

MINISTERIO DE HACIENDA OFICINA DE PARTES		
RECIBIDO		
CONTRALORÍA GENERAL TOMA DE RAZÓN		
RECEPCIÓN		
DEPART. JURÍDICO		
DEP. T.R. Y REGIST.		
DEPART. CONTABIL.		
SUB. DEP. C. CENTRAL		
SUB. DEP. E. CUENTAS		
SUB. DEP. C.P. Y B.N.		
DEPART. AUDITORÍA		
DEPART. V.O.P., U Y T		
SUB. DEP. MUNIP.		
REFRENDACIÓN		
REF. POR \$..... IMPUTACIÓN..... ANOT. POR IMPUTACIÓN DEDUC.DTO.		

APRUEBA REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

DECRETO SUPREMO Nº

SANTIAGO,

VISTOS: Lo dispuesto en los Artículos 32 Nº 6 y 35 de la Constitución Política de la República; en el decreto ley Nº 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía; en el decreto con fuerza de ley Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la “Ley General de Servicios Eléctricos” o la “Ley”, y sus modificaciones posteriores; en la ley Nº 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional; en la resolución Nº 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República; y

CONSIDERANDO:

1. Que, la ley Nº 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, introdujo diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, particularmente en lo que se refiere a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional;
2. Que, para regular las disposiciones incorporadas a la Ley General de Servicios Eléctricos mediante la ley Nº 20.936, se requiere dictar un reglamento, con miras a dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en la Ley; y
3. Que, el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que se ejerce complementando las materias que han sido expresamente remitidas a un reglamento por la ley citada en los considerandos precedentes y colaborando para que todas sus disposiciones sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación.

DECRETO

“ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase el siguiente Reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO 1

OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 1 El presente Reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

Adicionalmente, el presente Reglamento contiene las disposiciones aplicables a la programación de la operación que deba efectuar el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional de los Sistemas Medianos en que exista más de una empresa generadora en conformidad a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Artículo 2 Para los efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente Reglamento, se entenderá por:

- a. **Central con Almacenamiento por Bombeo:** Central de generación eléctrica formada por unidades hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior utilización en la generación de electricidad. Corresponde a este tipo de central aquella que disponga de afluentes que representen anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación mayor a las pérdidas que se produzcan durante el proceso de almacenamiento en igual periodo.
- b. **Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento:** Central de generación eléctrica de energía renovable compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.
- c. **Central Renovable con Capacidad de Regulación:** Central de generación eléctrica de energía renovable con la capacidad de gestionar temporalmente su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, electromagnética, entre otras, de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al sistema eléctrico.
- d. **Cliente Libre:** cliente no sometido a regulación de precios.
- e. **Cliente Regulado:** Usuario final sometido a regulación de precios de acuerdo a lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- f. **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
- g. **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el Artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

- h. **Pequeño medio de generación:** Medio de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, de conformidad a lo dispuesto en el inciso quinto del Artículo 149° de la Ley.
- i. **Pequeño medio de generación distribuida:** Medio de generación a que se refiere el inciso sexto del Artículo 149° de la Ley y que no cumplan con las condiciones y características indicadas en el Artículo 149° bis de la Ley.
- j. **Empresa Distribuidora:** Empresas concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica.
- k. **Empresa Generadora:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 72-17 de la ley.
- l. **Ley o Ley General de Servicios Eléctricos:** Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace.
- m. **Ministerio:** Ministerio de Energía;
- n. **Panel:** Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- o. **Servicios Complementarios o SSCC:** aquellos servicios definidos en el Artículo 225°, letra z) de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- p. **Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- q. **Sistema de almacenamiento:** Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema. Los Sistemas de almacenamiento no deberán contar con energías afluentes superiores al nivel de pérdidas del proceso de almacenamiento.
- r. **Sistemas Medianos:** Sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts.
- s. **Usuario o cliente final:** Usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo. Corresponde a un Cliente Libre o un Cliente Regulado.

Artículo 3 Los plazos expresados en días que establece el presente reglamento serán de días hábiles, entendiéndose que son inhábiles los días sábados, los domingos y los festivos. Cuando el último día del plazo sea inhábil, éste se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

Artículo 4 La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, serán sancionadas por la Superintendencia.

CAPÍTULO 2

PRINCIPIOS DE LA COORDINACIÓN

Artículo 5 La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a lo establecido en la Ley y demás normativa vigente.

Artículo 6 Esta coordinación de la operación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo las disposiciones establecidas en la Ley, en el presente reglamento y en las normas técnicas que determine la Comisión de conformidad a lo señalado en el Artículo 72°-19 de la Ley.

Artículo 7 Para el cumplimiento de sus funciones, el Coordinador formulará los programas de operación y mantenimiento, emitirá las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada y podrá solicitar a los Coordinados la realización de ensayos a sus instalaciones o la certificación de la información proporcionada o de sus procesos, de modo que se verifique que el funcionamiento de sus instalaciones o aquellas operadas por él, no afecten la operación coordinada del sistema eléctrico. Asimismo, podrá definir la realización de auditorías e inspecciones periódicas de las instalaciones.

Artículo 8 Sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, el Coordinador deberá coordinar la operación del sistema eléctrico de acuerdo a lo dispuesto en los Decretos de Emergencia Energética y de Racionamiento a que hacen referencia los Artículos 72°-21 y 163° de la Ley, según corresponda.

Artículo 9 El Coordinador será responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, definidos en el Artículo 78° de la Ley, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional. Para tales efectos, podrá considerar los sistemas de interconexión internacional y la energía proveniente de los mismos como recursos disponibles con el fin de preservar la seguridad y calidad de servicio. Para ello, deberá sujetarse a las disposiciones establecidas en el decreto supremo al que hace referencia el Artículo 82° de la Ley y los protocolos y acuerdos operativos, que en cada caso, deberán ser establecidos en conjunto con el coordinador u operador del país que corresponda.

CAPÍTULO 3

DE LOS COORDINADOS

Artículo 10 Son Coordinados todos los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al sistema eléctrico:

- a. Centrales o unidades generadoras;
- b. Sistemas de transmisión;
- c. Instalaciones destinadas únicamente a la prestación de servicios complementarios;
- d. Sistemas de almacenamiento de energía;
- e. Instalaciones de distribución;

- f. Instalaciones de clientes libres; y
- g. Pequeños medios de generación distribuida.

Artículo 11 En caso que las instalaciones eléctricas señaladas en el artículo anterior sean operadas o explotadas directamente por personas distintas a su propietario, éste y la empresa que opere o explote dichas instalaciones, deberán comunicar este hecho al Coordinador, acompañando el título con el que operan o explotan las instalaciones, la duración del mismo, los demás antecedentes que le solicite el Coordinador, y la manifestación de que esta empresa lo reemplace en su calidad de Coordinado por dichas instalaciones.

El reemplazo en la calidad de Coordinado de una instalación abarcará todas las obligaciones, facultades y responsabilidades establecidas en la normativa eléctrica vigente que le sea aplicable y no podrá efectuarse en términos parciales.

Para cada instalación, deberá existir un único titular que se entenderá como el Coordinado para efectos de todas las disposiciones y exigencias establecidas en el presente Reglamento.

Artículo 12 Todos los Coordinados estarán obligados a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.

El Coordinador deberá coordinar las instalaciones señaladas en el Artículo 10 que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, cuya operación pueda afectar el cumplimiento de los principios de la coordinación a que se refiere el Artículo 5. Asimismo, deberá instruir a las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio en sus redes.

No obstante lo señalado en el inciso precedente, la operación en tiempo real de las redes de distribución se efectuará por la Empresa Distribuidora.

Artículo 13 Los Coordinados serán responsables individualmente por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la Ley, el presente reglamento, las normas técnicas que dicte la Comisión y de los procedimientos, instrucciones y programaciones que el Coordinador establezca.

Artículo 14 Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que éste requiera para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador podrá realizar auditorías a la información a la que se refiere el inciso precedente, de acuerdo a lo establecido en el Título V del presente Reglamento.

Artículo 15 Todo Coordinado titular de centrales generadoras deberá constituir sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile.

Asimismo, todo Coordinado titular de instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía que se interconecten al sistema eléctrico nacional deberá constituir una sociedad con domicilio en el país.

Finalmente, las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del Artículo 2° de la Ley N° 18.046.

TÍTULO II

DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

CAPÍTULO 1

DE LA DECLARACIÓN EN CONSTRUCCIÓN, PUESTA EN SERVICIO Y ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

Artículo 16 Toda nueva instalación de generación y transmisión que se interconecte al sistema eléctrico deberá previamente haber sido declarada en construcción por la Comisión.

Asimismo, deberán haber sido declaradas en construcción de manera previa a su interconexión al sistema eléctrico, los Sistemas de Almacenamiento e instalaciones para la prestación de Servicios Complementarios.

Artículo 17 La declaración en construcción de una instalación eléctrica tiene por objeto establecer un hito de factibilidad de ejecución del mismo y de su futura entrada en operación.

Artículo 18 Para los efectos de lo dispuesto en el Artículo 16, todo propietario u operador de las instalaciones señaladas en dicho Artículo, deberá presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva. La solicitud deberá indicar el nombre del proyecto y sus principales características, según el tipo de instalación de que se trate.

Junto con la solicitud, se deberá acompañar un cronograma de actividades, en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción del proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación.

Adicionalmente, los titulares de los proyectos deberán acompañar los siguientes documentos:

- a. Autorización de conexión a los sistemas de transmisión otorgada por el Coordinador, o autorización de uso de la capacidad técnica disponible en los sistemas de transmisión dedicada, según corresponda. Tratándose de proyectos que se interconecten al sistema de distribución, se deberá acompañar la autorización de conexión de la respectiva empresa distribuidora;
- b. Resolución de Calificación Ambiental favorable, emitida por la autoridad ambiental competente, tratándose de proyectos susceptibles de causar impacto ambiental y que deban someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en el Artículo 10 de la Ley N° 19.300 y en el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental;
- c. Permiso de construcción aprobado por la Dirección de Obras Municipal o Informe Favorable para la Construcción otorgado por la autoridad competente, u otro antecedente que dé cuenta de la autorización para construir, en caso de requerirse;
- d. Órdenes de compra del equipamiento eléctrico o electromagnético principal respecto del cual se solicita la declaración en construcción, junto con los documentos de recepción y aceptación por parte del respectivo proveedor;
- e. Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto;
- f. Información relativa a los costos de inversión del respectivo proyecto, según el formato que establezca la Comisión al efecto; y,
- g. Declaración jurada sobre la veracidad y autenticidad de los antecedentes que respaldan la

solicitud de declaración en construcción del respectivo proyecto, según el formato que establezca la Comisión al efecto.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá solicitar información adicional cuando los antecedentes presentados por el titular del proyecto no permitan verificar el cumplimiento de las exigencias necesarias para la correspondiente declaración en construcción, o cuando se requiera ésta para una mejor comprensión de las características del proyecto.

Los titulares de los proyectos deberán enviar a la Comisión los antecedentes asociados a la declaración en construcción en el formato que ésta determine.

Artículo 19 La entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, por parte del solicitante, será sancionada por la Superintendencia de acuerdo a las normas establecidas en la ley N°18.410.

Artículo 20 La Comisión, el día 20 de cada mes, o el día hábil siguiente, dictará una resolución en la cual declarará en construcción todas aquellas instalaciones que cumplan con las exigencias establecidas en la Ley y en el presente Reglamento para obtener dicha declaración. La resolución deberá contener un listado actualizado de las instalaciones declaradas en construcción a la fecha de dictación de la referida resolución.

Se deberán excluir del listado de instalaciones declaradas en construcción aquellos proyectos que hayan iniciado su etapa de puesta en servicio, de acuerdo a lo informado por el Coordinador. Adicionalmente, serán retirados del listado señalado aquellos proyectos a los que les sea revocada la declaración en construcción, en virtud de lo dispuesto en la Ley y en el presente reglamento.

La resolución a la que se refiere el presente artículo deberá ser notificada al Coordinador y ser publicada en el sitio web de la Comisión.

Artículo 21 Se considerará también como instalaciones en construcción aquellos proyectos de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo que formen parte de los planes de expansión respectivos, conforme a las características técnicas y plazos con los cuales los proyectos señalados figuren en dichos planes.

Asimismo, se considerarán como instalaciones en construcción las nuevas instalaciones para la prestación de Servicios Complementarios que resulten adjudicadas en las licitaciones de dichos servicios que efectúa el Coordinador, o cuya construcción sean instruida directamente por éste para la prestación obligatoria de servicios complementarios.

La Comisión deberá incluir en la resolución mensual de declaración en construcción las instalaciones señaladas en el presente artículo.

Artículo 22 El titular de un proyecto declarado en construcción, deberá informar a la Comisión el cumplimiento del 50% de avance de la obra de acuerdo al cronograma de actividades presentado. Asimismo, deberá informar toda modificación que altere el cumplimiento del cronograma de actividades originalmente informado en un plazo máximo de 15 días, contados desde su conocimiento.

No obstante la obligación señalada en el inciso precedente, la Comisión, en cualquier momento, podrá solicitar información adicional para verificar el estado de avance y/o el cumplimiento del cronograma de obras presentado por el propietario u operador de la respectiva instalación.

Artículo 23 La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando no se dé cumplimiento a los hitos o avances establecidos en el cronograma de actividades sin causa justificada, o se realicen cambios significativos al proyecto tal que los antecedentes informados de acuerdo a lo señalado al Artículo 18 hayan perdido validez, o que impliquen una nueva declaración en construcción. Se entenderá por cambio significativo el aumento o disminución de la potencia

instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, cambio en el trazado original de la línea de transmisión, entre otros, que puedan cambiar las características técnicas del proyecto que impliquen un cambio en el mismo.

Asimismo, la Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando alguno de las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el Artículo 18 sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia, según corresponda.

Las instalaciones cuya declaración en construcción haya sido revocadas por la Comisión serán excluidas de la resolución mensual a que hacer referencia el Artículo 20.

Artículo 24 Conjuntamente con la solicitud de declaración en construcción, el titular del proyecto deberá dar aviso de la fecha estimada de interconexión al sistema eléctrico a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia.

El aviso de interconexión a que se refiere el presente Artículo deberá ser efectuado, al menos, 3 meses antes de la fecha de interconexión.

Artículo 25 Los titulares de estas instalaciones deberán cumplir cabalmente los plazos y fechas de interconexión informados. Todo atraso o prórroga en los mismos deberá informarse al Coordinador y deberá estar debidamente justificado por un informe de un consultor independiente contratado al efecto, el que podrá ser auditado por el Coordinador.

No obstante, en casos calificados y previo informe del Coordinador, la Comisión podrá eximir del cumplimiento de los plazos señalados en el inciso anterior. El referido informe del Coordinador deberá resguardar que se cumplan los principios establecidos en el Artículo 72°-1 de la Ley, y las exigencias establecidas en la norma técnica relativas al proceso de interconexión.

Artículo 26 Se entenderá como etapa de puesta en servicio aquella que se inicia con la interconexión y energización de la respectiva instalación, previa autorización del Coordinador, y hasta el término de las respectivas pruebas.

Sólo podrán iniciar su puesta en servicio, aquellas instalaciones que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión y que cuenten con la respectiva autorización por parte del Coordinador para energizar dichas instalaciones. Desde el inicio de dicha autorización, los titulares o quien explote las respectivas instalaciones, adquieren la calidad de Coordinado.

Artículo 27 De manera previa a la puesta en servicio de un proyecto y en conformidad a lo establecido en la norma técnica, el interesado deberá acordar con el Coordinador un cronograma de puesta en servicio en el que se establecerán las actividades a realizar y los plazos asociados a dichas actividades. Cualquier modificación de dichos plazos deberá ser comunicada al Coordinador quien podrá aprobar o rechazar justificadamente dicha modificación. Todo incumplimiento en los plazos establecidos para el período de puesta en servicio deberá ser comunicado por el Coordinador a la Superintendencia pudiendo aplicarse las sanciones que correspondan.

Artículo 28 Concluida la etapa de puesta en servicio, el coordinado titular de la respectiva instalación deberá presentar al Coordinador una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente, pudiendo éste último verificar tal circunstancia. Posteriormente, el Coordinador emitirá su aprobación para la entrada en operación del respectivo proyecto, en los plazos que establezca la Norma Técnica respectiva.

Artículo 29 Sólo las instalaciones de generación y Sistemas de almacenamiento que correspondan, que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el Artículo 149° de la Ley. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio, se remunerarán por las normas generales de transferencia. Sin perjuicio de lo anterior, en esta etapa, dichas inyecciones no deberán ser consideradas para la determinación del costo marginal del Sistema, ni para la repartición de ingresos por potencia.

CAPÍTULO 2

DEL RETIRO, MODIFICACIÓN Y DESCONEXIÓN DE INSTALACIONES

Artículo 30 El retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, de unidades del parque generador y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, la Comisión y la Superintendencia, con una antelación no inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y 36 meses respecto de instalaciones de transmisión. Tratándose de instalaciones de Sistemas de almacenamiento o aquellas que únicamente estén destinadas para la prestación de Servicios Complementarios, la comunicación deberá ser enviada con una antelación no inferior a 12 meses.

Las modificaciones de instalaciones que no tengan el carácter de relevante, de acuerdo a la normativa técnica, deberán ser comunicadas por escrito al Coordinador en un plazo no inferior a 30 días.

Artículo 31 Tratándose de instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, su retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, además de cumplir con la obligación y el plazo señalado en el Artículo anterior, deberá ser autorizado previamente por la Comisión, previo informe del Coordinador. En estos casos, la Comisión podrá negar el retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones, basado en el carácter de servicio público de los servicios que sustentan dichas instalaciones.

Artículo 32 La Comisión podrá prorrogar hasta por 12 meses los plazos establecidos en el Artículo 30, en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de una instalación del sistema puede generar riesgos para la seguridad del mismo, previo informe de seguridad del Coordinador.

Artículo 33 En casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión, mediante resolución, podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos indicados en el Artículo 30.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el propietario de la instalación deberá presentar a la Comisión una solicitud de exención de plazo, indicando las causas del retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, y los motivos por los cuales no le es posible cumplir con los plazos establecidos en el Artículo 30.

Artículo 34 El Coordinador deberá elaborar el informe de seguridad a que se refiere el Artículo anterior en la forma y plazo que determine la Comisión. Dicho informe deberá contener la evaluación de la afectación de los objetivos establecidos en el Artículo 72°-1 de la Ley.

TÍTULO III

DE LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

CAPÍTULO 1

DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Artículo 35 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.

Dicha Programación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La Programación de la Operación determinará el valor de los recursos de energías gestionables, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda.

Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como, características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, solicitudes de trabajos en las instalaciones, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, de acuerdo a lo indicado en el presente Título.

Artículo 36 En la Programación de la Operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica.

El costo de oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el costo asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de almacenamiento que correspondan, para efectos de la elaboración del Listado de prioridad de colocación señalado en el Artículo 56 del presente Reglamento.

Artículo 37 Para la determinación de este costo de oportunidad, el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros.

El Coordinador deberá utilizar, para la obtención de los costos de oportunidad de las energías gestionables, los mismos modelos e información aplicados en la Programación de la Operación. Sin perjuicio de lo anterior, estas metodologías, supuestos y parámetros deberán ser públicos y transparentes, y estar disponibles en la página web del Coordinador.

Artículo 38 El Coordinador podrá dividir el proceso de Programación de la Operación en distintas etapas según su horizonte temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos adecuados para efectos de la valorización estratégica de los recursos energéticos gestionables.

Artículo 39 El Coordinador deberá actualizar la Programación de la Operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado.

Artículo 40 Cuando el Coordinador defina distintas etapas dentro del proceso de Programación de la Operación, las etapas de colocación de los recursos energéticos serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario, mientras que las etapas de valorización de las energías gestionables serán realizadas con frecuencia y horizonte tal que permita recoger adecuadamente los costos de oportunidad asociados a estos recursos, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.

Artículo 41 El Coordinador deberá resguardar que el proceso de Programación de la Operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de corto plazo.

Artículo 42 El Coordinador deberá definir las metodologías, los modelos matemáticos, esquemas de medición y demás materias técnicas necesarias para ejecutar la programación de la operación en conformidad a la normativa vigente.

Los modelos matemáticos y metodologías a utilizar por el Coordinador para la Programación de la Operación deberán ser capaces de representar múltiples recursos energéticos gestionables, disponibilidad de combustibles y de energéticos primarios, y prestación de Servicios Complementarios, entre otros.

Artículo 43 Las etapas del proceso de Programación de la Operación se realizarán considerando, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica;
- b. Costos variables combustibles y no combustibles, y consumos específicos de las distintas unidades generadoras;
- c. Características y fechas de puesta en servicio de proyectos declarados en construcción;
- d. Costos y tiempos de partida y detención para unidades generadoras;
- e. Criterios y metodologías para la representación de centrales hidráulicas de embalse y con conectividad en serie hidráulica;
- f. Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural;
- g. Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica;
- h. Cotas, volumen y condiciones especiales de operación de embalses;
- i. Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados;
- j. Restricciones o acuerdos operativos que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador;
- k. Pronóstico de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas;
- l. Costos de Falla vigentes, determinados por la Comisión;
- m. Modelación temporal y espacial de la demanda eléctrica;
- n. Modelación del sistema de transmisión;
- o. Pronósticos centralizado de generación renovable con recursos primarios variables;
- p. Proyección de demanda eléctrica;
- q. Programas de mantenimiento preventivo mayor y trabajos en instalaciones sujetas a coordinación afectando su operación o disponibilidad;
- r. Información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema;
- s. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas;
- t. Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca;
- u. Requerimientos de Servicios Complementarios, en particular, niveles de reserva;
- v. Operación para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con autodespacho; y
- w. Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento y otros recursos energéticos gestionables.

Artículo 44 Para la Programación de la Operación, el Coordinador deberá considerar las

características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como tiempos de partida y detención de unidades generadoras, consumo específico de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, entre otras.

En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el Listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima. Este ajuste también deberá incluir la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho de acuerdo a la normativa vigente.

A su vez, el Coordinador deberá considerar las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los Coordinados serán responsables de informar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba. En cualquier caso, el Coordinador podrá efectuar auditorías para verificar los parámetros informados, en los términos establecidos en el Título V del presente Reglamento. Con todo, los puntos de operación factibles de las instalaciones a considerar en la Programación de la Operación, serán aquellos que permitan cumplir con todas sus obligaciones normativas, independientemente de su origen.

Artículo 45 El Coordinador podrá exigir niveles distintos de información a los Coordinados, para efectos de los procesos de Programación de la Operación, en atención a las características de sus instalaciones, su tamaño o el impacto sistémico que la operación de las mismas implique sobre la eficiencia económica y seguridad del sistema. Estas exigencias distintas de información deberán ser públicas.

Artículo 46 El Coordinador deberá considerar para la Programación de la Operación todos los antecedentes necesarios respecto de las cotas y volúmenes de embalses, conectividad hidráulica, y toda aquella información estadística que permita la adecuada modelación de las centrales hidráulicas. Los Coordinados titulares de centrales hidráulicas, deberán disponer en el tiempo y forma que requiera el Coordinador, toda la información necesaria para la Programación de la Operación. Asimismo, deberán disponer del equipamiento de medición de variables relacionadas con el recurso hídrico para generación, de acuerdo a los estándares establecidos en la norma técnica.

No obstante lo dispuesto en el inciso anterior, el Coordinador podrá disponer y operar directamente equipamiento que permita monitorear las variables relevantes que inciden en la utilización del recurso hídrico, tales como temperatura, precipitaciones, entre otras, en conformidad con la respectiva norma técnica.

Artículo 47 El Coordinador deberá determinar fundadamente y en conformidad a lo dispuesto en la norma técnica respectiva, aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las cuales sea necesario calcular un costo de oportunidad de la energía almacenada, con el objetivo de lograr la correcta minimización del costo total actualizado de abastecimiento en el sistema eléctrico. Esta determinación se realizará considerando, entre otros, los siguientes aspectos de cada central:

- a. Capacidad de gestión temporal de energía;
- b. Nivel o volumen de energía almacenada;
- c. Pronóstico de generación y de energías afluentes;
- d. Potencia nominal de la central;
- e. Operación esperada; e
- f. Impacto sistémico sobre la seguridad, suficiencia o eficiencia económica en el sistema eléctrico.

Adicionalmente, para aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo

primario sea hídrico, deberá considerar niveles y capacidad de almacenamiento de los embalses, naturaleza hídrica de la cuenca en que se encuentra la central y la conectividad hidráulica entre centrales, entre otros aspectos que estime necesarios.

El Coordinador deberá disponer en el sistema de información pública la determinación antes señalada para cada central y los antecedentes que fundaron dicha definición. Asimismo, deberá informar al Coordinado respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones, respecto de la definición de un costo de oportunidad para la central de la energía almacenada. Esta definición podrá ser modificada por el Coordinador con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.

Artículo 48 El Coordinador deberá utilizar, para la Programación de la Operación, el pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables y la proyección centralizada de demanda, elaboradas en virtud de las disposiciones establecidas en el presente Reglamento. Las resoluciones y horizontes temporales de esta proyección y pronósticos deberán ser tales que permitan una adecuada modelación y representación del sistema para las distintas etapas de la Programación de la Operación.

Artículo 49 Los Coordinados titulares de centrales termoeléctricas deberán declarar su disponibilidad de combustibles para generación eléctrica, la que deberá estar debidamente justificada y será utilizada por el Coordinador como insumo para la Programación de la Operación.

La norma técnica establecerá el horizonte de tiempo, la oportunidad, la resolución temporal y otros requisitos que deberá contener esta declaración de disponibilidad, considerando para ello aspectos tales como el tamaño y las características técnicas de la central, su capacidad instalada, la tecnología, el tipo de combustible utilizado y el impacto de la operación de la misma sobre el sistema eléctrico en su conjunto, entre otros. Cualquier cambio en la disponibilidad de combustible y restricción de suministro de insumos de centrales térmicas informada deberá estar debidamente justificado e informado al Coordinador de acuerdo a lo dispuesto en la norma técnica.

El Coordinador deberá resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información utilizada para la declaración de disponibilidad, pudiendo efectuar auditorías y solicitando los antecedentes que estime necesarios. Asimismo, deberá publicar y mantener actualizada la información de disponibilidad utilizada en la Programación de la Operación.

Artículo 50 El Coordinador deberá elaborar estudios para la adecuada modelación del sistema eléctrico, en aquellas variables que generen impactos relevantes en el ejercicio de optimización que realiza con ocasión de la Programación de la Operación o en la operación en tiempo real del conjunto de las instalaciones sujetas a coordinación.

En particular, el Coordinador deberá realizar estudios de proyección de precios de combustibles en los horizontes que requiera la Programación de la Operación, a fin de contar con una proyección propia fundada respecto de la evolución de estos precios, así como también estudios para la correcta modelación de las restricciones de suministro de insumos de centrales termoeléctricas cuya operación genere un impacto relevante en la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Los Coordinados podrán participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los estudios señalados en el presente Artículo.

Artículo 51 Para la elaboración de la Programación de la Operación, el Coordinador deberá considerar un parque de generación que represente el desarrollo esperado de la matriz de generación y que cumpla con la normativa vigente, el que deberá estar basado en criterios actualizados, al menos anualmente, por el Coordinador y determinado en base a estudios realizados o contratados por el mismo.

En caso que el Coordinador requiera, para el cumplimiento de sus funciones, información y antecedentes que se encuentren contenidos en informes elaborados por la Comisión y éstos

resulten aplicables de acuerdo a los objetivos de las funciones correspondientes, deberá considerar dicha información. En cualquier caso, el Coordinador deberá considerar, al menos, todos aquellos proyectos de generación y transmisión declarados en construcción por la Comisión. Además, deberá considerar la fecha de entrada en operación actualizada de los señalados proyectos.

Artículo 52 Los Pequeños Medios de Generación Distribuida y los Pequeños Medios de Generación que operen con autodespacho, de conformidad a lo dispuesto en la normativa vigente, deberán ser incorporados por el Coordinador en la Programación de la Operación, considerando el pronóstico centralizado de generación indicado en el Capítulo 3 del presente Título.

El titular de un Pequeño Medio de Generación Distribuida, deberá enviar al Coordinador, en el tiempo y forma que este requiera y de acuerdo con la normativa vigente, toda la información relevante para la incorporación de sus instalaciones en el proceso de programación. El tipo de información que el Coordinador solicite dependerá, entre otros, de la potencia nominal de la central, su energía esperada generada, su ubicación y tecnología, así como el impacto que su operación genere sobre el sistema eléctrico, en los términos que se indique en la respectiva norma técnica.

Artículo 53 Para efectos de determinar los caudales afluentes disponibles para generación eléctrica a utilizar en la Programación de la Operación, el Coordinador deberá considerar dos periodos de naturaleza distinta dentro de un año hidrológico; un periodo aleatorio y un periodo de incertidumbre reducida.

Durante el periodo de incertidumbre reducida, el Coordinador deberá proyectar caudales a partir de un pronóstico de deshielo. Durante el periodo aleatorio, el Coordinador deberá realizar la previsión de caudales sobre la base de una metodología que considere la incertidumbre hidrológica.

Artículo 54 Los Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas deberán entregar e informar al Coordinador los convenios de riego y acuerdos operativos que afecten la disponibilidad de recursos hídricos de dichas centrales, así como cualquier modificación a dichos convenios o acuerdos. La forma y oportunidad de la información será especificada en la respectiva norma técnica. De igual modo, deberán informar al Coordinador respecto de la configuración de la cuenca hídrica en que se encuentran sus centrales, en particular, respecto de la conectividad serie con otras centrales aguas arriba o abajo de sus instalaciones, información relativa a pronósticos de caudales afluentes en régimen natural, caudales ecológicos y restricciones ambientales, entre otros. El Coordinador deberá incorporar dicha información con el fin de lograr la correcta modelación de las centrales hidráulicas en la Programación de la Operación.

Cualquier otro criterio de consideración estadística de hidrología de afluentes, niveles de embalses, criterios de cálculo, metodologías y plazos para el proceso de pronóstico de caudales y afluentes hidrológicos, así como para la correcta modelación de las centrales hidroeléctricas deberá ser determinado e informado por el Coordinador a los Coordinados en las formas que determine la respectiva norma técnica.

Artículo 55 El Coordinador podrá determinar el establecimiento y la cancelación de Condiciones Especiales de Operación para centrales hidroeléctricas de embalse, así como también para otras Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Sistemas de almacenamiento, en virtud de la verificación o estimación de condiciones de operación proyectadas que las sustenten. Estas Condiciones podrán considerar situaciones de vertimiento, vertimiento evitable y agotamiento, si se prevé que la central o Sistema de almacenamiento alcanzará su capacidad máxima o mínima en el periodo de análisis que corresponda, o que existen restricciones en el sistema eléctrico que no permiten el uso óptimo de los recursos energéticos gestionables, según lo determine la respectiva norma técnica.

Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, los Coordinados deberán informar al Coordinador en caso que verifiquen o estimen Condiciones Especiales de Operación en sus instalaciones. Esta

información deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la Programación de la Operación y en la Operación en Tiempo Real del sistema eléctrico, en caso que corresponda.

De manera análoga, los Coordinados podrán solicitar al Coordinador la cancelación de una Condición Especial de Operación cuando prevean que no se cumplirán o se han dejado de cumplir los factores que determinaron la pertinencia de dicha condición, solicitud que deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la Programación de la Operación y en la Operación en Tiempo Real del sistema eléctrico, en caso que corresponda.

Artículo 56 A partir de los resultados de la Programación de Operación, el Coordinador deberá establecer el Listado de prioridad de colocación, en el que deberá definir, para un determinado horizonte y resolución temporal, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de Sistemas de almacenamiento, según corresponda, de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, considerando los costos variables y los costos de oportunidad en los términos señalados en el presente título y en la respectiva norma técnica.

El resultado de la Programación de la Operación deberá contener el nivel de generación de cada central o unidad generadora o Sistema de almacenamiento, en función de los costos del Listado de prioridad de colocación. En caso que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de centrales que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad fue despachada fuera de Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus costos de acuerdo a lo señalado en el Título IV del presente Reglamento.

Asimismo, el proceso de Programación de la Operación deberá entregar, al menos, los siguientes resultados:

- a. Costos marginales programados con resolución acorde a la etapa de proceso de Programación;
- b. Retiros e inyecciones de energía de los Sistemas de almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo;
- c. Cotas iniciales y finales, y estado de operación de los embalses;
- d. Transferencias por líneas del sistema de transmisión y sus limitaciones;
- e. Trabajos e intervenciones aprobados e informes de limitación, conexiones y desconexiones;
- f. Niveles de reserva;
- g. Factores de penalización que representen las pérdidas incrementales y restricciones de capacidad del sistema de transmisión, de manera que permitan referir los costos considerados en el Listado de prioridad de colocación desde sus respectivas barras a una barra de referencia del sistema;
- h. Valor y nivel de colocación de la energía gestionable; y
- i. En caso de Decreto de Racionamiento vigente, se deberá indicar los montos de energía racionada y cualquier otra información requerida por el decreto correspondiente.

Los resultados de la Programación deberán publicarse en el Sistema de Información Pública del Coordinador.

Artículo 57 Los resultados de la Programación de la Operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la Operación en Tiempo Real de las instalaciones sujetas a coordinación.

Artículo 58 El Coordinador deberá velar por la transparencia del proceso de Programación de la Operación. Para ello, deberá mantener actualizada y a disposición pública, en forma gratuita, toda la información y estudios que se utilicen como antecedentes, los modelos y metodologías de cálculo, bases de datos, procedimientos utilizados y los resultados que se obtengan.

Artículo 59 El Coordinador deberá publicar, al menos mensualmente, un informe resumido que contenga, entre otros, los siguientes antecedentes:

- a. Programa de operación para los siguientes 12 meses, incluyendo niveles de operación de los embalses, disponibilidad de combustible para generación y la generación esperada de cada central;
- b. Indisponibilidad de las unidades y programa de mantenimiento preventivo mayor;
- c. Disponibilidad de combustibles para generación eléctrica;
- d. Proyectos que se encuentren en periodo de puesta en servicio indicando la fecha de inicio y las principales características del proyecto;
- e. Proyectos que hayan entrado en operación indicando la respectiva fecha y las principales características del proyecto;
- f. Tramos de costo de falla;
- g. Modelación del sistema de transmisión; y
- h. Programas de mantenimiento, solicitudes de trabajo y de desconexión de instalaciones.

CAPÍTULO 2

DE LOS COSTOS VARIABLES

Artículo 60 Los costos variables corresponderán a aquellos costos en los que incurre cada Empresa Generadora, por unidad de generación, para producir energía eléctrica, o cada titular de Sistemas de Almacenamiento para la inyección de energía, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación.

El costo variable de las unidades generadoras se determinará como la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible.

La norma técnica definirá metodologías para el reconocimiento de los costos variables de las distintas tecnologías, considerando las características particulares del mercado del insumo o combustible respectivo y la disponibilidad del mismo.

Artículo 61 Los Coordinados deberán declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica, los que en cualquier caso deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del costo en que se incurre, tales como facturas, contratos de suministro o de prestación de servicio, entre otros.

El Coordinador deberá resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información utilizada para la declaración de costos, pudiendo efectuar auditorías y solicitando los antecedentes que estime necesarios. Asimismo, deberá publicar y mantener actualizada la información que permita reproducir la determinación de los respectivos costos.

Artículo 62 Los Coordinados deberán declarar los costos de partida de sus unidades generadoras a efectos de ser considerados por el Coordinador en la determinación de la Programación de la Operación del sistema. Los costos de partida deberán considerar, entre otros, los costos de combustible y consumos específicos del proceso de partida de una unidad generadora, de acuerdo a las definiciones establecidas en la norma técnica. Los costos de partida no formarán parte de la determinación de costos variables señaladas en el Artículo precedente.

Los costos de partida no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas unidades generadoras que realicen el proceso de partida para inyectar su energía al sistema y determinan el costo marginal, deberán ser remuneradas por los costos de operación incurridos por dicho proceso. Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a Clientes Finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

CAPÍTULO 3

DEL PRONÓSTICO CENTRALIZADO DE GENERACIÓN

Artículo 63 El Coordinador deberá elaborar un pronóstico centralizado de generación renovable variable, con el objetivo de representar adecuadamente la operación real de las unidades generadoras que utilizan estos recursos. Para ello, deberá utilizar un modelo que considere, al menos, variables meteorológicas, información en tiempo real, aspectos geográficos, pronósticos enviados por los Coordinados, estadística de generación y demanda, disponibilidad de recursos, entre otros. Este pronóstico deberá ser utilizado en las respectivas etapas del proceso de Programación de la Operación según corresponda, de acuerdo a lo establecido en el presente Título.

Artículo 64 Para la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable variable, el Coordinador deberá contar con un pronóstico de disponibilidad de recursos primarios variables utilizados por este tipo de generación, considerando, al menos, los utilizados por centrales eólicas, solares e hidráulicas.

Artículo 65 El Coordinador deberá considerar para el pronóstico centralizado de generación renovable variable la proyección de los caudales afluentes y disponibilidad del recurso hídrico para las centrales hidroeléctricas. Para ello, deberá elaborar y utilizar una metodología para proyectar caudales afluentes de las distintas centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, considerando, entre otros, antecedentes, pronósticos de deshielo, variables meteorológicas, configuración de las cuencas hídricas e información estadística relevante.

Artículo 66 Para efectos de dar cumplimiento a lo indicado en el Artículo anterior, los Coordinados que operen a cualquier título unidades de generación renovable variable deberán:

- a. Disponer de equipamiento para realizar mediciones meteorológicas y del recurso primario;
- b. Enviar al Coordinador información estadística y en tiempo real conforme a lo dispuesto en la norma técnica de, al menos, lo siguiente:
 - i. Disponibilidad efectiva del recurso primario;
 - ii. Generación eléctrica en MW;
 - iii. Información de variables ambientales y meteorológicas, según corresponda a la tecnología de generación.
- c. Elaborar y enviar un pronóstico propio de energía generable para sus unidades de generación.
- d. Detectar e informar al Coordinador la ocurrencia de rampas de producción en el corto plazo.

Artículo 67 La información de energía generable y disponibilidad efectiva del recurso primario enviada por cada Coordinado a que se refiere el Artículo anterior, deberá procurar minimizar el error de su pronóstico respecto de la disponibilidad efectiva del recurso en la operación real.

Adicionalmente, los Coordinados de centrales hidroeléctricas deberán, al menos:

- a. Disponer de equipamiento para la medición de caudales de los afluentes de sus respectivas instalaciones, así como también de equipamientos que permitan medir temperatura, presión, precipitaciones, nivel de nieve, entre otros.
- b. Entregar e informar al Coordinador los convenios de riego o acuerdos operativos que afecten la disponibilidad del recurso primario, así como cualquier modificación de los mismos.
- c. Entregar al Coordinador información de la energía afluente histórica con caudales o energía afluentes en régimen natural y aprovechable.
- d. Informar al Coordinador las matrices de generación con caudales afluentes en régimen natural y aprovechable, justificadas en estudios hidrológicos realizados al efecto.

Artículo 68 Para el cumplimiento de las obligaciones señaladas en el presente Capítulo, los

Coordinados podrán realizar acciones conjuntas con otros Coordinados, tales como el uso de equipamiento común, elaboración de pronóstico de generación conjunta, entre otros, en caso que permitan hacer más eficiente el uso de equipamiento requerido para la elaboración de los pronósticos y disponibilidad de recursos primarios, previa autorización del Coordinador. .

Artículo 69 El Coordinador podrá elaborar o mandar la elaboración de estudios para proyectar caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, considerando, al menos, pronósticos de deshielo, variables meteorológicas, configuración de cuencas, e información estadística relevante.

Asimismo, el Coordinador deberá realizar o mandar la realización de estudios que le permitan tener pronósticos de deshielo para las distintas centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional que lo requieran.

Artículo 70 El Coordinador deberá analizar y evaluar los pronósticos enviados por los Coordinados de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 66 y definir su incorporación en el modelo utilizado para la elaboración del pronóstico centralizado. Este modelo deberá procurar la minimización de las desviaciones entre sus resultados y la operación real.

Artículo 71 No obstante las obligaciones de los Coordinados respecto a disponer de equipamiento y del deber de información según lo dispuesto en el presente Título, el Coordinador podrá disponer y operar directamente equipamiento que permita monitorear las variables relevantes que incidan en la elaboración del pronóstico de generación y disponibilidad de recursos primarios, tales como temperatura, caudales, nivel de irradiación, velocidad del viento, entre otras, en conformidad con la respectiva norma técnica.

Artículo 72 El Coordinador podrá aplicar exigencias distintas a los Coordinados para la elaboración de pronósticos de generación, disponibilidad de recursos primarios variables, de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos, resguardando la operación segura y económica del sistema eléctrico.

Artículo 73 El Coordinador podrá solicitar a los Coordinados información respecto a las desviaciones ocurridas entre los resultados de la operación real y sus pronósticos de generación y disponibilidad de recursos primarios.

Artículo 74 El Coordinador deberá publicar el pronóstico centralizado de generación renovable variable, el pronóstico de disponibilidad de recursos primarios variables, así como los antecedentes utilizados para la elaboración de los mismos.

Asimismo, el Coordinador deberá elaborar índices de error, tanto de los pronósticos enviados por los Coordinados como del pronóstico centralizado, y deberá publicar reportes periódicos que den cuenta de las desviaciones respecto a la operación real.

La norma técnica definirá estándares respecto a desviaciones, calidad de información y equipamiento para la correcta elaboración de los pronósticos.

CAPÍTULO 4

DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES Y REGULADOS

Artículo 75 El Coordinador deberá elaborar una proyección centralizada de demanda de clientes libres y regulados. Esta proyección deberá ser utilizada para la Programación de la Operación, en la forma y oportunidad que se detalla en el presente Reglamento y en las normas técnicas respectivas. Asimismo, podrá utilizar dicha proyección en el desarrollo de los distintos procesos que efectúe para el cumplimiento de sus funciones.

Artículo 76 La proyección centralizada de demanda podrá diferenciar distintas etapas de acuerdo

a lo definido para el proceso de Programación de la Operación.

Artículo 77 Para la elaboración de la proyección centralizada de demanda, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Información histórica de demanda;
- b. Información sobre generación en sistemas de distribución;
- c. Distintos tipos de clientes y sus patrones de consumo; y
- d. Condiciones meteorológicas.

Asimismo, el Coordinador podrá realizar estudios para el desarrollo del proceso de proyección de demanda.

Artículo 78 Las Empresas Distribuidoras y los clientes libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda al Coordinador, en la forma y oportunidad que éste determine.

Artículo 79 No obstante las obligaciones de los Coordinados respecto a disponer de equipamiento y del deber de información según lo dispuesto en el presente Título, el Coordinador podrá disponer y operar directamente equipamiento que permita monitorear las variables relevantes que incidan en la elaboración de la proyección de demanda, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.

Artículo 80 El Coordinador podrá solicitar a los Coordinados información respecto a las desviaciones ocurridas entre los resultados de la operación real y la proyección de demanda informada.

Artículo 81 El Coordinador deberá elaborar índices de error de las proyecciones de demanda, y deberá publicar reportes periódicos que den cuenta de las desviaciones respecto a la operación real, tanto de las proyecciones enviadas por los Coordinados, como de la elaborada por el Coordinador. La norma técnica definirá estándares respecto a desviaciones y calidad de información.

CAPÍTULO 5

DE LA PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS Y SOLICITUDES DE TRABAJOS

Artículo 82 El Coordinador deberá formular los programas de mantenimientos de las instalaciones sujetas a su coordinación. Asimismo, deberá programar y coordinar las solicitudes de trabajos en instalaciones sujetas a su coordinación, distintas a mantenimientos preventivos mayores, que emitan los Coordinados.

Tanto los mantenimientos como los trabajos en instalaciones deberán ser considerados por el Coordinador para efectos de la Programación de la Operación, en las etapas que correspondan.

Artículo 83 El Coordinador deberá planificar y coordinar el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor de las instalaciones, verificando que este programa preserve la seguridad y calidad de servicio y permita la minimización de costos de operación de la Programación de la Operación.

Para dichos efectos, los Coordinados presentarán ante el Coordinador, en la oportunidad y forma que determine la norma técnica, solicitudes de mantenimiento mayor de sus instalaciones, los cuales serán un insumo para el proceso de programación de mantenimientos que realice el Coordinador.

Para la elaboración del Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor el Coordinador podrá aprobar, modificar o rechazar las solicitudes de los coordinados para mantenimientos.

Artículo 84 El Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor podrá ser actualizado por el Coordinador en atención a modificaciones en las condiciones de operación del sistema eléctrico o frente a cambios en las autorizaciones de las solicitudes de los Coordinados, así como también frente a otras circunstancias que impliquen desviaciones importantes en la optimización que se realiza con ocasión de la Programación de la Operación.

Artículo 85 El Coordinador deberá comunicar el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor a los Coordinados, quienes podrán efectuar observaciones a dicho programa en la forma y oportunidad que éste señale.

El Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor definitivo deberá ser informado a los Coordinados y quedará disponible en el sitio web del Coordinador.

Artículo 86 Los Coordinados deberán presentar al Coordinador, en la modalidad y oportunidad que éste determine, solicitudes de trabajos en sus instalaciones sujetas a coordinación, que comprendan las acciones de intervención, conexión y desconexión de instalaciones con el propósito de llevar a cabo trabajos, conexiones y pruebas de instalaciones, así como cualquier otra intervención en dichas instalaciones.

El Coordinador deberá analizar, evaluar y coordinar las solicitudes de trabajo de los Coordinados para efectos de su incorporación en la Programación de la Operación, pudiendo rechazar, aprobar o establecer las modificaciones que se requieran a dichas solicitudes, informando tales acciones a los Coordinados.

Los resultados de la coordinación de estos trabajos deberán ser utilizados como antecedentes para la realización o actualización de los procesos de Programación de la Operación en los horizontes de tiempo que correspondan.

Artículo 87 Todos los mantenimientos preventivos mayores o trabajos en las instalaciones del sistema eléctrico que no se ajusten a las fechas aprobadas por el Coordinador, serán considerados para efectos del cálculo de la indisponibilidad de dichas instalaciones, en relación a la determinación de la potencia de suficiencia y los correspondientes balances de transferencias de potencia.

CAPÍTULO 7

DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Artículo 88 Los Sistemas de almacenamiento interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.

Artículo 89 Los Coordinados de Sistemas de almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo estarán habilitados para efectuar retiros desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y demás normativa vigente.

Artículo 90 En los Sistemas de almacenamiento y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Inyección, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el Modo Inyección corresponde a aquel en el que se transforma

la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.

Artículo 91 Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados para el proceso de almacenamiento, estarán destinados exclusivamente a la operación en Modo Retiro, y no podrán ser destinados a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.

Artículo 92 Los retiros de energía realizados para el proceso de almacenamiento y destinados al arbitraje de precios de energía, deberán ser reconocidos por el Coordinador del respectivo Sistema de Almacenamiento o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, al costo marginal de la barra de retiro de dicha energía. En tanto, las inyecciones de energía que éstos realicen deberán ser valorizadas al costo marginal de la barra de inyección de dicha energía.

Artículo 93 Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de almacenamiento no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.

Artículo 94 El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de un Sistema de Almacenamiento o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

Artículo 95 Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para:

- a) La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el Artículo 150° bis de la Ley;
- b) El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión;
- c) La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los pequeños medios de generación y pequeños medios de generación distribuida establecidos en la Ley;
- d) El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del Artículo 150° ter de la Ley, y
- e) El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo 96 Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento destinados al arbitraje de precios de energía o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, deberán comunicar al Coordinador un programa de retiros, en la forma, periodicidad y oportunidad de acuerdo a la respectiva norma técnica. El programa de retiros deberá especificar el nivel estimado de retiro de energía eléctrica, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en un determinado horizonte de tiempo, que deberá ser determinado por el Coordinador de acuerdo con las características técnicas y el impacto sistémico de la operación esperada de la respectiva instalación.

Artículo 97 El Coordinador deberá determinar un programa eficiente con los niveles óptimos de inyecciones y retiros para el Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo que, preservando la seguridad de servicio del sistema eléctrico, minimice el costo total actualizado de abastecimiento. El Coordinador deberá comparar los niveles de retiro del programa eficiente de inyecciones y retiros determinado previamente, con los indicados en el programa de retiros presentado por el Coordinado respectivo. Del resultado de esta comparación, deberán ser calificadas por el Coordinador como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas del programa de retiros presentado por el titular, que tengan niveles de retiro superiores a las del programa eficiente de inyecciones y retiros.

A partir de lo anterior, el Coordinador entregará al Coordinado el programa eficiente de inyecciones y retiros, la calificación de las horas de acuerdo a lo dispuesto en el inciso anterior y una propuesta de modificación del programa de retiros entregado inicialmente.

Una vez conocida la propuesta elaborada por el Coordinador, el Coordinado deberá informar a éste un programa definitivo de retiros que especifique el nivel de retiro de energía, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en el horizonte de tiempo determinado por el Coordinador. Este programa definitivo de retiros será incorporado en la Programación de la Operación.

Artículo 98 Sin perjuicio de lo señalado en los artículos precedentes, el Coordinado de un Sistema de Almacenamiento dedicado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, podrá solicitar al Coordinador, en la forma y oportunidad que defina la norma técnica, su operación centralizada en Modo Retiro, en cuyo caso el Coordinador determinará los niveles de retiro para almacenamiento. Los saldos que se origine a partir de las inyecciones y retiros valorizados del Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo, y que se produzcan a raíz de la operación centralizada de ambos modos, será de cargo del Coordinado respectivo y deberá ser considerado en los balances de transferencias de energía correspondientes.

Artículo 99 La oportunidad y forma en que se deberá realizar los procesos señalados en los artículos anteriores, así como los antecedentes que deban aportar los Coordinados respectivos, serán determinados por el Coordinador, teniendo en consideración las características técnicas de cada instalación y su impacto sobre la operación del sistema eléctrico, en conformidad norma técnica.

Artículo 100 El Coordinador deberá comparar la operación en tiempo real del Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo, con el programa eficiente de inyecciones y retiros, y, del resultado de esta comparación, deberá calificar como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas en que la operación real de la instalación respectiva haya implicado un mayor nivel de retiro horario de potencia desde el sistema eléctrico que el definido en el señalado programa para dicha hora.

Artículo 101 El Coordinador deberá incorporar en la Programación de la Operación a los Sistemas de Almacenamiento destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, deberá optar una de las siguientes metodologías en lo referente a su Modo Inyección:

- a) Considerar la inyección del Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo en la Lista de prioridad de colocación con un costo variable determinado por el Coordinador en los términos señalados en el Artículo 103; o
- b) Determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la Programación de la Operación, el Coordinador deberá determinar un valor a la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al costo variable calculado según lo dispuesto en el Artículo 103, y deberá ser considerado para la instalación respectiva en el Listado de prioridad de colocación.

La metodología que defina el Coordinador deberá ser informada al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones. Esta metodología podrá ser modificada por el Coordinador, con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.

Artículo 102 Para la determinación de la metodología señalada en el Artículo precedente, el Coordinador considerará, al menos, las siguientes características del correspondiente Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo:

- i) Capacidad de almacenamiento;
- ii) Nivel o volumen de energía almacenada;
- iii) Potencia nominal en Modo Inyección;
- iv) Operación esperada de la instalación; e

v) Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.

Adicionalmente, para Centrales con Almacenamiento por Bombeo, deberá considerar las estadísticas y pronósticos de energía afluente y la proporción de la energía afluente y de la energía retirada, respecto de la capacidad de almacenamiento.

Artículo 103 El costo variable de un Sistema de Almacenamiento destinado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, será determinado por el Coordinador, considerando los distintos costos incurridos para permitir el almacenamiento de energía, y su posterior uso para la inyección de electricidad, incluyendo las pérdidas asociadas a dicho proceso, durante la ventana de valorización. Adicionalmente, para Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberá considerar la proporción que la energía retirada para almacenamiento representa respecto del total de energía almacenada en la central.

El costo variable de un Sistema de Almacenamiento será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de energía eléctrica. Dicho factor deberá ser determinado por el Coordinador, según lo establecido en la norma técnica.

El costo variable de una Central con Almacenamiento por Bombeo será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro de la Central con Almacenamiento por Bombeo, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, multiplicado por el cociente entre la energía retirada para almacenamiento durante la ventana de valorización y el total de energía almacenada durante dicha ventana, y ajustado por un factor que refleje las pérdidas de energía en los mismos términos señalados en el inciso precedente.

Artículo 104 La ventana de valorización corresponderá al período de tiempo en el que se efectúan retiros de energía para el proceso de almacenamiento considerado para el cálculo del costo variable del Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo. Esta ventana deberá ser determinada por el Coordinador de acuerdo a lo establecido en la norma técnica, y deberá considerar sólo aquellas horas en que se hayan realizado retiros de energía desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, la capacidad de almacenamiento y regulación de la instalación, su potencia nominal en distintos modos de operación, entre otros criterios técnicos, de forma tal de reflejar el costo total de la energía almacenada.

El titular respectivo, durante el período de puesta en servicio de la instalación, podrá proponer al Coordinador una ventana de valorización. El Coordinador podrá aceptar, rechazar o modificar la propuesta presentada por el titular, en función de la verificación del aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos para minimizar el costo total de operación y falla del sistema.

Artículo 105 Los Coordinados titulares de un Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo, podrán solicitar justificadamente al Coordinador ajustar la ventana de valorización, quien deberá evaluar si dicho ajuste permite una mejor utilización de los recursos disponibles de acuerdo a las condiciones que se prevean en el sistema.

Con todo, el Coordinador podrá de oficio modificar la ventana de valorización en forma temporal o permanente, en atención a modificaciones relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico.

Artículo 106 El titular de un Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo deberá informar al Coordinador respecto de la ocurrencia de condiciones especiales de operación en sus instalaciones, a efectos de ser consideradas en la Programación de la Operación o en la operación real de las mismas. Estas condiciones especiales de operación serán definidas en la respectiva norma técnica.

Artículo 107 La operación de los Sistemas de Almacenamiento que se interconecten al sistema eléctrico como parte del proceso de planificación de la transmisión a que se refiere el Artículo 87° de la Ley, será centralizada y determinada por el Coordinador en función del cumplimiento de la minimización del costo total de operación y falla, y la preservación de la seguridad en el sistema eléctrico.

Los Coordinados titulares de dichos Sistemas de Almacenamiento, no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociadas a su operación. Los saldos que se produzcan a partir de dicha operación deberán ser asignados a las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. Las Empresas Generadoras deberán traspasar los montos recaudados a los titulares de los Sistemas de almacenamiento correspondientes, y deberán ser considerados en la determinación del cálculo del Cargo Único de Transmisión.

Artículo 108 En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación.

Se entenderá que la energía almacenada proviene exclusivamente de lo producido por la componente de generación. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio.

Artículo 109 Los modos de operación señalados en el Artículo precedente podrán ocurrir simultáneamente cuando la tecnología que disponga la central y la capacidad de conexión al sistema eléctrico lo permitan. La simultaneidad de los Modos de Descarga y Generación Directa, deberá ser considerada en la determinación de la potencia a utilizar en la Programación de la Operación.

Artículo 110 El Coordinador deberá incorporar en la Programación de la Operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, optando por alguna de las siguientes metodologías:

- a. Considerar la central en la Lista de prioridad de colocación con un costo igual a su costo variable declarado; o
- b. Determinar la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema, mediante un Programa de Generación Eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar un valor a la energía almacenada en la central, el que no podrá ser inferior al costo variable declarado, y será el valor con que se incorpore la central en la Lista de prioridad de colocación.

La metodología que defina el Coordinador deberá ser informada al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones. Esta metodología podrá ser modificada por el Coordinador, con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.

Artículo 111 Para la determinación de la metodología señalada en el Artículo precedente así como del Programa de Generación Eficiente, el Coordinador considerará, al menos, las siguientes características de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento:

- a. Capacidad de almacenamiento;
- b. Nivel o volumen de energía almacenada;

- c. Pronóstico de generación y de energías afluentes;
- d. Potencia nominal de las componentes de generación y almacenamiento;
- e. Operación esperada de la central; e
- f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.

Artículo 112 El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

Artículo 113 El Coordinado titular de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá informar al Coordinador, de acuerdo a lo indicado en la norma técnica, sus pronósticos de generación, considerando la gestión temporal de la energía que corresponda realizar de la energía de acuerdo a la metodología señalada en el Artículo 110. El Coordinador deberá considerar, en la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable, la operación esperada de este tipo de centrales en sus distintos modos de operación.

Artículo 114 Los Coordinados titulares de las instalaciones a que hace referencia el presente capítulo deberán poner en conocimiento del Coordinador, según este lo requiera para el cumplimiento de sus funciones, de toda la información necesaria respecto de niveles o estados de carga, niveles máximos y mínimos de almacenamiento, características técnicas de las instalaciones, entre otros.

CAPÍTULO 6

DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Artículo 115 El Coordinador, a través de las funciones de despacho y control, deberá 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.

Para estos efectos, el Coordinador deberá:

- a. Impartir a los Coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación.
- b. Supervisar y controlar el comportamiento de las variables eléctricas en el conjunto de instalaciones sujetas a coordinación, verificando que se mantengan dentro de los rangos de operación definidos por las normas técnicas correspondientes;
- c. Coordinar la provisión de Servicios Complementarios que el sistema eléctrico requiere, realizando la compatibilización entre la Programación de la Operación y los criterios definidos para la provisión de dichos Servicios;
- d. Supervisar el comportamiento de la demanda y generación, tomando medidas correctivas respecto de la Programación en atención a actualizaciones de los pronósticos de que disponga;
- e. Coordinar y supervisar la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio;
- f. Corregir los desvíos que existan respecto a la Programación de la Operación;
- g. Tomar las medidas pertinentes ante fallas en el sistema eléctrico;
- h. Coordinar la desconexión de instalaciones en caso que la operación de las mismas ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio del sistema.
- i. Actualizar la Programación de la Operación en atención a cambios relevantes en las condiciones operacionales del sistema no considerados por ésta;
- j. Implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema eléctrico;
- k. Supervisar la operación de los Pequeños Medios de Generación que operen con autodespacho;
- l. Mantener informados a los Coordinados respecto de la condición operativa del sistema en su conjunto o de sus instalaciones;
- m. Coordinar la ejecución de las solicitudes de trabajos; y

- n. Coordinar e instruir acciones a efectos de preservar la de seguridad y calidad de servicio del sistema;

Sin perjuicio de lo anterior, le corresponderá cada Coordinado efectuar bajo su propia responsabilidad, las maniobras efectivas de operación de las instalaciones.

Artículo 116 El Coordinador deberá adoptar las decisiones que se requieran para la aplicación de las metodologías, esquemas de medición, protocolos de comunicación u otras materias técnicas relativas a la Operación en Tiempo Real del sistema eléctrico.

Asimismo, el Coordinador deberá disponer de sistemas de información y comunicación que permitan efectuar las funciones relativas a la Operación en Tiempo Real, para lo cual deberá contar, al menos, con sistemas de información en tiempo real, sistemas de comunicaciones de voz operativas, y sistemas de monitoreo. Por su parte, los Coordinados deberán disponer del equipamiento necesario para la integración a los sistemas de información y comunicación que determine el Coordinador.

Artículo 117 El Coordinador deberá contar con un Centro de Despacho y Control, en adelante e indistintamente CDC, para la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional.

Adicionalmente, por seguridad, el Coordinador deberá contar con, al menos, un CDC de respaldo ubicado en un área geográfica que permita garantizar la continuidad de la función de supervisión y control que corresponde.

Sin perjuicio de lo señalado en los incisos anteriores, el Coordinador podrá contar con Centros de Despacho y Control Regionales, los cuales podrán abarcar territorialmente una o más regiones o áreas geográficas y deberán contar con las instalaciones necesarias para permitir la operación descentralizada del respectivo sistema, pudiendo ser uno de éstos el CDC de respaldo.

Le corresponderá al Coordinador definir la estructura y organización de estos centros de Despacho y Control Regionales, los que en todo caso dependerán directamente del CDC. Asimismo, el Coordinador deberá definir el área geográfica sujeta a coordinación de los respectivos Centros de Despacho y Control Regionales, así como adoptar todas las medidas necesarias para asegurar el cumplimiento de los fines de la coordinación señalados en el Artículo 5.

Artículo 118 Toda instalación del sistema eléctrico sujeta a coordinación deberá ser operada por un Centro de Control, el cual se coordinará en tiempo real con el CDC con el fin de cumplir sus instrucciones y proporcionar a éste la información necesaria para la operación del sistema.

Los Centros de Control deberán cumplir los requerimientos relativos a su ubicación, idioma en el cual se realicen las comunicaciones, protocolos de comunicación, calidad de la información, tiempos de respuesta, sitios y equipamientos de respaldo, entre otros, que defina el Coordinador.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá diferenciar fundadamente las exigencias a distintos Centros de Control dependiendo de las características de las instalaciones de los Coordinados, su tamaño, o el impacto sistémico de la operación de éstas, entre otros.

Artículo 119 Sin perjuicio de lo establecido en el Artículo anterior, los Coordinados podrán operar en tiempo real sus instalaciones a través de un Centro de Control común que opere simultáneamente instalaciones de más de un Coordinado, previa autorización del Coordinador. Para estos efectos, los Coordinados correspondientes deberán suscribir y presentar al Coordinador un convenio con el representante del Centro de Control común, el que debe dar cuenta que éste último efectuará la operación de las instalaciones cumpliendo las instrucciones del Coordinador. No obstante lo anterior, el Coordinado será responsable, en todo momento e individualmente, por el cumplimiento de todas las obligaciones relativas a sus instalaciones, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 13 del presente reglamento.

Artículo 120 Los Coordinados, a través de sus Centros de Control, deberán proporcionar al Coordinador toda la información en tiempo real necesaria para la supervisión y coordinación de las instalaciones sujetas a coordinación, la que deberá ser consistente con la información técnica entregada por éstos para todos los otros procesos que lleve a cabo el Coordinador, quien a su vez deberá resguardar, en todo momento, la coherencia y consistencia de la información entregada y realizar los ajustes o actualizaciones que correspondan.

Artículo 121 Será responsabilidad de los Coordinados, a través de sus Centros de Control, mantener debidamente informado al CDC de las restricciones operacionales o limitaciones que se presenten en sus instalaciones y que puedan afectar su operación o la seguridad del sistema eléctrico, de modo que se puedan ejercer las medidas correctivas oportunamente.

Cualquier limitación no incluida en la Programación de la Operación, así como cualquier falla que afecte a una instalación sujeta a coordinación, deberá ser comunicada al Coordinador a través del respectivo Centro de Control.

Artículo 122 El Coordinador, a través del o los Centros de Despacho y Control, deberá llevar el registro de eventos e informaciones relevantes de la Operación en Tiempo Real, tales como:

- a. Modificaciones y desviaciones respecto de los resultados de la Programación de la Operación;
- b. Estados operativos de instalaciones del sistema, en particular de unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento, instalaciones de transmisión e instalaciones para la prestación de Servicios Complementarios;
- c. Rampas de incremento o reducción de generación y demanda;
- d. Fallas de instalaciones sujetas a coordinación;
- e. Declaraciones y cancelaciones de Condiciones Especiales de Operación;
- f. Provisión efectiva de Servicios Complementarios;
- g. Niveles de demanda eléctrica con resolución al menos horaria;
- h. Declaración y cancelación de limitaciones de operación;
- i. Operación de instalaciones por instrucciones de seguridad; y
- j. Interconexión, desconexión, reposición y reconexión de instalaciones.

Artículo 123 Los Centros de Control deberán mantener permanentemente informado al CDC respecto a la siguiente información:

- a. Condiciones Especiales de Operación de centrales generadoras;
- b. Fallas de instalaciones sujetas a coordinación;
- c. Limitaciones de instalaciones sujetas a coordinación; y
- d. Desconexión de instalaciones.

Artículo 124 El Coordinador deberá registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en los procesos de la Programación de la Operación.

Artículo 125 La Solicitud de Curso Forzoso se entenderá como una solicitud de trabajo de carácter urgente para la realización de trabajos que no puedan ser programados de acuerdo a lo establecido en el Artículo 82, y que puedan implicar un riesgo inminente a la seguridad de las personas, la continuidad del suministro eléctrico, el cumplimiento de restricciones ambientales, daños a las instalaciones u otro riesgo de carácter similar y que, por lo tanto, no pueden ser postergados.

Cualquier Solicitud de Curso Forzoso que realice un Coordinado para una instalación, deberá ser justificada y comunicada al respectivo Centro de Despacho y Control por el Centro de Control correspondiente a la instalación afectada, las que deberán ser analizadas previamente a su incorporación en la operación. El Coordinador podrá requerir al solicitante información adicional para verificar que los trabajos indicados en la solicitud se ajusten a las características de una Solicitud de Curso Forzoso.

Artículo 126 En forma previa al inicio de las acciones relacionadas con una solicitud de trabajo programada, el Centro de Control de la instalación correspondiente deberá solicitar, la autorización del Coordinador.

En casos justificados por condiciones de operación del sistema, el Coordinador podrá aplazar o rechazar fundadamente alguna desconexión o intervención programada que se encuentre aprobada en los procesos de Programación de la Operación.

Artículo 127 El Coordinador deberá efectuar las acciones necesarias para el restablecimiento del abastecimiento de energía eléctrica en caso de fallas en las instalaciones sujetas a coordinación que impliquen la interrupción del suministro. Para ello, deberá elaborar un plan de recuperación servicio con objeto de obtener la normalización del suministro e instruirlo a los Coordinados de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.

El Coordinador deberá coordinar y dar las instrucciones necesarias para que los Coordinados actúen según los criterios previamente establecidos por el mismo para la recuperación del servicio.

El Coordinador podrá definir que la aplicación de etapas o acciones establecidas para la recuperación de servicio se realice a través de Centros de Control de Coordinados que éste determine, con el fin de lograr la normalización del sistema en forma eficiente, reduciendo el número de comunicaciones, efectuando acciones simultáneas en distintas zonas del sistema eléctrico, y disminuyendo los tiempos de recuperación de servicio.

Será responsabilidad de los Coordinados a que se refiere el inciso el anterior el cumplimiento de las instrucciones impartidas para la recuperación de servicio, debiendo justificar y comunicar todo cambio que decidiera introducir en sus estrategias para dicha recuperación.

CAPÍTULO 7

DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS CON MÁS DE UNA EMPRESA GENERADORA

Artículo 128 El Coordinador deberá efectuar la Programación de la Operación de las instalaciones de aquellos Sistemas Medianos en que exista más de una empresa generadora. Se entenderá que existe más de una empresa generadora cuando en un sistema mediano se encuentren operando dos o más empresas de generación de distinta propiedad, y que no revistan entre ellas el carácter de personas relacionadas en los términos del Título XV de la ley Nº 18.045, sobre Mercados de Valores.

Artículo 129 Las empresas que operen instalaciones de generación en Sistemas Medianos con más de una empresa generadora, estarán obligados a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente. Para estos efectos, estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que éste requiera para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador podrá realizar auditorías a la información señalada en el inciso anterior.

Artículo 130 El Coordinador deberá definir las metodologías, los modelos matemáticos, esquemas de medición y demás materias técnicas necesarias para ejecutar la programación de la operación en conformidad a la normativa vigente, debiendo considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas;
- b. Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica;
- c. Costos variables combustibles y no combustibles de las distintas unidades generadoras;
- d. Consumos específicos de combustibles para las distintas unidades generadoras;

- e. Requerimientos de seguridad, en particular niveles de reserva que cada unidad generadora debe aportar para cumplir con los requerimientos mínimos de reserva del sistema establecidos en la norma técnica;
- f. Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica;
- g. Proyección y modelación de la demanda eléctrica;
- h. Mantenimientos y trabajos que intervengan instalaciones afectando su disponibilidad o restringiendo la operación de las mismas;
- i. Información de desviaciones o cambios en las condiciones de operación del sistema; y
- j. Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento.

Con todo, la frecuencia con que se realice el proceso de Programación de la Operación de Sistemas Medianos será al menos diaria.

Artículo 131 Las Empresas Distribuidoras que operen en Sistemas Medianos con más de una empresa generadora, deberán informar al Coordinador las proyecciones de consumo eléctrico de sus clientes. Sobre la base de dicha información, el Coordinador elaborará una proyección de demanda eléctrica la que deberá incorporar en la Programación de la Operación.

Artículo 132 Las empresas generadoras que operen en Sistemas Medianos con más de una empresa generadora, deberán informar al Coordinador las proyecciones de generación de las unidades de generación renovables con recursos primarios variables, la que deberá ser utilizada por el Coordinador para la elaboración de un pronóstico de generación.

Artículo 133 La Programación de la Operación de los sistemas medianos deberá definir , al menos, lo siguiente:

- a. Niveles de generación de cada una de las unidades generadoras con una resolución al menos horaria;
- b. Retiros e inyecciones de energía de los Sistemas de almacenamiento;
- c. Niveles de reserva por unidad generadora y verificación del requerimiento de reserva sistémico; y
- d. Listado de prioridad de colocación de las unidades generadoras en el horizonte y resolución que corresponda.

Artículo 134 La Programación de la Operación de Sistemas Medianos deberá ser actualizada mediante un nuevo cálculo en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias o desviaciones importantes informadas al Coordinador. Los criterios que se utilicen para la actualización de este proceso y los canales de información que se requieran para ello se encontrarán en la respectiva norma técnica.

Artículo 135 El Coordinador deberá velar por la transparencia del proceso, y los resultados deberán ser puestos en conocimiento de las empresas que conformen los respectivos Sistemas Medianos con más de una empresa generadora en el tiempo y forma que defina la norma técnica respectiva.

Artículo 136 La operación en tiempo real de las instalaciones en estos sistemas será efectuada por los respectivos propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones correspondientes. Dicha operación deberá efectuarse en concordancia con los criterios y resultados definidos por la Programación de la Operación de Sistemas Medianos y la normativa vigente, preservando la seguridad del sistema y garantizando la operación a mínimo costo, tomando conocimiento de las desviaciones que se produzcan y sus causas, e informando al Coordinador a efectos de que este pueda adoptar medidas conducentes a corregir las desviaciones indeseadas en los próximos procesos.

TÍTULO IV
DE LA COORDINACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

CAPÍTULO 1
ASPECTOS GENERALES

Artículo 137 El Coordinador 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.

Asimismo, le corresponderá al Coordinador la determinación y coordinación de los siguientes pagos u obligaciones:

- a. Pagos a los Coordinados titulares de instalaciones de transmisión Nacional, Zonal, Dedicada, para polos de desarrollo y de sistemas de interconexión internacional, según corresponda;
- b. Reliquidaciones entre Empresas Distribuidoras originadas por las diferencias de facturación producidas por la aplicación de los mecanismos de ajuste o recargo y de reconocimiento a la generación local que se refiere el Artículo 157° y de equidad tarifaria residencial señalado en el Artículo 191° de la Ley;
- c. Las relativas al cumplimiento de la obligación de generación por medios de generación renovables no convencional a que se refiere los Artículos 150° bis y 150° ter de la Ley;
- d. Las relativas a las reliquidaciones originadas por la aplicación del impuesto que grava las emisiones, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso final del Artículo 8° de la Ley N° 20.780; y
- e. Y los demás establecidos en la Ley y demás normativa vigente.

Artículo 138 El Coordinador deberá adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación. Para tal efecto, deberá llevar un registro permanentemente actualizado con la información de todas las transacciones y pagos determinados por el Coordinador, debiendo disponer de herramientas tecnológicas que faciliten la interacción entre los Coordinados y garanticen la publicidad y transparencia de la información. Para ello, los Coordinados deberán informar al Coordinador, en tiempo y forma que defina la norma técnica, todo incumplimiento no acordado de una obligación de pago, asimismo deberá informar a la Superintendencia de cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena. En particular, en lo referente al Mercado de Corto Plazo, el Coordinador deberá implementar las medidas establecidas en el Capítulo 3 del presente Título.

CAPÍTULO 2
DEL MERCADO DE CORTO PLAZO

Artículo 139 El Coordinador deberá coordinar el funcionamiento del Mercado de Corto Plazo, en el que los Coordinados transan su inyección de energía eléctrica de acuerdo a la minimización de costos y los principios de la coordinación indicados en el Artículo 72°-1 de la Ley y sus retiros de energía del sistema eléctrico, efectuados con el objeto de abastecer a sus contratos destinados a clientes finales o permitir los procesos de almacenamiento de energía, considerando prestación de servicios complementarios, la capacidad de generación compatible con la suficiencia del sistema y los compromisos de demanda de punta asociados al suministro de dichos clientes, dando cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente.

Artículo 140 Para participar en el Mercado de Corto Plazo, los Coordinados deberán:

- a. Ser titulares de una instalación de generación, Sistema de almacenamiento o instalación para la prestación de servicios complementarios, energizada e interconectada al sistema eléctrico.
- b. Contar con el equipamiento de medida que permita registrar sus inyecciones y retiros de acuerdo a los requerimientos técnicos y protocolos que establezca la norma técnica y el Coordinador, según corresponda.
- c. Cumplir con los pagos de las transferencias económicas que determine el Coordinador en los plazos y formas que establezca la norma técnica.
- d. En caso de efectuar retiros de energía con el objeto de abastecer contratos de suministro destinados a usuarios finales, disponer de garantías, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 3 del presente título.

Artículo 141 Las Empresas Generadoras tendrán derecho a vender la energía que inyecten al sistema eléctrico al costo marginal de energía resultante de la operación real que programe y coordine el Coordinador.

Las Empresas Generadoras que suscriban contratos de suministro de energía eléctrica destinados a abastecer a clientes libres o regulados, deberán reconocer los respectivos retiros al costo marginal resultante de la operación real del sistema, con independencia de sus niveles de generación.

El Coordinador deberá informar con debida antelación a los respectivos clientes libres suministrados por una Empresa Generadora el término del contrato de suministro, según los plazos y formas dispuestos en la norma técnica.

Artículo 142 Cada Empresa Generadora será responsable de informar los contratos de suministro a ser considerados por el Coordinador en el Mercado de Corto Plazo, indicando, al menos, la identificación del Cliente Libre o Empresa Distribuidora, el período de suministro, las cantidades de energía y potencia asociadas a dicho contrato y toda aquella información que requiera el Coordinador.

Asimismo, las Empresas Distribuidoras deberán informar los contratos de suministro que suscriban con Clientes Libres, indicando, al menos, las mismas características señaladas en el inciso anterior.

Artículo 143 El Coordinador deberá valorizar las inyecciones y retiros de energía eléctrica efectuadas al sistema por cada uno de los Coordinados a costo marginal en los respectivos puntos de inyección y de retiro, los que deberán corresponder a barras del sistema transmisión, de acuerdo a lo señalado en la norma técnica.

El Coordinador deberá considerar únicamente la valorización de inyecciones y retiros físicos reales de energía, según la información de los retiros informados por los Coordinados y en consistencia con indicado en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del presente Reglamento.

Artículo 144 Las inyecciones provenientes de medios de generación que se conecten directamente en instalaciones de distribución, deberán ser valorizadas en la barra del sistema de transmisión que corresponda al punto de ingreso al sistema de distribución de acuerdo a lo señalado en la norma técnica.

Artículo 145 El Coordinador deberá realizar un balance que dé cuenta de todas las inyecciones y retiros, en el que se valore la energía a los costos marginales resultantes de la operación real del sistema, de tal manera que quede representado cada tramo del sistema de transmisión, según corresponda.

En cada período de facturación y para cada Coordinado participante del Mercado de Corto Plazo, se determinará el monto a transar por concepto de energía como la diferencia entre la energía inyectada al sistema eléctrico por sus instalaciones, conforme a la operación real del sistema, valorizada al costo marginal real en las barras de inyección respectivas, y la energía retirada por cada uno de estos Coordinados, valorizada al costo marginal en las correspondientes barras de retiro.

A partir de los saldos resultantes del cálculo señalado, el Coordinador deberá determinar las transferencias económicas de energía, de manera tal que las empresas que resulten con montos totales negativos en un período de facturación, en adelante “Empresas Deficitarias”, deberán pagar a aquellas empresas con saldos totales positivos en el mismo período, en adelante “Empresas Excedentarias” en la proporción en que los últimos participen del saldo total positivo.

Sin perjuicio de lo anterior, la energía inyectada por Empresas Generadoras como resultado de la minimización de costos efectuada por el Coordinador en la operación real del sistema, no será asignable a abastecer los retiros específicos de dicha empresa.

Artículo 146 A efectos de la determinación de los saldos señalados en el Artículo anterior, deberán incorporarse los montos resultantes de la aplicación de la asignación de los ingresos tarifarios de cada uno de los segmentos del sistema de transmisión, como los montos resultantes de las operaciones que impliquen inyecciones y retiros desde y hacia el sistema eléctrico producto de la prestación de Servicios Complementarios y Sistemas de almacenamiento, de acuerdo a la normativa vigente. Asimismo, deberán considerarse los montos resultantes de los pagos que se deban efectuar debido a operaciones fuera de Orden Económico, de acuerdo a lo dispuesto en el Capítulo 4 del presente Título y aquellos que resulten para la remuneración de lo señalado en el Artículo 62 del presente reglamento.

Artículo 147 El Coordinador podrá efectuar simplificaciones y agrupaciones de las transferencias resultantes según los Artículos precedentes, con el objeto de disminuir el número de transacciones entre los agentes, manteniendo en cualquier caso los saldos totales de cada Empresa Excedentaria y Deficitaria.

Artículo 148 La norma técnica establecerá el procedimiento de detalle para la determinación de los saldos señalados en el presente capítulo, las disposiciones técnicas que deba considerar el Coordinador para la determinación y pagos de reliquidaciones, así como los estándares técnicos para la estimación de pérdidas, las mediciones a considerar en el procesos y el período de facturación respecto del cual se valorizarán las transferencias de energía, el que en todo caso no podrá ser superior a un mes ni inferior a una semana.

Artículo 149 Las Empresas Generadoras deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar y su comunicación instantánea al Coordinador, por sus inyecciones y por los retiros asociados al suministro de sus Clientes Libres conectados a un sistema de transmisión, de acuerdo a las especificaciones señaladas en la norma técnica.

Las Empresas Distribuidoras deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar en cada punto de ingreso a su sistema de distribución, y su comunicación instantánea al Coordinador. Este equipamiento de medida deberá permitir la identificación de los flujos desde y hacia las redes de distribución, de forma tal que la información enviada al Coordinador represente adecuadamente las inyecciones y retiros asignables tanto a la generación como a la demanda, diferenciando los retiros destinados a usuarios finales libres o regulados.

Las Empresas Distribuidoras deberán informar la asignación de suministro de cada uno de sus suministradores para cada período de facturación. Asimismo, para aquellos Clientes Libres que se ubiquen en sistemas de distribución, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador

el retiro a considerar para cada uno de estos clientes en el período de facturación respectivo, de acuerdo a las especificaciones señaladas en la norma técnica.

Artículo 150 Las empresas eléctricas que posean contratos de suministro para abastecer a clientes regulados, y que al inicio del período de suministro no cuenten con una instalación de generación que haya iniciado su etapa de puesta en servicio serán consideradas Empresas Generadoras a efectos de las disposiciones establecidas en el presente Título, y deberán sujetarse a la coordinación, bastando para esto el envío de una comunicación por escrito al Coordinador y a la Comisión. Asimismo, deberán efectuar los retiros necesarios con el objeto exclusivo de abastecer dichos contratos de suministro, no pudiendo efectuar retiros para suministrar a otros clientes finales, en tanto su instalación de generación no inicie su etapa de puesta en servicio.

Artículo 151 Los balances del Mercado de Corto Plazo a que den origen a las transferencias de potencia y prestación de servicios complementarios, deberán efectuarse en consistencia con lo establecido en el presente título y con la normativa vigente.

Artículo 152 Excepcionalmente, en caso que para efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico, de acuerdo lo señalado en el Artículo 9, el Coordinador requiera la inyección de energía a través del sistema de interconexión internacional, dicha inyección deberá ser valorizada al costo marginal que corresponda y remunerada por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a Clientes Finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

Artículo 153 El Coordinador deberá mantener permanentemente actualizado como parte del Sistema de Información Pública, los niveles de contratación de cada uno de los participantes del Mercado de Corto Plazo, incluyendo la identificación de los clientes suministrados, montos de contratación en energía y potencia, proyecciones de demanda y generación, plazos de suministro, y toda aquella información que considere relevante para el mercado eléctrico.

CAPÍTULO 3

DE LA CADENA DE PAGOS EN EL MERCADO DE CORTO PLAZO

Artículo 154 El Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente capítulo y en la normativa vigente.

Artículo 155 Las Empresas Generadoras participantes del Mercado de Corto Plazo, deberán entregar al Coordinador, a más tardar en diciembre de cada año, garantías que resguarden sus obligaciones de pago por un monto equivalente al que resultare de la suma de tres períodos de facturación de los balances de transferencias de energía, para el año inmediatamente siguiente.

Para los efectos del inciso anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente, en el mes de octubre, el monto de la garantía. Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada Empresa Generadora, la diferencia entre inyecciones y retiros destinados a usuarios finales, valorizados para cada período de facturación del año siguiente. La garantía se determinará como la suma de los tres períodos en que la empresa se encuentre con mayor déficit entre la valorización a costo marginal de su generación y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro.

Artículo 156 La garantía señalada en el Artículo anterior deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos:

- a. Corresponder a un instrumento de ejecución inmediata a primer requerimiento y de carácter irrevocable, tal como boleta de garantía, seguro de ejecución inmediata, u otro similar;
- b. Ser emitida a nombre del Coordinador; y

- c. Tener una vigencia tal que permita cumplir con las obligaciones de la Empresa Generadora respectiva para el año calendario siguiente y por el período señalado en el Artículo 155 del presente Reglamento.

Artículo 157 El Coordinador actualizará el cálculo de la garantía en caso de verificar cambios relevantes en las condiciones o instalaciones del sistema, tales como fallas o mantenimiento de unidades generadoras o instalaciones de demanda, modificación de la disponibilidad de los insumos para generación, cambios topológicos en las redes de transmisión, modificación de contratos de suministro, entre otros. Asimismo, deberá determinar el monto de la garantía que debe presentar cualquier Empresa Generadora que informe un nuevo contrato destinado a abastecer a clientes finales, antes del inicio del suministro.

Artículo 158 Los Coordinados titulares acreedores de acuerdo a los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo, deberán dar aviso al Coordinador en caso que se produzca un incumplimiento de pago no acordado con alguna empresa deudora.

En tal caso, el Coordinador deberá:

- a. Dar aviso inmediato al cliente libre o empresa distribuidora cuyo suministrador haya incumplido su obligación de pago;
- b. Ejecutar la garantía entregada por la empresa deudora;
- c. Repartir entre las empresas acreedoras el monto resultante de la ejecución, a prorrata de los montos no pagados por la empresa deudora; y
- d. En caso de que los montos resultantes de la ejecución de la garantía sean mayores a los saldos impagos, el Coordinador deberá devolver el excedente a la empresa deudora, una vez terminado los tres períodos de facturación que cubre la garantía ejecutada.

En caso que el monto resultante de la garantía no cubra la totalidad de los montos impagos, la empresa deudora deberá efectuar los pagos por los saldos correspondientes a las empresas acreedoras.

Artículo 159 Las empresas cuyas garantías hubiesen sido ejecutadas quedarán inhabilitadas para participar en el Mercado de Corto Plazo a contar de los meses no cubiertos por la misma.

Para la reincorporación de la empresa deudora, ésta no podrá mantener saldos impagos y deberá presentar una nueva garantía de iguales características a la de la garantía original, la que será actualizada en caso que hayan sido modificados los contratos de suministro de dicha empresa.

Artículo 160 Los retiros destinados al suministro de los clientes de la empresa deudora serán suministrados por el plazo cubierto por la garantía ejecutada. En caso que la empresa deudora quede inhabilitada para participar en el Mercado de Corto Plazo, el Coordinador deberá:

- a. En el caso de los clientes libres, dar aviso al respectivo cliente y proceder a su desconexión a partir del inicio del período no cubierto por la garantía, en caso que éste no disponga de un nuevo suministrador; y
- b. En el caso de clientes regulados, proceder conforme a lo señalado en el Artículo 135° quinquies de la Ley.

Artículo 161 La norma técnica establecerá los plazos, periodicidad, montos, vigencia, y condiciones de aplicación para la adecuada implementación de lo dispuesto en el presente capítulo.

CAPÍTULO 4

DE LOS COSTOS MARGINALES

Artículo 162 El costo marginal de energía para cada barra se entenderá como aquel costo, incluida

la componente de racionamiento, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica dado un nivel de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, se entenderá como el costo, incluida la componente de racionamiento, que se evita al dejar de producir la última unidad de energía eléctrica en la barra correspondiente.

Artículo 163 El cálculo de los costos marginales reales de energía deberá considerar el Listado de prioridad de colocación resultado del proceso de Programación de la Operación, que considera los costos variables, los costos de oportunidad de las energías gestionables que correspondan y el costo de falla en los términos que establezca el presente Reglamento y las normas técnicas respectivas.

El costo marginal en cada barra corresponderá al mayor costo de producción de energía en cada barra en conformidad al Orden Económico de acuerdo al Listado de prioridad de colocación determinado en el proceso de Programación de la Operación.

Artículo 164 Se define Orden Económico como aquel resultante del despacho de unidades de generación o sistemas de almacenamiento, según corresponda, en orden creciente de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, de acuerdo al Listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador.

Para la determinación del costo marginal real del sistema, no deben considerarse aquellas unidades que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico y cuya operación haya sido instruida por el Coordinador con el objetivo de suministrar a la demanda a mínimo costo.

Artículo 165 La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico, deberá ser valorizada a costo marginal. En caso que éstas hayan operado fuera de Orden Económico, con un costo variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

Artículo 166 Las unidades de generación que operen en niveles mínimos de despacho debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales u otras, y cuyo despacho haya sido instruido por el Coordinador en virtud de la minimización de costos resultado de la Programación de la Operación, podrán operar fuera de Orden Económico por operación segura y económica, y sus inyecciones deberán ser valorizadas a costo marginal, en cuyo caso deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos por la valorización a costo marginal, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

Artículo 167 La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en su etapa de puesta en servicio deberá ser valorizada a costo marginal. El valor del costo de producción de energía eléctrica de estas unidades establecido en el Listado de prioridad de colocación no será considerado en la determinación del costo marginal del sistema. Asimismo, la energía inyectada por las unidades de generación que sean convocadas al despacho exclusivamente para operar como respaldo a otras unidades que se encuentren en pruebas, deberá ser valorizada a costo marginal, y en caso que éstas hayan operado fuera de Orden Económico, con un costo variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente por la Empresa Generadora responsable de la unidad que realiza las pruebas.

Artículo 168 La determinación de los costos marginales reales de energía y las remuneraciones señaladas en los incisos anteriores deberán ser compatible con el mecanismo de determinación y pago de los servicios complementarios que correspondan, de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo 169 Sin perjuicio de lo señalado en el Artículo 163° de la Ley, en los casos en que exista energía no suministrada en una o más barras, el costo marginal para dicho período corresponderá al costo de falla del sistema, utilizado en la fijación vigente de precios de nudo de corto plazo.

Artículo 170 El Coordinador podrá definir zonas diferenciadas para la determinación de costos marginales, en caso de verificar en la operación real restricciones en la capacidad de transmisión que limiten el intercambio de energía en el sistema eléctrico.

Artículo 171 Las disposiciones técnicas, plazos, condiciones y demás requisitos necesarios para la adecuada determinación de los costos marginales de acuerdo a lo señalado en el presente capítulo, deberán ser establecidas en la normativa técnica correspondiente.

TÍTULO V

DE LA INFORMACIÓN Y DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

CAPÍTULO 1

AUDITORÍAS Y DESEMPEÑO DEL SISTEMA

Artículo 172 El Coordinador podrá instruir la realización de auditorías, con objeto de resguardar el cumplimiento de los principios de la coordinación de la operación a que se refiere el Artículo 72°-1 de la Ley, verificando la integridad y veracidad de la información técnica y económica proporcionada por los Coordinados, así como también verificar el funcionamiento de las instalaciones sujetas a su coordinación y el cumplimiento de la normativa eléctrica vigente. Estas auditorías podrán considerar parámetros o variables que pueden implicar restricciones al funcionamiento de las instalaciones y que no correspondan al cumplimiento de normativa eléctrica.

Las auditorías serán instruidas por el Coordinador, ya sea de oficio o a solicitud fundada de algún Coordinado, de la Superintendencia o de la Comisión. En caso que un Coordinado solicite la realización de una auditoría, deberá entregar los antecedentes que justifiquen y respalden la necesidad de la misma. Dentro del plazo de 15 días contados desde la recepción de dicha solicitud, el Coordinador deberá evaluar y responder la solicitud, manifestando su aceptación o rechazo de manera justificada.

Artículo 173 El Coordinador deberá notificar al o los Coordinados titulares de instalaciones objeto de auditoría, señalando, al menos, su objetivo y fecha de inicio, de acuerdo al procedimiento de realización de auditorías establecido en la norma técnica. Asimismo, dicha información deberá ser comunicada a la Comisión, la Superintendencia, así como también a las autoridades sectoriales que correspondan en caso que la auditoría implique el funcionamiento de una instalación que pueda impactar el cumplimiento de normativa sectorial no eléctrica.

Artículo 174 El Coordinador podrá efectuar las auditorías con personal propio o a través de un auditor técnico independiente. En este último caso, el Coordinador podrá contratarlo directamente o mediante un proceso de licitación, en consideración al alcance, complejidad y duración de la auditoría. En cualquier caso, el auditor técnico independiente deberá ser una persona natural o jurídica, nacional o extranjera, calificada para realizar la auditoría respectiva, y que a la fecha del requerimiento del Coordinador o en cualquier momento dentro de los 12 meses anteriores a dicha fecha, no tengan o hubieren tenido interés en el la auditoría.

A efectos del presente reglamento se entiende que existe interés cuando los auditores técnicos independientes:

- a. Mantuvieron cualquier vinculación, interés o dependencia económica, profesional, crediticia o comercial, donde más del 20% de los ingresos del auditor hayan provenido del Coordinado auditado, las demás sociedades del grupo económico del que formen parte, su controlador, o los ejecutivos principales de cualquiera de ellos;
- b. Hayan sido directores, gerentes, administradores, o ejecutivos principales del Coordinado auditado, las demás sociedades del grupo económico del que formen parte, su controlador, en los últimos 2 años;
- c. Mantuvieron una relación de parentesco hasta el segundo grado de consanguinidad o afinidad, con los ejecutivos principales del Coordinado auditado;

- d. Hubiesen sido socios o accionistas que hayan poseído o controlado, directa o indirectamente, 5% o más del capital del Coordinado auditado.

Sin perjuicio de lo anterior, el auditor técnico independiente que sea determinado en un proceso de licitación deberá cumplir con las exigencias definidas por el Coordinador en las bases técnicas y administrativas que rijan el proceso licitatorio.

Artículo 175 Toda auditoría deberá considerar, al menos, la definición de una metodología, la definición de un programa o calendario de la auditoría, el establecimiento de un protocolo de pruebas en caso de ser procedente; el levantamiento de un acta de las pruebas en caso que se realizaran, y un informe final de la auditoría.

El informe final deberá contener, entre otros aspectos, los análisis, resultados, conclusiones y recomendaciones asociadas al objetivo de la auditoría, incluyendo la documentación y antecedentes de respaldo y, si corresponde, las observaciones a los informes preliminares, las que deberán ser respondidas en caso que digan relación directa con el objeto de la auditoría.

Artículo 176 El costo de las auditorías será de cargo del Coordinador, y deberá ser considerado en el presupuesto anual que elabore de acuerdo a lo señalado en el Artículo 212°-11 de la Ley.

En caso que la auditoría contemple la realización de pruebas en las instalaciones de los Coordinados auditados, los costos asociados a la ejecución de dichas pruebas, tales como combustible y personal necesario, serán de cargo del Coordinado auditado.

Artículo 177 Los antecedentes, notificaciones, comunicaciones, observaciones e informes que se generen a partir de la realización de una auditoría deberán estar disponibles en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el Artículo 72°-8 de la Ley, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.

Artículo 178 En caso de que una auditoría dé cuenta de un incumplimiento de la normativa vigente por parte de uno o más Coordinados, el Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia dicha circunstancia, adjuntando los antecedentes de respaldo.

CAPÍTULO 2

DE LOS REPORTES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Artículo 179 El Coordinador deberá elaborar reportes periódicos con indicadores de corto, mediano y largo plazo, que den cuenta del desempeño del sistema y del cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio en las instalaciones sujetas a coordinación. Dichos indicadores tendrán por objeto verificar el cumplimiento de la normativa vigente, y deberán considerar aspectos económicos, técnicos y de suministro relacionados con la operación del sistema eléctrico, tales como costo marginal, costo de suministro, niveles de congestión del sistema de transmisión, niveles óptimos de despacho, identificación, cantidad y duración de fallas, índices de indisponibilidad, desviaciones de los pronósticos de generación renovable con recursos primarios variables, entre otros.

Adicionalmente, el Coordinador deberá generar reportes periódicos que den cuenta del grado de cumplimiento, por parte de los Coordinados, de los requerimientos de información y del cumplimiento de instrucciones que emanen del Coordinador.

Artículo 180 La elaboración de los reportes deberá ser al menos anual, iniciando en el mes de marzo de cada año. Los reportes deberán ser publicados en el Sistema de Información Pública y deberán ser comunicados a la Comisión y la Superintendencia en un plazo de 15 días, posterior a la conclusión de dicho reporte, identificando aquellas instalaciones cuyos indicadores den cuenta de

un desempeño fuera de los estándares establecidos en la normativa vigente.

CAPÍTULO 3

SISTEMA DE INFORMACIÓN PÚBLICA DEL COORDINADOR

Artículo 181 El Coordinador deberá implementar y mantener permanentemente sistemas de información pública que den cuenta de las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación y del funcionamiento del sistema eléctrico, con acceso y público y gratuito a través de su sitio web.

Los sistemas de información pública deberán contener, al menos, la siguiente información:

a. Características técnicas de las instalaciones.

Características técnicas detalladas de todas las instalaciones de generación, transmisión, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y clientes libres sujetos a coordinación y de instalaciones de distribución según corresponda y en los términos que establezca la normativa técnica, considerando aspectos tales como características eléctricas, constructivas y geográficas, incluyendo su ubicación georreferenciada, y características nominales y operacionales de éstas.

b. Operación esperada del sistema.

Antecedentes de la operación esperada del sistema, tales como costos marginales esperados, proyección de demanda, cotas y niveles de embalses, programas de operación y mantenimiento, disponibilidad de combustibles e insumos para generación, proyección de generación por tipo de tecnología, pronósticos centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, variables meteorológicas y antecedentes relacionados que incidan en la operación del sistema, entre otros;

c. Cumplimiento normativa.

Antecedentes relativos al nivel del cumplimiento por parte de los Coordinados de la normativa técnica y los respectivos reportes de desempeño;

d. Operación real del sistema.

Antecedentes de la operación en real del sistema tales como demanda, generación de las centrales, costos marginales reales y potencia transitada, entre otros, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada, la que deberá estar disponible en tiempo real;

e. Información sobre transferencias económicas.

Información detallada respecto a las transferencias económicas entre las empresas sujetas a coordinación, tales como balances de transferencias de energía y potencia, costos marginales reales, demanda real por barra y retiro, antecedentes de cargo por uso de los sistemas de transmisión, de servicios complementarios, información relativa a los pagos entre Coordinados a partir de los balances determinados por el Coordinador, y en general de todos aquellos pagos que le corresponda calcular al Coordinador de acuerdo a la normativa vigente;

f. Información de contratación.

Información permanentemente actualizada con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo al menos fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos con resolución al menos anual, entre otros aspectos que el Coordinador estime necesarios incluir, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.

A su vez, deberá calcular y publicar indicadores que den cuenta de la contratación destinada a suministrar a clientes finales de cada Coordinado titular de una Empresa Generadora en relación con sus niveles de capacidad instalada o generación, información histórica y evolución de contratación, información de contratos entre Empresas Generadoras, así como toda información relevante que facilite la transparencia y competitividad en el mercado eléctrico.

g. Mercado Eléctrico.

Información relativa a la oferta de generación en el sistema eléctrico, identificando la oferta disponible y esperada, así como la contratación asociada a cada empresa de generación.

Adicionalmente, deberá incluir información relativa a la demanda de energía eléctrica, identificando, al menos, los distintos tipos de consumos por sector productivo, ubicación geográfica, curva de carga, entre otros. Asimismo, deberá mantener un catastro actualizado y público de los clientes regulados cuya potencia conectada les permita optar a régimen de precios libres. Para estos efectos, las Empresas Distribuidoras deberán disponer de información al Coordinador en el tiempo y forma que éste defina.

h. Estudios e informes del Coordinador.

Información respecto a estudios e informes que deba elaborar el Coordinador en cumplimiento de la normativa vigente, así como los resultados que de ellos emanen;

i. Auditorías.

Los informes de las auditorías desarrolladas o solicitadas por el Coordinador en conformidad con la Ley y lo establecido en el presente Reglamento;

j. Valorización Instalaciones de Transmisión.

Anualidad del V.I. y C.O.M.A. de cada una de las instalaciones de transmisión, según lo indicado en la normativa vigente;

k. Valorización derechos uso de suelo.

La valorización e individualización de los derechos relacionados con el uso de suelo, tales como los referidos a adquisición de terrenos, su uso y goce, gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres voluntarias o forzosas, entre otras, así como el respectivo título que les sirve de antecedente;

l. Reportes de desempeño.

Los reportes a que hace referencia el Artículo 72°-15 de la Ley y de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente Reglamento;

m. Comunicaciones.

Las comunicaciones entre el Coordinador y los coordinados que no se encuentren bajo causales de secreto o reserva de acuerdo a la ley; y

- n. Toda aquella información que determine el presente Reglamento, la norma técnica, o le sea solicitada incorporar por el Ministerio de Energía, la Comisión o la Superintendencia.

Artículo 182 Será de responsabilidad del Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información, así como también establecer las medidas necesarias para resguardar la seguridad de la información contenida en los sistemas de información pública.

El Coordinador deberá establecer y publicar en su sitio web, los formatos de entrega de información oportunamente, con el objeto de dar cumplimiento a los plazos contenidos en la normativa vigente.

El Coordinador deberá mantener permanentemente actualizados los datos contenidos en los sistemas de información pública, los que serán de libre acceso y sin costo alguno para todo interesado. Asimismo, y sin perjuicio de los programas computacionales que utilice en los distintos procesos que realice, deberá disponer de la información en formatos de uso común que permitan la identificación de la información por parte de los usuarios.

TÍTULO VI

DEL MONITOREO DE LA COMPETENCIA

Artículo 183 Para el cumplimiento de lo establecido en el Artículo 72°-10 de la Ley, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes del mercado eléctrico, con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación establecidos en el Artículo 72°-1 de la Ley.

Para estos efectos, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos del mercado eléctrico:

- a. Estructura de mercado en el sector eléctrico. El Coordinador deberá recopilar, analizar y reportar la información respecto de la estructura de los mercados para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación debiendo elaborar y analizar distintos índices que le permitan sus niveles de concentración, según corresponda.
- b. Desempeño económico de los agentes en el sector eléctrico. El Coordinador deberá recopilar, analizar y reportar información sobre el desempeño económico de los agentes que actúan en los distintos mercados del sector eléctrico.
- c. Información de insumos para la generación eléctrica. El Coordinador deberá analizar la consistencia, veracidad y trazabilidad de la información declarada referente a insumos para la generación eléctrica, con especial énfasis en los costos variables combustibles y no combustibles de las unidades generadoras. El análisis deberá comprender los contratos de suministro de combustibles para generación y relación de propiedad de las empresas proveedoras y adquirentes, entre otros. Asimismo, deberá analizar la relación entre la Información de insumos para la generación eléctrica y la posición comercial del agente respectivo en el mercado eléctrico.
- d. Información técnica en el sector eléctrico. El Coordinador deberá analizar la información técnica que incida en la demanda y en la oferta de generación disponible en el sistema eléctrico, Sistemas de Almacenamiento de Energía y/o prestación de Servicios Complementarios, para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación, con especial atención en mantenimientos y restricciones operativas de instalaciones, mínimos técnicos, potencias máximas, consumos específicos, entre otros. Asimismo,

deberá analizar la relación entre los distintos parámetros técnicos y operacionales, y la posición comercial del agente respectivo en el mercado eléctrico.

- e. Operación en tiempo real. El Coordinador deberá monitorear el comportamiento de los agentes de la operación en tiempo real, analizando las desviaciones con respecto a lo instruido y/o programado, y su incidencia en las condiciones de competencia del mercado.
- f. Interacción entre agentes del sistema. El Coordinador deberá analizar las interacciones entre los distintos agentes del sector eléctrico, con el objeto de evaluar sus implicancias en las condiciones de competencia en el mercado eléctrico. Por ejemplo, deberá analizar el comportamiento de los propietarios de instalaciones de transmisión sometidas al régimen de acceso abierto y de los terceros solicitantes de conexión.
- g. Análisis de procesos licitatorios: El Coordinador deberá analizar el diseño, condiciones y resultados de los distintos procesos licitatorios a su cargo, tales como las licitaciones de las obras de transmisión, licitaciones y subastas de Servicios Complementarios o cualquier otro mercado bajo su coordinación y responsabilidad, resguardando los principios de la libre competencia.

Artículo 184 El Coordinador deberá elaborar, publicar en su sitio web y enviar a la Comisión y a la Superintendencia, al menos anualmente e iniciando en el mes de marzo de cada año, un informe que describa los mercados analizados de acuerdo a la función descrita en el presente Título, procurando emplear parámetros y metodologías similares, o que sean homologables, entre un año y otro, para permitir observar la evolución de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá elaborar y publicar otros reportes relativos a los aspectos objeto de seguimiento y análisis conforme al Artículo anterior. Dichos reportes no dicen relación con los reportes de desempeño a que se refiere el Artículo 72°-15 de la Ley.

Artículo 185 Para el cumplimiento de lo establecido en el presente Título, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados toda la información y todos los antecedentes que estime necesarios, tales como relaciones de propiedad de las empresas sujetas a coordinación, contratos de suministro de combustibles y de mantenimiento de instalaciones, contratos de suministro de energía eléctrica y servicios eléctricos a clientes finales y entre participantes del mercado, así como también la información y análisis técnicos y económicos que justifiquen la información entregada por los Coordinados, entre otros antecedentes. Los Coordinados tendrán la obligación de entregar los antecedentes solicitados al Coordinador, conforme a lo establecido en el inciso cuarto del Artículo 72°-2 de la Ley.

Artículo 186 El Coordinador deberá tomar las medidas necesarias para resguardar, la confidencialidad y reserva de aquella información, cuya publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de sus funciones o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico, debiendo dictar un Procedimiento Interno según el Artículo 72°-4 de la Ley, fijando los criterios y formas en la cual resguardará dicha confidencialidad o reserva.

Artículo 187 Si con motivo de la función de monitoreo, el Coordinador detectara indicios de conductas que pudieran constituir infracciones a la libre competencia, conforme a lo descrito en el Artículo 3° del Decreto con Fuerza de Ley N°1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, deberá ponerlos en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que correspondan, acompañando toda la información y análisis que estime necesarios para una mejor comprensión de la conducta que represente un posible atentado contra la libre competencia. Toda decisión del Consejo Directivo respecto de esta obligación, deberá quedar consignada en las actas de la sesión ordinaria respectiva o en la extraordinaria convocada al efecto.

El Coordinador deberá poner a disposición del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, la Fiscalía Nacional Económica, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o de la autoridad correspondiente, toda la información y análisis, en el ámbito de su competencia, que dichas autoridades le requieran para el desarrollo de sus funciones.

Artículo 188 En el ejercicio de la función de monitoreo de la competencia, el Coordinador podrá proponer a las autoridades competentes medidas y/o propuestas de modificaciones normativas que tiendan a mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados analizados y la libre competencia en ellos.

Asimismo, el Coordinador podrá celebrar acuerdos de colaboración o memorandos de actuación conjunta con autoridades públicas que permitan el mejor ejercicio de estas funciones de monitoreo.

ANÓTESE, TÓMESE RAZÓN Y PUBLÍQUESE

MICHELLE BACHELET JERIA
PRESIDENTA DE LA REPÚBLICA

ANDRÉS REBOLLEDO SMITMANS.
MINISTRO DE ENERGÍA