en funcionamiento de alguna manera

apresurada y quizá también innecesaria, dado que la propia ley delega varias materias a reglamentos, algunos de los cuales recién están entrando en vigencia y otros aún no son aprobados, produciendo vacíos que en algunos casos deben subsanarse aplicando por analogía reglamentos que quizá ya deberían estar derogados, como en el caso del DS N° 327, o con la dictación de resoluciones exentas de parte de la CNE, lo que puede levantar suspicacias respecto de búsqueda y necesaria autonomía del Coordinador. Esto, sumado a que varios artículos de la ley relacionados con el funcionamiento del Coordinador recién entrarán en vigencia a partir del año 2018, da a entender que aún queda bastante tiempo antes que se pueda ver la transición completa y efectiva a este nuevo sistema y aún más tiempo para que sus efectos en el mercado y en el servicio sean relevantes. Es decir, hasta que no haya pasado un tiempo razonable, donde el Coordinador se encuentre operativo en toda su extensión, no podremos analizar en profundidad los cambios concretos que ha aportado tanto al mercado como al sistema en cuestión.

Tal como se mencionó, quedan aún pendientes la dictación de los nuevos Reglamentos: por ejemplo el de la Operación que reemplazará al Decreto Supremo N° 327, y de Servicios Complementarios, cuya aprobación, al ser retirados del proceso de toma de razón de la Contraloría General de la República, fue nuevamente pospuesto, y la entrada en vigencia de los artículos 72°-7 y 72°-10, referidos a los servicios complementarios que deberán prestarse para la coordinación y la obligación del Coordinador de monitorear las condiciones de competencia del mercado eléctrico respectivamente.

Queda también por ver si en el camino surgirán nuevas dificultades, insuficiencias y críticas, como la mencionada sobre las potestades públicas ejercidas por el Coordinador sin ser parte de la Administración del Estado, lo que

también podría extenderse a su obligación de regirse por el principio de transparencia, el que es concebido inicialmente como un principio aplicable a toda la actividad funcionaria.

Sin embargo, al menos en el papel, la creación del Coordinador aparece como el primer paso de una reforma necesaria, y un cambio de paradigma frente a los problemas planteados a lo largo de los treinta años de CDEC y sistemas interconectados.

BIBLIOGRAFÍA

50 HERTZ, History [en línea] <<http://www.50hertz.com/en/50Hertz/About-us/History>> [consultado: 1 de octubre de 2017]

ÁVALOS, J. y MELLADO, Estructura y funciones de un operador independiente [en línea] <<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/operindep/La%20operacion%20del%20sistema%20electrico.html>> [consultado: 20 de septiembre de 2017]

AYLWIN ABOGADOS, Personificación jurídica del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) [en línea] <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=InformeFinalAPCDEC_SING_15052015.pdf&p_tipo=A> [consulta: 20 de septiembre de 2017]

BERNSTEIN, S. Sector Eléctrico. *En*: LARROULET, C. (Ed.). Soluciones privadas a problemas públicos. Santiago, Instituto Libertad y Desarrollo, 2003. Pp. 175-214.

BEYER, H., La privatización de la distribución de la energía eléctrica: el caso de Chilectra Metropolitana, [en línea] <http://www.cepchile.cl/cep/site/artic/20160303/asocfile/20160303184339/rev32_beyer.pdf> [consultado el 25 de noviembre de 2016]

BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL, Historia de la Ley N° 20.936 [en línea] <<http://www.bcn.cl/historiadela ley/nc/historia-de-la-ley/5129/>> [consultado: 1 de octubre de 2017]

BUSTOS, J., El mercado del contrato de suministro eléctrico en Chile. En: GARCÍA, C. (Ed.). Economía y energía: La experiencia chilena. Santiago, Ediciones Universidad Alberto Hurtado, 2015. Pp. 151-183.

CAMACHO, G. Tratado de Derecho Administrativo. La actividad sustancial de la Administración del Estado. Santiago, Abeledo Perrot Legal Publishing Chile, Tomo IV, 2010. 482pp.

CDEC-SING, Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SING) [en línea] <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id=2> [consulta 30 de noviembre de 2016]

CDEC-SING, Información técnica - centrales SING [en línea] <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_tec_nt_gene_pub.dsp_centrales> [consulta: 30 de noviembre de 2016]

CGE DISTRIBUCIÓN S.A., Historia de CGE [en línea] <<http://www.cge.cl/cge/historia/>> [consultado el 25 de noviembre de 2016]

CHILECTRA S.A. 75 años Chilectra S.A., Santiago, Departamento de Relaciones Públicas, Chilectra S.A., 1996. 113p.

CHIVILINGO TURISMO & OBRAS CIVILES, Historia [en línea] <www.chivilingo.cl/site/historia/> [consultado: 2 de diciembre de 2016]

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL, Organigrama [en línea] <<https://www.coordinadorelectrico.cl/nosotros/nuestro-equipo/organigrama.html>> [consultado: 25 de abril de 2017]

EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G., Historia, [en línea] <<http://www.electricas.cl/quienes-somos/historia/>> [consultado: 25 de noviembre de 2016]

EMPRESA Nacional de Electricidad S.A. Plan de Electrificación del País. 2da publicación, Santiago, Corporación de Fomento de la Producción, 1956, 192p.

EVANS, E., 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, 2016

FERRADA, J. y TAPIA, J., 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, 2015.

GENERADORAS DE CHILE, Generación eléctrica en Chile, [en línea] <<http://generadoras.cl/generacion-electrica/>> [consultado: 30 de noviembre de 2016]

INSTITUTO de Ingenieros de Chile, Política eléctrica. Santiago, Editorial Universitaria, 1988. 80p.

MARDONES, M. Naturaleza Jurídica del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Revista Jurídica Digital UAndes (1): 1-28, 2017.

MARDONES, M. y CARRASCO, J. Los Centros de Despacho Económico de Carga como entidades que ejercen potestades públicas. Revista de Derecho Administrativo (18):153-182, 2014.

MEMORIA CHILENA, Plan de Electrificación Nacional, [en línea] <<http://www.memoriachilena.cl/602/w3-article-93677.html>> [consultado el 2 de diciembre de 2016]

MINISTERIO DE ENERGÍA. Agenda de energía: un desafío país, progreso para todos. [En línea] <http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/agendaenergiamayo2014_final.pdf> [consulta: 24 de septiembre de 2017]

OLMEDO, J. Evolución de los mecanismos de resolución de discrepancias en los CDEC y los efectos de 10 años de funcionamiento del Panel de Expertos. *En: Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos (Ed.)*, Resolución de discrepancias en el sector eléctrico chileno. Chile, 2014. Pp. 189-219.

OMEL HOLDING, Información de la compañía [en línea], <<http://www.omelholding.es/omel-holding/informacion-de-la-compania>> [consultada: 15 de enero de 2018]

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, Misión y visión, [en línea], <<http://www.ree.es/es/conocenos/ree-en-2-minutos/mision-y-vision>> [consultada: 20 de septiembre de 2017]

ROZAS, P. La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria. Santiago, Cepal. 1999. 82p. (Serie recursos naturales e infraestructura).

RUDNICK, H. Un nuevo operador independiente de los mercados eléctricos chilenos. *Revista Estudios Públicos* (101): 213-238, 2006.

RUDNICK, H., Estructura y funciones de un operador independiente [en línea] <<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/operindep/La%20operacion%20del%20sistema%20electrico.html>> [consultado: 20 de septiembre de 2017]

RWE. RWE schließt Verkauf des Mehrheitsanteils an Amprion ab [en línea] <<http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/?pmid=4006769>> [consultado: 1 de octubre de 2017]

SEPÚLVEDA, E. Sistema y Mercado Eléctricos. Santiago, Abeledo Perrot. 2010. 208p.

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A., Historia, [en línea] <<http://www.gruposaesa.cl/saesa/seccion.php?tipo=1&id=4>> [consultado: 25 de noviembre de 2016]

SOTO, J., Nuevo coordinador eléctrico nacional, regulación y equilibrio institucional. Actas de Derecho de Energía, (6): 105-127, 2016.

SUPERINTENDENCIA de Electricidad y Combustibles. Oficio Ordinario N° 7423, de fecha 30 de julio de 2010: Formula cargos por interrupción de suministro en Sistema Interconectado Central del 14 de marzo de 2010. 2010.

TENNET HOLDING B.V., Organisation [en línea] <<https://www.tennet.eu/company/profile/organisation/>> [consultado: 1 de octubre de 2017]

TESTART, C. Análisis del Mercado de Generación Eléctrica: Spot, Contratos y Comportamientos Estratégicos. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial. Santiago. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 2010. 87p.

TRANSNETBW GMBH. Who we are [en línea] <<https://www.transnetbw.com/en/company/portrait/who-we-are>> [consultado: 1 de octubre de 2017]

VERGARA, A. Derecho eléctrico. Santiago, Editorial Jurídica de Chile. 2004. 414p.

JURISPRUDENCIA

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA, 2005. Dictamen 1771-2005, 13 de enero de 2005.

CORTE SUPREMA, 2005. Ingreso N° 4.404-05, 8 de noviembre de 2005.

CORTE SUPREMA, 2013. Ingreso N° 822-2012, 20 de noviembre de 2013.