



**NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN
DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
CAPÍTULO DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN**

Marzo de 2025
Santiago de Chile

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: DISPOSICIONES GENERALES	3
Título 1-1 Terminología y aspectos generales	4
Título 1-2 Funciones, atribuciones y obligaciones	16
CAPÍTULO 2: PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	17
Título 2-1 Aspectos Generales	18
Título 2-2 Etapa de Programación de Largo Plazo	27
Título 2-3 Etapa de Programación de Mediano Plazo.....	30
Título 2-4 Etapa de Programación de Corto Plazo	33
Título 2-5 Etapa de Programación Intradiaria.....	37
Título 2-6 Instalaciones de generación	41
Título 2-7 Información Estadística de centrales hidroeléctricas de los Coordinados	48
Título 2-8 Pronóstico Centralizado de Caudales	50
Título 2-9 Pronóstico solar o eólico de los Coordinados.....	52
Título 2-10 Pronóstico Centralizado solar y eólico del Coordinador	56
Título 2-11 Autoprodutores.....	59
Título 2-12 Recursos Gestionables.....	61
Título 2-13 SAE, CAB y CRCA	65
Título 2-14 Instalaciones de transmisión	74
Título 2-15 Demanda.....	76
Título 2-16 Programación de los Servicios Complementarios	82
Título 2-17 Informe Mensual de la Programación de la Operación.....	83
Título 2-18 Informe Anual de la Programación de la Operación	85
CAPÍTULO 3: DISPOSICIONES TRANSITORIAS	88
Título 3-1 Disposiciones Transitorias Programación de la Operación	89

CAPÍTULO 1: DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO 1-1 TERMINOLOGÍA Y ASPECTOS GENERALES

Artículo 1-1 Objetivo

De acuerdo con lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N°4, 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 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y en el Decreto Supremo N°125, de 19 de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, el presente capítulo de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional tiene por objetivo establecer el procedimiento y la información requerida para que el Coordinador realice la Programación de la Operación de las instalaciones interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional, a efectos de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 72°-1 de la Ley.

Artículo 1-2 Alcance

Las exigencias del presente capítulo de la Norma Técnica de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional serán, en lo que corresponda, aplicables al Coordinador, a los Coordinado y a aquellos que busquen adquirir tal calidad, encontrándose pendiente el inicio de la etapa de Puesta en Servicio de sus respectivos proyectos.

Artículo 1-3 Abreviaturas

Sin perjuicio de las abreviaturas que establece la normativa vigente, para efectos del presente capítulo de la NT, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

1. **AT:** Anexo Técnico.
2. **CAB:** Central con Almacenamiento por Bombeo.
3. **CRCA:** Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.
4. **CRCR:** Central Renovable con Capacidad de Regulación.
5. **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
6. **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, a que se refiere el Artículo 212°-1 de la Ley.
7. **Informe Anual:** Informe Anual de la Programación de la Operación.
8. **Informe Mensual:** Informe Mensual de la Programación de la Operación.
9. **Informe de SSCC:** Informe de Servicios Complementarios definido en el Reglamento de SSCC.
10. **Ley o Ley General de Servicios Eléctricos:** Decreto con Fuerza de Ley N°4, 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 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores.

11. **MEN:** Ministerio de Energía.
12. **NT:** Norma Técnica.
13. **NT CyO:** Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
14. **NT GNL:** Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen Gas Natural Licuado Regasificado.
15. **NTSSCC:** Norma Técnica de Servicios Complementarios.
16. **NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
17. **PCP:** Programación de Corto Plazo.
18. **PID:** Programación Intradía.
19. **PLP:** Programación de Largo Plazo.
20. **PMG:** Pequeño Medio de Generación.
21. **PMGD:** Pequeño Medio de Generación Distribuido, de acuerdo con lo establecido en la Ley.
22. **PMP:** Programación de Mediano Plazo.
23. **PMPM:** Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.
24. **Reglamento CyO:** Decreto Supremo N°125, de 19 de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
25. **Reglamento de Intercambios Internacionales:** Decreto Supremo N°142, de 9 de noviembre de 2016, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento que Fija los Requisitos y el Procedimiento Aplicable a las Solicitudes de Intercambios Internacionales de Servicios Eléctricos.
26. **Reglamento de SSCC:** Decreto Supremo N°113, de 28 de noviembre de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
27. **Reglamento de la Planificación de la Transmisión:** Decreto Supremo N°37, de 6 de mayo de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.
28. **Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala:** Decreto Supremo N°88, de 17 de septiembre de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala.
29. **SAE:** Sistema de Almacenamiento de Energía.
30. **SEN, Sistema Eléctrico o Sistema:** Sistema Eléctrico Nacional.
31. **SITR:** Sistema de Información en Tiempo Real.
32. **SEC o Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
33. **SSCC (SC):** Servicios Complementarios (Servicio Complementario).
34. **ST:** Sistema de Transmisión.

Artículo 1-4 Definiciones

Para efectos de la aplicación del presente capítulo de la NT, los siguientes conceptos tendrán el significado que se indica a continuación:

1. **Año Hidrológico:** período de tiempo de doce meses que comienza el 1 de abril de un determinado año y concluye el 31 de marzo del año siguiente.
2. **Autodespacho:** régimen de operación de una instalación de generación interconectada al Sistema Eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del Sistema efectuada por el Coordinador, en los términos establecidos en el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservación de la seguridad del servicio en el Sistema Eléctrico.
3. **Autoproductor:** todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energía, cuya generación o almacenamiento de energía eléctrica ocurra con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.
4. **Barra de Consumo:** barra de tensión igual o menor a 23 kV situada en el lado secundario de aquellos transformadores de poder conectados al ST cuya tensión primaria es superior a 23 kV.

Por tanto, es Barra de Consumo:

- a. La barra de media tensión de Subestaciones Primarias de Distribución; y,
 - b. La barra de tensión igual o menor a 23 kV que alimenta consumos de Clientes Libres ya sea directamente o a través de alimentadores de uso exclusivo.
5. **Barra de Referencia:** barra del Sistema utilizada en el proceso de Programación de la Operación y que define el factor de penalización unitario de referencia de energía.
 6. **Base(s) de Programación:** conjuntos de datos de entrada de los modelos de simulación de la operación del SEN que el Coordinador utiliza para la elaboración de la Programación de la Operación.
 7. **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 generación de electricidad, disponiendo 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 período.

8. **Central Renewable:** central de generación eléctrica cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, hidráulica, geotérmica, solar, eólica y de los mares. Se incluyen aquellos medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental.
9. **Central Renewable con Capacidad de Almacenamiento:** central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, 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 retirada desde el sistema eléctrico o 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.
10. **Central Renewable con Capacidad de Regulación:** central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, 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.
11. **Cliente(s) Libre(s):** usuario(s) no sometido(s) a regulación de precios, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
12. **Cliente(s) Regulado(s):** usuario(s) sometido(s) a regulación de precios, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
13. **Coordinado(s):** propietario(s), arrendatario(s), usufructuario(s) o quien(es) opere(n) o explote(n), a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al Sistema Eléctrico:
 - a. Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de Autoprodutores;
 - b. Sistemas de transmisión;
 - c. Instalaciones destinadas a la prestación de Servicios Complementarios;
 - d. Sistemas de Almacenamiento de Energía;
 - e. Instalaciones de distribución;
 - f. Instalaciones de Clientes Libres; y,
 - g. PMGD.
14. **Condiciones Especiales de Operación:** son aquellas circunstancias que afectan a las instalaciones a las que se les calcula un Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable o a aquellas instalaciones a las que, durante el proceso de Programación de la Operación

o en la operación en tiempo real, se les determina un costo variable de energía almacenada proveniente de sus propios retiros del Sistema, y que hacen necesario redefinir sus prioridades de colocación, de modo de optimizar el uso de su energía.

15. **Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable:** costo calculado por el Coordinador durante el proceso de la Programación de la Operación para la valorización de la energía almacenada en los Recursos Gestionables.
16. **Costo Marginal Programado:** costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad. Este costo se determina en el proceso de la Programación de la Operación y se expresa en USD/MWh.
17. **Costo Marginal en Línea:** valor que representa el costo que incurre el Sistema en suministrar energía durante un intervalo de quince minutos, expresado en USD/MWh, obtenido de integrar la medición durante un Periodo de Cálculo. Se determina a más tardar quince minutos después de finalizado el Periodo de Cálculo.
18. **Costo Marginal Real:** valor expresado en USD/MWh, obtenido a partir del Costo Marginal en Línea. Se determina una vez que se han resuelto las observaciones recibidas por el Coordinador. Este costo es el que se utiliza, luego de su conversión a pesos chilenos, para la valorización de la energía en el balance de transferencias económicas.
19. **Disponibilidad de Generación:** capacidad de generación neta de electricidad de una Central Renovable, en MWh, considerando la Energía Afluente y la disponibilidad de las instalaciones de la central (considerando mantenimientos, fallas o limitaciones), en ausencia de restricciones externas a la misma, tales como restricciones de transmisión o aquellas provenientes de instrucciones de operación del Coordinador, entre otras. Si la central corresponde a una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, la Disponibilidad de Generación estará referida sólo a la componente de generación de sus instalaciones.
20. **Empresa Distribuidora:** concesionaria(s) de servicio público de distribución o todo aquel que preste servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario de, o que explote a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica. Para efectos de la aplicación del presente capítulo de la NT, se considerarán solamente aquellas Empresas Distribuidoras conectadas al Sistema Eléctrico Nacional.
21. **Energía Afluente:** energía bruta, en MWh, que ingresa a una Central Renovable en un instante dado previo al proceso de conversión eléctrica. En el caso de una Central Renovable con Capacidad de Regulación, corresponde a la energía bruta que es capturada por el o los mecanismos de recepción de los recursos variables. En el caso de

centrales hidroeléctricas de embalse o Central con Almacenamiento por Bombeo, corresponde al caudal que ingresa al embalse, en m^3/s , descontando caudales ecológicos, evaporación y filtraciones no aprovechables por la central. Por su parte, en el caso de tecnologías cuya capacidad de regulación sea térmica, la unidad corresponderá a MWth, según corresponda. Si la central corresponde a una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, la Energía Afluente estará referida sólo a la componente de generación de sus instalaciones.

22. **Estado de Carga:** corresponde a la cantidad de energía bruta almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía, en MWh. Asimismo, en el caso de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Central con Almacenamiento por Bombeo, corresponde a la cantidad de energía bruta almacenada en la componente de almacenamiento de la instalación, en MWh. Por su parte, en el caso de tecnologías cuya capacidad de regulación sea térmica, la unidad corresponderá a MWth, según corresponda.
23. **Factor de Penalización:** factor que se asigna a cada barra del Sistema Eléctrico y que refleja las pérdidas marginales de energía del Sistema de Transmisión entre una barra en particular y la Barra de Referencia, para un determinado nivel de demanda.
24. **Gap o Brecha:** medida de calidad de la solución obtenida por el modelo de optimización, correspondiente a la diferencia entre el límite mejor conocido y el valor resultante de la función objetivo de la mejor solución producida por el algoritmo matemático.
25. **Informe Anual de la Programación de la Operación:** informe anual que publica el Coordinador donde se especifica la metodología de la Programación de la Operación utilizada durante el último año y las mejoras que se implementarán durante el siguiente, entre otros aspectos.
26. **Informe Mensual de la Programación de la Operación:** informe mensual que publica el Coordinador donde se especifican los principales antecedentes del proceso de Programación de la Operación durante el mes a informar.
27. **Modo Carga:** corresponde a aquel modo de operación donde la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el Sistema Eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento.
28. **Modo Descarga:** corresponde a aquel modo de operación donde la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al Sistema Eléctrico.
29. **Modo Generación Directa:** corresponde a aquel modo de operación donde la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento inyecta energía al Sistema Eléctrico desde

su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento.

30. **Modo Inyección:** corresponde a aquel modo de operación donde el Sistema de Almacenamiento de Energía o la Central con Almacenamiento por Bombeo transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al Sistema Eléctrico.
31. **Modo Retiro:** corresponde a aquel modo de operación donde el Sistema de Almacenamiento de Energía o la Central con Almacenamiento por Bombeo transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento.
32. **Pequeños Medio de Generación:** medios de generación cuyos excedentes de energía y potencia suministrables al Sistema Eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional, a los Sistemas de Transmisión Zonal o a los Sistemas de Transmisión Dedicados, de conformidad con lo dispuesto en el inciso quinto del Artículo 149° de la Ley.
33. **Periodo Aleatorio:** aquel periodo de tiempo continuo dentro de un Año Hidrológico durante el cual, para el Coordinador, no es posible, en el mediano plazo, acotar la variabilidad de los caudales afluentes, debido a la incertidumbre en las condiciones meteorológicas.
34. **Periodo de Cálculo:** periodo consecutivo de 15 minutos que se utiliza para el cálculo del Costo Marginal Real, el Costo Marginal en Línea y las transferencias de energía. De esta manera, se contabilizarán 96 periodos de cálculo durante un día, de acuerdo con la tabla siguiente:

Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]
1	0:00:01	25	6:00:01	49	12:00:01	73	18:00:01
	0:15:00		6:15:00		12:15:00		18:15:00
2	0:15:01	26	6:15:01	50	12:15:01	74	18:15:01
	0:30:00		6:30:00		12:30:00		18:30:00
3	0:30:01	27	6:30:01	51	12:30:01	75	18:30:01
	0:45:00		6:45:00		12:45:00		18:45:00
4	0:45:01	28	6:45:01	52	12:45:01	76	18:45:01
	1:00:00		7:00:00		13:00:00		19:00:00
5	1:00:01	29	7:00:01	53	13:00:01	77	19:00:01
	1:15:00		7:15:00		13:15:00		19:15:00
6	1:15:01	30	7:15:01	54	13:15:01	78	19:15:01

Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]
	1:30:00		7:30:00		13:30:00		19:30:00
7	1:30:01	31	7:30:01	55	13:30:01	79	19:30:01
	1:45:00		7:45:00		13:45:00		19:45:00
8	1:45:01	32	7:45:01	56	13:45:01	80	19:45:01
	2:00:00		8:00:00		14:00:00		20:00:00
9	2:00:01	33	8:00:01	57	14:00:01	81	20:00:01
	2:15:00		8:15:00		14:15:00		20:15:00
10	2:15:01	34	8:15:01	58	14:15:01	82	20:15:01
	2:30:00		8:30:00		14:30:00		20:30:00
11	2:30:01	35	8:30:01	59	14:30:01	83	20:30:01
	2:45:00		8:45:00		14:45:00		20:45:00
12	2:45:01	36	8:45:01	60	14:45:01	84	20:45:01
	3:00:00		9:00:00		15:00:00		21:00:00
13	3:00:01	37	9:00:01	61	15:00:01	85	21:00:01
	3:15:00		9:15:00		15:15:00		21:15:00
14	3:15:01	38	9:15:01	62	15:15:01	86	21:15:01
	3:30:00		9:30:00		15:30:00		21:30:00
15	3:30:01	39	9:30:01	63	15:30:01	87	21:30:01
	3:45:00		9:45:00		15:45:00		21:45:00
16	3:45:01	40	9:45:01	64	15:45:01	88	21:45:01
	4:00:00		10:00:00		16:00:00		22:00:00
17	4:00:01	41	10:00:01	65	16:00:01	89	22:00:01
	4:15:00		10:15:00		16:15:00		22:15:00
18	4:15:01	42	10:15:01	66	16:15:01	90	22:15:01
	4:30:00		10:30:00		16:30:00		22:30:00
19	4:30:01	43	10:30:01	67	16:30:01	91	22:30:01
	4:45:00		10:45:00		16:45:00		22:45:00
20	4:45:01	44	10:45:01	68	16:45:01	92	22:45:01
	5:00:00		11:00:00		17:00:00		23:00:00
21	5:00:01	45	11:00:01	69	17:00:01	93	23:00:01
	5:15:00		11:15:00		17:15:00		23:15:00
22	5:15:01	46	11:15:01	70	17:15:01	94	23:15:01
	5:30:00		11:30:00		17:30:00		23:30:00
23	5:30:01	47	11:30:01	71	17:30:01	95	23:30:01

Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]
	5:45:00		11:45:00		17:45:00		23:45:00
24	5:45:01	48	11:45:01	72	17:45:01	96	23:45:01
	6:00:00		12:00:00		18:00:00		0:00:00

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de existir un Decreto Supremo que fije un nuevo régimen horario, definiendo así un horario de invierno y otro de verano, esto deberá verse reflejado en la fecha indicada para dicho cambio, pudiendo existir en ese caso un día con 100 Periodos de Cálculo, así como uno con 92 Periodos de Cálculo, según corresponda.

35. **Periodo de Incertidumbre Reducida:** es aquel periodo de tiempo continuo dentro de un Año Hidrológico donde la variabilidad de los caudales afluentes es menor considerando la baja incertidumbre de precipitaciones. En este período, el Coordinador deberá considerar un Pronóstico de Deshielo u otras herramientas que permitan reducir la estadística de caudales disponibles en las cuencas que correspondan. Esto es producto de fenómenos físicos, tales como la acumulación de nieve, el derretimiento de esta, precipitaciones pluviales y nivales, entre otras.
36. **Plan de Expansión:** resultado del proceso anual de planificación que deberá contener las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas estas últimas en la proporción en que sean utilizadas por concesionarias de servicio de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.
37. **Programación de la Operación:** proceso mediante el cual el Coordinador optimiza y programa el uso de las instalaciones del SEN sujetas a su coordinación, de manera que la operación del Sistema se realice respetando los principios de la coordinación de la operación establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley.
38. **Programa de Excedentes de Generación:** programa de energía disponible de un Autoproducer, en MWh, el cual considera la energía excedentaria que podría inyectar al Sistema.
39. **Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor:** listado de Mantenimientos Preventivos Mayores aprobados por el Coordinador para su incorporación en el proceso de Programación de la Operación, en conformidad con el AT “Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.
40. **Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal:** listado de Solicitudes de Trabajos de Curso Normal aprobados por el Coordinador para su incorporación en el proceso de

Programación de la Operación, en conformidad con el AT “Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

41. **Pronóstico Centralizado de Caudales:** pronóstico de caudales afluentes que realiza el Coordinador para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación categorizadas como Recurso Gestionable de Larga duración cuyo recurso primario sea hidráulico y aquellas en Serie Hidráulica con estas, el cual debe ser utilizado en la Programación de la Operación.
42. **Pronóstico Centralizado de Generación:** pronóstico de generación renovable con recursos primarios variables elaborado por el Coordinador, el cual debe ser utilizado en la Programación de la Operación.
43. **Pronóstico de Deshielo:** pronóstico realizado por el Coordinador de los caudales afluentes o volúmenes de deshielo máximos y mínimos de las distintas cuencas asociadas a la operación de las centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, que son afectadas por precipitaciones de agua y nieve y su derretimiento.
44. **Pronóstico de Generación:** pronóstico enviado por los Coordinados cuyas instalaciones corresponden a una Central Renovable. Este pronóstico deberá informar la Energía Afluente y la Disponibilidad de Generación en un horizonte temporal e intervalo de tiempo señalado en el presente capítulo de la NT.
45. **Proyección Centralizada de Demanda:** proyección de la demanda eléctrica realizada por el Coordinador en el Sistema Eléctrico Nacional y utilizada para efectos de la Programación de la Operación.
46. **Proyección de Demanda:** proyección de la demanda eléctrica realizada por Clientes Libres o Empresas Distribuidoras para el desarrollo de la Proyección Centralizada de Demanda.
47. **Puesta en Servicio:** período que se inicia una vez materializada la interconexión y energización de una instalación y se extiende hasta el término de las respectivas pruebas y el cumplimiento de los demás requerimientos establecidos en el AT “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace y en las demás normativas aplicables.
48. **Recurso(s) Gestionable(s):** corresponde a los Recursos Gestionables de Larga Duración o a los Recursos Gestionables de Corta Duración.
49. **Recurso(s) Gestionable(s) de Larga Duración:** Central Renovable con Capacidad de Regulación, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo a la cual se le calcula un Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable durante el proceso de Programación de la Operación, de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente NT.

50. **Recurso(s) Gestionable(s) de Corta Duración:** Central Renovable con Capacidad de Regulación, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo a la que, el Coordinador, no le determina un Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable durante el proceso de Programación de la Operación, de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente NT.
51. **Reducción de Generación Renovable:** corresponde a la reducción de la generación disponible proveniente de Centrales Renovables sin capacidad de almacenamiento o regulación, debido a limitaciones técnicas en el Sistema.
52. **Restricción(es) Operativa(s):** restricción o limitación que puede presentar alguna instalación en particular y que puede tener su origen en restricciones propias de la instalación o en la aplicación de la normativa sectorial.
53. **Serie Hidráulica:** condición de operación y disposición topológica de dos o más centrales hidroeléctricas cuando comparten el aprovechamiento de los recursos hídricos de una o más fuentes para la generación de energía eléctrica.
54. **Servicios Complementarios:** prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del SEN en los términos dispuestos en el Artículo 72°-1 de la Ley. Son Servicios Complementarios, al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.
55. **Sistema de Almacenamiento de Energía:** equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el Sistema Eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica u otra) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al Sistema Eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia y eficiencia económica del Sistema.
56. **Sistema de Transmisión:** conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un Sistema Eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el Artículo 72°-1 de la Ley.
57. **Subestación Primaria de Distribución:** subestación eléctrica que transforma energía eléctrica desde el nivel de tensión del Sistema de Transmisión al de alta o de baja tensión a nivel de distribución.
58. **Ventana de Valorización:** es aquel periodo de tiempo en el que se contabiliza el valor de la energía retirada por una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo para su carga. En el caso de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, el periodo corresponderá cuando su componente de almacenamiento se carga

completamente desde el Sistema. Esta será considerada para el cálculo del costo variable de dichas instalaciones.

Artículo 1-5 Plazos

Los plazos expresados en días que establece la presente NT serán de días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario, entendiéndose que son inhábiles los sábados, domingos y festivos. Cuando el último día del plazo sea inhábil, este se entenderá prorrogado hasta el primer día hábil siguiente.

TÍTULO 1-2 FUNCIONES, ATRIBUCIONES Y OBLIGACIONES**Artículo 1-6 Del Coordinador**

A efectos de dar cumplimiento a las disposiciones que contempla el presente capítulo de la NT, será responsabilidad del Coordinador, entre otros:

- a. Programar la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, preservando la seguridad y garantizando la operación más económica del SEN;
- b. Habilitar y mantener disponible una herramienta informática que le permita a los Coordinados ingresar el Pronóstico de Generación;
- c. Habilitar y mantener disponible una herramienta informática que le permita a los Coordinados ingresar el Programa de Excedentes de Generación;
- d. Realizar el Pronóstico Centralizado de Generación de las instalaciones de generación que correspondan;
- e. Realizar el Pronóstico Centralizado de Caudales y el Pronóstico de Deshielo de las centrales hidroeléctricas que correspondan;
- f. Habilitar y mantener una herramienta informática que le permita a los Coordinados ingresar la Proyección de Demanda de estos;
- g. Realizar la Proyección Centralizada de Demanda;
- h. Publicar y mantener disponible para cualquier interesado la información utilizada en la Programación de la Operación;
- i. Publicar y mantener disponible para cualquier interesado todos los informes o reportes dispuestos en el presente capítulo de la NT;
- j. Informar oportunamente a los Coordinados las inconsistencias detectadas en el envío de información requerida en el presente capítulo de la NT; y,
- k. Publicar diariamente un resumen ejecutivo de la Programación de la Operación, en los términos que establece el presente capítulo de la NT.

Artículo 1-7 De los Coordinados

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias del presente capítulo de la NT, serán responsabilidad de los Coordinados, según corresponda, las siguientes actividades:

- a. Informar al Coordinador la Proyección de Demanda, según lo establecido en la normativa vigente;
- b. Informar al Coordinador el Pronóstico de Generación, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente;
- c. Proporcionar al Coordinador de forma oportuna, completa y veraz la información, y sus actualizaciones, que este requiera para el cumplimiento de sus funciones; y,
- d. Cumplir con las demás disposiciones contenidas en el presente capítulo de la NT.

CAPÍTULO 2: PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

TÍTULO 2-1 ASPECTOS GENERALES

Artículo 2-1 Programación de la Operación

El Coordinador deberá efectuar la Programación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

En la Programación de la Operación el Coordinador deberá garantizar la operación más económica del conjunto de instalaciones sujetas a su coordinación, minimizando el costo total esperado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas operacionales y falla, para un determinado horizonte de tiempo, debidamente actualizados a valor presente, preservando, a la vez, la seguridad y calidad del servicio eléctrico en el Sistema.

En la Programación de la Operación se calculará el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de los Recursos Gestionables, si corresponde; el nivel de colocación de las energías y reservas operacionales; y, el uso óptimo de las instalaciones de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento CyO y en el presente capítulo de la NT.

En el desarrollo de la Programación de Operación, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes antecedentes:

- a. Aquellos informados por los Coordinados en cumplimiento del presente capítulo de esta NT y la normativa vigente, a través de los medios indicados para ello; y,
- b. Estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, de acuerdo con lo indicado en el presente capítulo de la NT y la normativa vigente.

El Coordinador deberá publicar, en la plataforma señalada en el Artículo 2-20, todos los antecedentes y las actualizaciones correspondientes, utilizados en la elaboración de la Programación de la Operación. Los antecedentes deberán ser completos y trazables, de tal forma que los resultados de la Programación de la Operación puedan ser reproducibles. Asimismo, deberá mantener un registro público de la información publicada en la plataforma señalada en el Artículo 2-20, así como de las actualizaciones de dicha información. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá adoptar las medidas necesarias para resguardar la confidencialidad y reserva de la información que así lo requiera, de acuerdo con la normativa vigente.

Artículo 2-2 Etapas de la Programación de la Operación

El Coordinador deberá realizar la etapa de Programación de Largo Plazo; la etapa de Programación de Mediano Plazo; la etapa de Programación de Corto Plazo; y, la etapa de Programación Intradiaria, de acuerdo con lo indicado en el Título 2-2, Título 2-3, Título 2-4 y Título 2-5 de esta NT, respectivamente. Lo anterior, con el fin de aplicar las metodologías y modelamientos matemáticos para garantizar la operación a mínimo costo del Sistema, así

como el estado encendido o apagado y despacho de las unidades generadoras, la adecuada valorización de los Recursos Gestionables, la colocación de los recursos energéticos y la asignación de las reservas operacionales.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá definir, en el Informe Anual, distintas etapas en el procedimiento de Programación de la Operación, según su horizonte y resolución temporal.

Artículo 2-3 Modelación de las etapas de la Programación de la Operación

El Coordinador podrá realizar de forma conjunta las distintas etapas del procedimiento de Programación de la Operación o dividir en subetapas cada una de ellas, considerando el horario de inicio, periodicidad, horizonte de modelación, resolución temporal y publicación de las Base de Programación y de los resultados de cada una de las etapas, y sus actualizaciones, según corresponda, descritas en el presente capítulo de la NT.

Artículo 2-4 Horizonte de modelación

Cada etapa de la Programación de la Operación abarcará un horizonte de tiempo futuro de modelación y estará compuesto por periodos de tiempo que se conformarán por un número determinado de bloques temporales.

La elaboración del horizonte de modelación y su composición deberá propender a la mejor representación del comportamiento del SEN, considerando las características de la demanda, régimen hidrológico, características del parque generador, la Disponibilidad de Generación, entre otros. El análisis realizado a el horizonte de modelación para cada etapa de la Programación de la Operación deberá ser incorporado en el Informe Anual y deberá considerar las exigencias definidas en el presente capítulo de la NT.

A su vez, en el presente capítulo de la NT, se establecen las características mínimas del horizonte de modelación y su composición de periodos y bloques, para cada etapa de la Programación de la Operación.

Artículo 2-5 Validación de la información

Antes del inicio de la modelación de cada una de las etapas de la Programación de la Operación, el Coordinador deberá velar por la consistencia y validez de la información recibida por parte de los Coordinados, los que deberán cumplir con las disposiciones del presente capítulo de la NT y la demás normativa vigente. El mecanismo de revisión y validación será definido por el Coordinador en el Informe Anual.

En caso de detectar inconsistencias en la información entregada, el Coordinador deberá dar aviso al Coordinado correspondiente. No obstante, el Coordinador podrá utilizar durante el

proceso de Programación de la Operación la mejor estimación posible a partir de dicha información, con el objeto de no afectar su correcto desarrollo.

Artículo 2-6 Observaciones de los Coordinados a la Base de Programación

Los Coordinados podrán realizar observaciones asociadas a la Base de Programación utilizada para el desarrollo de las etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2. Estas deberán ser enviadas a través de la plataforma señalada en el Artículo 2-20, de acuerdo con la forma y formato que establezca el Coordinador.

El Coordinador deberá analizar las observaciones señaladas en el inciso precedente. En aquellos casos en que dichas observaciones correspondieren a ajustes numéricos, de hecho, variables operacionales u otros que no requieran de mayores análisis, y que fueren pertinentes, deberá realizar la actualización de la Base de Programación con el objeto de incorporar los ajustes señalados. Asimismo, notificará en la respectiva plataforma de la modificación señalada, en un plazo no superior a 24 horas, contadas desde la recepción de las observaciones.

En aquellos casos en que se trate de observaciones que requieran de un mayor análisis, el Coordinador las analizará y responderá, fundamente, en el marco del Informe Mensual, pudiendo incorporar una modificación provisional en las Bases de Programación. Con todo, el Coordinador deberá mantener permanentemente actualizada la Base de Programación, considerando las observaciones pertinentes realizadas por los Coordinados.

Artículo 2-7 Barra de Referencia

El Coordinador deberá establecer uno o más nudos del Sistema Eléctrico Nacional como Barra de Referencia, los que deberán ser identificados en cada una de las etapas de la Programación de la Operación.

Artículo 2-8 Costo de falla

Para efectos de valorizar la energía no suministrada del Sistema en cada etapa de la Programación de la Operación, el Coordinador deberá utilizar el costo de falla vigente fijado por la Comisión.

Artículo 2-9 Tasa de descuento

Para la debida actualización a valor presente de los costos futuros de operación del SEN, el Coordinador deberá utilizar la tasa de descuento establecida en la letra d) del artículo 165º de la Ley o el que lo reemplace.

Artículo 2-10 Intercambios internacionales de servicios eléctricos

El Coordinador deberá considerar los sistemas de interconexión internacional y la energía asociada a los mismos como recursos disponibles para las distintas etapas de la Programación de la Operación, según corresponda. Para ello, deberá sujetarse a las disposiciones establecidas en el decreto supremo al que hace referencia el artículo 82° de la Ley, el Reglamento de Intercambios Internacionales, los tratados internacionales, protocolos u otros acuerdos internacionales vigentes, así como en los protocolos y acuerdos operativos que, en cada caso, deberán ser establecidos en conjunto con el organismo correspondiente del país respectivo.

En particular, para efectos de la Programación de la Operación, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos del intercambio internacional:

- a. Condiciones generales y específicas de operación establecidas en la autorización de intercambio internacional;
- b. Plazo de vigencia de la autorización de intercambio internacional;
- c. Condiciones de suspensión o interrupción en caso de amenaza o perturbación a la seguridad del SEN;
- d. Régimen de acceso al Sistema de los servicios materia del intercambio internacional;
- e. Causales de caducidad por incumplimiento de las condiciones de autorización del intercambio internacional, o ante cambios relevantes en las circunstancias bajo las que se otorga la autorización para este; y,
- f. Límites máximos de transferencias de energía y otros servicios eléctricos.

Artículo 2-11 Decretos de emergencia energética y de racionamiento

Sin perjuicio de lo establecido en la presente NT, el Coordinador deberá realizar la Programación de la Operación del SEN de acuerdo con lo dispuesto en los decretos de emergencia energética y de racionamiento a los que hacen referencia los artículos 72°-21 y 163° de la Ley, según corresponda, cuando estos se encuentren vigentes.

Cuando entre en vigor un decreto de emergencia energética o de racionamiento, el Coordinador deberá iniciar una actualización de la etapa PMP de la Programación de la Operación.

Adicionalmente, el Coordinador deberá incluir en las Bases de Programación o en los resultados de las distintas etapas de la Programación de la Operación, cuando corresponda, al menos, los siguientes antecedentes:

- a. Montos estimados de energía racionada;
- b. Programa de racionamientos de energía, en los términos indicados en el decreto de racionamiento vigente;
- c. Cambios en los límites de transferencias de energía de las instalaciones de transmisión;
- d. Cambios en los procedimientos de uso de los recursos de generación; y,

- e. Cualquier otro cambio establecido por el decreto de emergencia energética o de racionamiento vigente.

Artículo 2-12 Restricciones de operación de otras normativas sectoriales

La operación programada de las instalaciones sujetas a coordinación, que se obtenga como resultado de alguna etapa de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2, deberá considerar, en todo momento, las Restricciones Operativas establecidas en otras normativas sectoriales. Para lo anterior, las simplificaciones en la modelación de la operación del SEN que se utilizan en cada una de las etapas de la Programación de la Operación deberán respetar dichas restricciones.

Los Coordinados serán responsables de informar, a través del medio y forma que defina el Coordinador, sobre las limitaciones operativas aplicables a sus instalaciones derivadas de otras normativas sectoriales, junto con la debida justificación. Asimismo, deberán enviar los antecedentes necesarios para verificar la existencia de dichas restricciones.

El Coordinador deberá publicar las Restricciones Operativas antes referidas en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20 para cada instalación.

Artículo 2-13 Sistemas computacionales

El Coordinador deberá contar con los sistemas computacionales necesarios o disponer de plataformas virtuales en servidores remotos, para obtener los resultados requeridos en los tiempos que permitan cumplir con lo establecido en el presente capítulo de la NT.

Artículo 2-14 Bases de Programación utilizadas en la Programación de la Operación

Para cada una de las etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2, el Coordinador deberá elaborar la Base de Programación utilizando la información actualizada disponible al inicio de la etapa correspondiente, la cual deberá ser proyectada para el horizonte de modelación, según lo dispuesto en la presente NT.

El Coordinador deberá elaborar una minuta que explique cómo se relacionan los distintos archivos contenidos en la Base de Programación, la cual deberá estar disponible en la plataforma señalada en el Artículo 2-20.

Artículo 2-15 Modelación del Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor

El Coordinador deberá incorporar el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor en las distintas etapas de la Programación de la Operación del SEN, de acuerdo con la normativa vigente. En caso de que el horizonte de modelación de alguna etapa de la Programación de la Operación exceda el horizonte comprendido en el PMPM, para efectos de completar dicho horizonte, el Coordinador deberá incorporar mantenimientos adicionales que representen los

mantenimientos preventivos mayores característicos de cada instalación, en atención a las recomendaciones de los fabricantes, las horas de uso estimadas, números de partidas y detenciones, entre otras consideraciones que sean pertinentes. El Coordinador, en el Informe Anual, deberá establecer una metodología para incorporar el programa antes indicado.

Artículo 2-16 Modelación del Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal

El Coordinador deberá incluir en la Programación de la Operación el Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal vigente. El Coordinador, en el Informe Anual, deberá establecer una metodología para incorporar el programa antes indicado.

Artículo 2-17 Instalaciones futuras interconectadas al SEN

Para la elaboración de la Programación de la Operación, el Coordinador deberá considerar la modelación del parque futuro de las instalaciones de generación, transmisión, Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, que representen el desarrollo esperado del Sistema. Para ello, el Coordinador deberá elaborar un informe que contenga la configuración del parque futuro de las instalaciones indicadas anteriormente, junto a todos los criterios y supuestos considerados en la modelación. Este informe deberá actualizarse, al menos, una vez al año.

Los análisis señalados en el inciso anterior podrán ser determinados en base a estudios realizados por el Coordinador o contratados a terceros, los cuales deberán considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Las instalaciones incluidas en la última resolución de declaración en construcción dictada por la Comisión, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento CyO. El Coordinador podrá, justificadamente, considerar una fecha de entrada en operación distinta a la informada en la última resolución, de acuerdo con la información que este posea al momento de iniciar la correspondiente etapa de la Programación de la Operación;
- b. Para el caso de las instalaciones de transmisión, el Coordinador podrá considerar las instalaciones incluidas en los decretos de expansión que fijan las obras de expansión de la transmisión, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de la Planificación de la Transmisión;
- c. El retiro, modificación relevante, desconexión o el cese de operaciones de unidades del parque generador que le hayan sido comunicadas de conformidad con el artículo 72°-18 de la Ley;
- d. En caso de que la información técnica disponible de las instalaciones del parque futuro sea insuficiente para su adecuada modelación, el Coordinador podrá solicitar al desarrollador del proyecto la información técnica que requiera; y,

- e. El horizonte de análisis deberá contemplar la etapa más extensa de la Programación de la Operación.

El Coordinador podrá, justificadamente, realizar simplificaciones que le permitan una adecuada modelación de la instalación futura. Asimismo, deberá comunicar la publicación del informe que contenga la configuración del parque futuro de las instalaciones, a través del medio señalado en el Artículo 2-21.

Artículo 2-18 Otras fuentes de información

El Coordinador podrá utilizar fuentes de información adicionales para complementar la Base de Programación señalada en el Artículo 2-14. Para ello, podrá utilizar la información publicada por el MEN, la Comisión u otras fuentes de información debidamente justificadas. En el Informe Anual, deberá especificar que fuente de información adicional se empleará en cada una de las etapas señaladas en el Artículo 2-2.

Artículo 2-19 Gap o Brecha utilizada en la Programación de la Operación

Para la debida solución de las etapas de la Programación de la Operación, el Coordinador deberá fijar y justificar para cada una de las etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2, un Gap o Brecha máxima en el Informe Anual. En el caso de que el Gap o Brecha máxima no sea posible de cumplir para alguna etapa de la Programación de la Operación, el Coordinador lo deberá incluir y justificar en el respectivo Informe Mensual.

Artículo 2-20 Plataforma de la Programación de la Operación

El Coordinador deberá disponer de una plataforma informática que garantice el registro, trazabilidad y transparencia de los resultados obtenidos a partir de las etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2. Dicha plataforma deberá:

- a. Publicar y mantener permanentemente actualizada la información utilizada en las etapas de la Programación de la Operación;
- b. Permitir el acceso a cualquier interesado. Excepcionalmente, el Coordinador podrá restringir el acceso a ciertas secciones o antecedentes específicos dentro de la plataforma, cuando ello sea indispensable para resguardar la confidencialidad de la información;
- c. Mantener disponible un reporte para su descarga, que muestre gráficamente los principales resultados de la Programación de la Operación. Dicha información deberá poseer el mismo horizonte y resolución temporal de la respectiva etapa; y,
- d. Contener, al menos, las siguientes secciones:
 - i. Una sección que permita la recepción de los antecedentes necesarios para la realización de las etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2;

- ii. Una sección que contenga los resultados de las etapas asociadas a la Programación de la Operación reguladas en el Título 2-2, el Título 2-3, el Título 2-4 y el Título 2-5;
- iii. Una sección para el envío y recepción de las observaciones por parte de los Coordinados referidas en el Artículo 2-6; y,
- iv. Una sección para la publicación de estudios e informes a los que se refiere la presente NT.

El Coordinador deberá habilitar los medios tecnológicos que permitan la conexión a la plataforma, así como el envío y obtención de información por parte de los Coordinados.

La actualización de esta plataforma se deberá realizar, a más tardar, un día después de la publicación de los resultados de la etapa correspondiente.

Artículo 2-21 Medio de comunicación para la publicación de antecedentes

El Coordinador deberá informar a los Coordinados, por el medio que este defina, la publicación o elaboración de, al menos, los siguientes antecedentes:

- a. La Base de la Programación de la Operación y los resultados de las respectivas etapas señaladas en el Artículo 2-2;
- b. Actualizaciones asociadas a las etapas señaladas en el Artículo 2-2 de la NT;
- c. Informe Anual al que hace referencia el Título 2-18;
- d. Informe Mensual al que hace referencia el Título 2-17;
- e. Reporte de desempeño al que hace referencia el Artículo 2-22; y,
- f. Otros antecedentes señalados en el presente capítulo de la NT.

Artículo 2-22 Reporte de desempeño

El Coordinador deberá elaborar e informar a la Superintendencia dentro del primer trimestre de cada año, un reporte que incluya el grado de cumplimiento de los Coordinados durante el año anterior a su realización, informando, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Disponibilidad y desempeño de los Pronósticos de Generación;
- b. Disponibilidad y desempeño del Programa de Excedentes de Generación; y,
- c. Disponibilidad de la Proyección de Demanda.

En este reporte el Coordinador deberá incluir aquellos antecedentes que pudieron haber afectado el correcto desarrollo del proceso de Programación de la Operación o la operación segura y económica del SEN. Adicionalmente, el Coordinador podrá incluir en este reporte propuestas para que los Coordinados mejoren su desempeño respecto del cumplimiento normativo de la Programación de la Operación.

El registro del grado de cumplimientos de los Coordinados deberá contener, al menos, la identificación del Coordinado, identificación de la instalación, el día y la hora y nivel de impacto en la operación segura y económica del Sistema, si corresponde.

TÍTULO 2-2 ETAPA DE PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO

Artículo 2-23 Periodicidad e inicio de la modelación

El Coordinador deberá realizar la modelación de la etapa PLP de la Programación de la Operación, al menos, dos veces al año. La primera modelación de la etapa PLP se iniciará, a más tardar, el 15 de febrero, mientras que la segunda se iniciará, a más tardar, el 15 de agosto.

Artículo 2-24 Horizonte y resolución de modelación

La modelación de la etapa PLP que se inicie el 15 de febrero de cada año deberá abarcar un horizonte de modelación de, al menos, 60 meses e iniciará el 1° de abril del año en curso. Por su parte, el horizonte de simulación de la etapa PLP que se inicie el 15 de agosto de cada año deberá abarcar, al menos, 54 meses e iniciará el 1° de octubre del año en curso.

Asimismo, el horizonte de modelación deberá considerar, al menos, la siguiente resolución:

- a. El primer mes del horizonte de modelación, periodos semanales que contengan 5 bloques cada uno;
- b. Los siguientes 5 meses del horizonte de modelación, periodos semanales que contengan 3 bloques cada uno; y,
- c. Para el resto del horizonte de modelación, periodos mensuales que contengan 3 bloques cada uno.

El Coordinador podrá extender el horizonte de simulación, así como, utilizar una mayor resolución que la señalada anteriormente, de acuerdo con lo que se establezca en el Informe Anual.

Artículo 2-25 Modelo de programación a utilizar por el Coordinador

El Coordinador deberá utilizar, en la simulación para la etapa PLP, un modelo que permita una representación multinodal y multiembalse del Sistema, la valorización de los Recursos Gestionables de Larga Duración y la incorporación de los requerimientos de la etapa PLP, según lo establecido en el presente capítulo de la NT.

Asimismo, el modelo que utilice el Coordinador deberá considerar, al menos, la incertidumbre del recurso hídrico, de acuerdo con la metodología que se establezca en el Informe Anual.

Artículo 2-26 Costos utilizados en la modelación del Sistema

En la etapa PLP, el Coordinador deberá garantizar la operación más económica del conjunto de instalaciones, preservando la seguridad y calidad del servicio en el Sistema Eléctrico, y minimizando el costo total actualizado de abastecimiento durante el horizonte de modelación.

Para lo anterior, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes costos:

- a. Costos variables de operación de las instalaciones de generación, de acuerdo con lo establecido en la presente NT; y,
- b. Costo de falla del Sistema.

A su vez, el Coordinador deberá calcular los Costos de Oportunidad de la Energía Gestionable, según lo establecido en el presente capítulo de la NT.

Artículo 2-27 Contenido de la publicación de los resultados

Los resultados de la etapa PLP deberán contener, para todo el horizonte y resolución de modelación señalada en el Artículo 2-24, al menos, lo siguiente:

- a. Nivel de inyección de energía para cada instalación de generación, SAE, CAB y CRCA;
- b. Nivel de retiro de energía para cada SAE, CAB y CRCA;
- c. Cotas iniciales y finales, así como los estados de operación de los embalses del Sistema;
- d. Costo Marginal Programado en cada una de las barras del modelo;
- e. Flujo de energía y potencia transferida por cada una de las líneas de transmisión del modelo junto con las limitaciones de estas instalaciones;
- f. Estado de Carga de los Recursos Gestionables de Larga Duración del Sistema;
- g. Reducción de Generación Renovable detallando tanto energía como potencia;
- h. Gap al que llega la solución;
- i. Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable; y,
- j. Requerimientos y nivel de reservas operacionales asignados a instalaciones del Sistema, si corresponde.

La publicación de los resultados deberá incluir, al menos, las bases de datos, las Restricciones Operativas, la condición hidrológica esperada y los supuestos considerados durante la modelación de la operación del Sistema en la etapa PLP, junto con los archivos que contienen los resultados de los modelos utilizados.

Artículo 2-28 Publicación de los resultados de la etapa PLP

El Coordinador deberá publicar en la plataforma señalada en el Artículo 2-20, la Base de Programación junto con los resultados de la etapa PLP, a más tardar el 6 de marzo y el 6 de septiembre, según corresponda.

Asimismo, deberá publicar toda actualización que sea realizada en conformidad con lo establecido en el Artículo 2-31. La publicación de los antecedentes señalados en el inciso anterior deberá ser informada a los Coordinados, en conformidad con lo establecido en el Artículo 2-21 del presente capítulo de la NT.

Artículo 2-29 Acople de la etapa PLP con el resto de las etapas de la Programación de la Operación

Los resultados de la etapa PLP deberán ser utilizados como información de entrada en las etapas PMP o en otras etapas que fije el Coordinador, cuyo inicio sea posterior a la publicación de los resultados de la etapa PLP, de acuerdo con la metodología que establezca en el Informe Anual. La metodología deberá velar por la consistencia de los resultados de las distintas etapas de la Programación de la Operación en sus respectivos horizontes y resoluciones de modelación.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que existan inconsistencias en los resultados de la etapa PLP que no puedan ser subsanadas en los tiempos requeridos para llevar a cabo las siguientes etapas de la Programación de la Operación, el Coordinador podrá, justificadamente, no considerar lo establecido en el inciso anterior y deberá reportarlo fundadamente en el respectivo Informe Mensual. Para lo anterior, deberá detallar los ajustes realizados en la etapa PMP.

Artículo 2-30 Vigencia de los resultados de la etapa PLP

Los resultados de la etapa PLP se considerarán vigentes desde su publicación en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20 y hasta que sean reemplazados con los resultados de la próxima etapa PLP o sean actualizados, según los criterios indicados en el Artículo 2-31.

Artículo 2-31 Actualización de la etapa PLP

El Coordinador deberá actualizar los resultados vigentes de la etapa PLP frente a desviaciones relevantes de la operación real o proyectada del Sistema respecto de los resultados de la etapa PLP vigente.

Para estos efectos, el Coordinador deberá definir, en el Informe Anual, aquellos criterios bajos los cuales se realizará una actualización de la etapa PLP. Se deberán considerar, al menos, fallas o retrasos en la Puesta en Servicio de instalaciones de generación, transmisión, SAE y CAB, la disponibilidad del recurso primario en dichas instalaciones, así como, las observaciones que sean acogidas en conformidad con lo establecido en el Artículo 2-6.

Los resultados de la actualización de la etapa PLP se considerarán vigentes de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2-30.

TÍTULO 2-3 ETAPA DE PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

Artículo 2-32 Periodicidad e inicio de la modelación

El Coordinador deberá realizar la modelación de la etapa PMP de la Programación de la Operación, al menos, dos veces por semana.

Artículo 2-33 Horizonte y resolución de modelación

La etapa PMP deberá contemplar un horizonte de tiempo de simulación que considere, al menos, el Año Hidrológico en curso y el Año Hidrológico inmediatamente siguiente. No obstante, el horizonte de tiempo de simulación no podrá ser menor a 15 meses.

Asimismo, el horizonte de modelación deberá considerar, al menos, la siguiente resolución:

- a. El primer mes del horizonte de modelación, periodos semanales que contengan 5 bloques cada uno;
- b. Los siguientes 5 meses del horizonte de modelación, periodos semanales que contengan 3 bloques cada uno; y,
- c. El resto del horizonte de modelación, periodos mensuales que contengan 3 bloques cada uno.

El Coordinador podrá utilizar un horizonte de simulación más extenso o de mayor resolución a lo señalado anteriormente, con el objetivo de determinar adecuadamente la valorización de los Recursos Gestionables de Larga Duración del Sistema durante la etapa PMP, de acuerdo con lo que se establezca en el Informe Anual.

Artículo 2-34 Modelo de programación a utilizar por el Coordinador

El Coordinador deberá utilizar, en la simulación para la etapa PMP, un modelo que permita una representación multinodal y multiembalse del Sistema, la valorización de los Recursos Gestionables de Larga Duración y la incorporación de los requerimientos de la etapa PMP, según lo establecido en la presente NT.

El modelo que utilice el Coordinador deberá considerar, al menos, la incertidumbre del recurso hídrico, de acuerdo con la metodología que se establezca en el Informe Anual.

Artículo 2-35 Costos utilizados en la modelación del Sistema

En la etapa PMP, el Coordinador deberá garantizar la operación más económica del conjunto de instalaciones, preservando la seguridad y calidad del servicio en el Sistema Eléctrico, y minimizando el costo total actualizado de abastecimiento durante el horizonte de modelación. Para lo anterior, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes costos:

- a. Costos variables de operación de las instalaciones de generación de acuerdo con lo establecido en la presente NT; y,
- b. Costo de falla del Sistema.

A su vez, el Coordinador deberá calcular los Costos de Oportunidad de la Energía Gestionable, según lo establecido en el presente capítulo de la NT.

Artículo 2-36 Contenido de la publicación de los resultados PMP

Los resultados de la etapa PMP deberán contener, para todo el horizonte y resolución de modelación señaladas en el Artículo 2-33, al menos, lo siguiente:

- a. Nivel de inyección de energía para cada instalación de generación, SAE, CAB y CRCA;
- b. Nivel de retiro de energía para cada SAE, CAB y CRCA;
- c. Cotas iniciales y finales, así como los estados de operación de los embalses del Sistema.
- d. Costo Marginal Programado para cada una de las barras del modelo;
- e. Flujo de energía y potencia transferida por cada una de las líneas de transmisión del modelo, junto con las limitaciones de estas instalaciones;
- f. Estado de Carga de los Recursos Gestionables de Larga Duración del Sistema;
- g. Reducción de Generación Renovable detallando tanto energía como potencia;
- h. Gap al que llega la solución;
- i. Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable; y,
- j. Requerimientos y nivel de reservas operacionales asignados a instalaciones del Sistema, si corresponde.

La publicación de los resultados deberá incluir, al menos, las bases de datos, las Restricciones Operativas, la condición hidrológica esperada y los supuestos considerados durante la modelación de la operación del Sistema en la etapa PMP, junto con los archivos que contienen los resultados de los modelos utilizados.

Artículo 2-37 Publicación de resultados de la etapa PMP

El Coordinador deberá publicar en la plataforma señalada en el Artículo 2-20 la Base de Programación señalada en el Artículo 2-14, junto con los resultados correspondientes.

Asimismo, deberá publicar toda actualización que sea realizada en conformidad con lo establecido en el Artículo 2-40.

Artículo 2-38 Acople de la etapa PMP con la etapa PCP

Los resultados de la etapa PMP deberán ser utilizados como información de entrada en las etapas PCP o en otras etapas que defina el Coordinador, cuyo inicio sea posterior a su publicación, de acuerdo con la metodología que determine el Coordinador en el Informe

Añual. Esta metodología deberá velar por la consistencia de los resultados de las distintas etapas de la Programación de la Operación en sus respectivos horizontes de simulación.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que existan inconsistencias en los resultados de la etapa PMP que no puedan ser subsanadas en los tiempos requeridos para llevar a cabo las siguientes etapas de la Programación de la Operación, el Coordinador podrá, justificadamente, no considerar lo establecido en el inciso anterior y deberá reportarlo fundadamente en el respectivo Informe Mensual. Para lo anterior, deberá detallar los ajustes realizados en la etapa PCP.

Artículo 2-39 Vigencia de los resultados de la etapa PMP

Los resultados de la etapa PMP se considerarán vigentes desde su publicación, en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20.

Artículo 2-40 Actualización de la etapa PMP

El Coordinador deberá actualizar los resultados vigentes de la etapa PMP frente a desviaciones relevantes de la operación real o proyectada del Sistema. Para ello, deberá establecer, en el Informe Anual, indicadores de desvío de variables relevantes de los Recursos Gestionables de Largo Plazo los cuales deberán considerar el Estado de Carga de las instalaciones, su Energía Afluente y el Pronóstico Centralizado de Caudales. Asimismo, deberá establecer en el Informe Anual aquellos criterios bajo los cuales se realizará una actualización de la etapa PMP.

Los criterios de actualización de la etapa PMP deberán considerar, al menos, indisponibilidad de instalaciones o retrasos en la Puesta en Servicio de instalaciones de generación, transmisión, SAE y CAB, la disponibilidad del recurso primario y las observaciones que sean acogidas en conformidad con lo establecido en el Artículo 2-6.

El Coordinador deberá determinar y llevar un registro de los indicadores señalados en el primer inciso, los cuales deberán estar disponibles y actualizados en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20.

Los resultados de la actualización de la etapa PMP se considerarán vigentes de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2-39.

TÍTULO 2-4 ETAPA DE PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO

Artículo 2-41 Periodicidad e inicio de la modelación

El Coordinador diariamente deberá realizar la modelación de la etapa PCP, debiendo iniciar su elaboración, a más tardar, a las 09:00 horas de cada día.

Artículo 2-42 Horizonte y resolución de modelación

La etapa PCP deberá contemplar un horizonte de tiempo de simulación de, al menos, una semana, considerando su inicio a las 00:00 del día siguiente al de la realización de la respectiva etapa.

Asimismo, el horizonte de modelación deberá considerar, al menos, la siguiente resolución:

- a. El primer y segundo día del horizonte de modelación, una resolución horaria; y,
- b. El resto del horizonte de modelación, periodos diarios que contengan 5 bloques cada uno.

El Coordinador podrá utilizar un mayor horizonte de simulación, modificar el inicio de éste o considerar una mayor resolución que las señaladas anteriormente, con el objetivo de determinar adecuadamente la colocación de los recursos energéticos del Sistema durante la etapa PCP, de acuerdo con lo que se defina en el Informe Anual.

Artículo 2-43 Modelo de programación a utilizar por el Coordinador

El Coordinador deberá utilizar, en la simulación para la etapa PCP, un modelo que permita una representación multinodal y multiembalse del Sistema, la determinación de la colocación óptima de los recursos energéticos y la incorporación de los requerimientos de la etapa PCP, según lo establecido en el presente capítulo de la NT.

Las características del modelo utilizado deberán ser incluidas en el Informe Anual.

Artículo 2-44 Costos utilizados en la modelación del Sistema

En la etapa PCP, el Coordinador deberá garantizar la operación más económica del conjunto de instalaciones, preservando la seguridad y calidad del servicio en el Sistema Eléctrico y minimizando el costo total esperado actualizado de abastecimiento durante el horizonte de modelación. Para lo anterior, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes costos:

- a. Costos variables de operación de las instalaciones de generación, SAE y CAB según corresponda, de acuerdo con lo establecido en la presente NT;
- b. Costos de Oportunidad de la Energía Gestionable;
- c. Costos de oportunidad señalado en la NT GNL vigente;

- d. Servicios Complementarios asignados a las instalaciones del Sistema;
- e. Costos incurridos por la prestación de reservas operacionales;
- f. Costo de falla del Sistema; y,
- g. Costos de partida y detención de las instalaciones de generación, según corresponda.

Artículo 2-45 Estado de operación inicial del SEN

El Coordinador deberá estimar el estado de operación del SEN al inicio del horizonte de simulación. Para ello, el Coordinador deberá utilizar, al menos, los datos enviados por los Coordinados al Sistema de Información en Tiempo Real, de acuerdo con lo establecido en el AT “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al Sistema de Información en Tiempo Real” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

El Coordinador deberá incorporar metodologías o prácticas que le permitan estimar el estado de operación del SEN al inicio del horizonte de la etapa PCP, las cuales deberán ser señaladas en el Informe Anual.

Artículo 2-46 Contenido de la publicación de los resultados

Los resultados de la etapa PCP deberán contener, para todo el horizonte y resolución temporal de la simulación, al menos, lo siguiente:

- a. Nivel de inyección de energía para cada instalación de generación, SAE, CAB y CRCA;
- b. Nivel de retiro de energía para cada SAE, CAB y CRCA;
- c. Listado de prioridad de colocación de la energía, según lo establecido en el Artículo 2-48;
- d. Costo Marginal Programado en cada una de las barras del modelo;
- e. Cotas iniciales y finales, así como los estados de operación de los embalses del Sistema;
- f. Flujo de energía y potencia transferida por cada una de las líneas de transmisión del modelo, junto con las limitaciones de estas instalaciones;
- g. Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal;
- h. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor;
- i. Limitaciones de operación de las instalaciones de generación, SAE, CAB y CRCA consideradas en la etapa e informadas en los Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal y PMPM, indicando hora de inicio y fin de la limitación, así como la capacidad de inyección o retiro, según corresponda, de energía limitada y disponible;
- j. Requerimientos y nivel de reservas operacionales asignados a instalaciones del Sistema, en caso de que corresponda;
- k. Servicios Complementarios asignados a las instalaciones del Sistema;
- l. Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable;
- m. Los Factores de Penalización programados referidos a la Barra de Referencia, de acuerdo con el Artículo 2-7, en cada una de las barras del modelo;

- n. Reducción de Generación Renovable detallando tanto energía como potencia;
- o. Gap al que llega la solución;
- p. Estado de Carga de los Recursos Gestionables de Larga y Corta Duración del Sistema;
- y,
- q. Condiciones Especiales de Operación establecidas en los Artículo 2-113 y Artículo 2-131.

La publicación de los resultados deberá incluir, al menos, las bases de datos, las Restricciones Operativas y los supuestos considerados durante la modelación de la operación del Sistema, junto con los archivos que contienen los resultados de los modelos utilizados.

Artículo 2-47 Publicación de resultados de la etapa PCP

El Coordinador deberá publicar, en la plataforma señalada en el Artículo 2-20, a más tardar a las 18:00 horas del día de modelación de la etapa PCP, la Base de Programación junto con los resultados. Asimismo, deberá informar a los Coordinados a través del medio señalado en el Artículo 2-21.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá, justificadamente, publicar los resultados con posterioridad a la hora establecida, lo que deberá ser reportado en el respectivo Informe Mensual.

Artículo 2-48 Listado de prioridad de colocación de la energía

El listado de prioridad de colocación deberá considerar un horizonte de, al menos, las primeras 24 horas del horizonte de modelación correspondiente. La resolución del listado de prioridad de colocación deberá ser definida por el Coordinador en el Informe Anual. No obstante, las primeras 24 horas del horizonte de modelación no se podrán agrupar en menos de 3 bloques.

Dicho listado deberá ordenar de forma creciente las instalaciones de generación, Sistemas de Almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo, considerando su costo variable o Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

Para estos efectos, el costo variable a utilizar deberá corresponder al de la instalación operando a plena carga.

Artículo 2-49 Acople de la etapa PCP con la etapa PID

Los resultados de la etapa PCP deberán ser utilizados como información de entrada en las etapas PID o en otras etapas que defina el Coordinador, cuyo inicio sea posterior a la publicación de los resultados definitivos de la etapa PCP, de acuerdo con la metodología que determine el Coordinador en el Informe Anual. Esta metodología deberá velar por la

consistencia de los resultados de las distintas etapas de la Programación de la Operación en sus respectivos horizontes de simulación.

Por otro lado, la PCP deberá considerar como antecedentes los resultados de la PID más reciente publicada durante el día de su elaboración.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que existan inconsistencias en los resultados de la etapa PCP que no puedan ser subsanadas en los tiempos requeridos para llevar a cabo las siguientes etapas de la Programación de la Operación, el Coordinador podrá, justificadamente, no considerar lo establecido en los incisos anteriores y deberá reportarlo fundadamente en el respectivo Informe Mensual. Para lo anterior, deberá detallar los ajustes realizados en la etapa PID.

Artículo 2-50 Uso y vigencia de los resultados de la etapa PCP

Los resultados de la etapa PCP deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real del Sistema. Se considerarán vigentes desde su publicación, según lo señalado en el Artículo 2-47, hasta la entrada en vigencia de la próxima etapa PCP o PID, según corresponda.

TÍTULO 2-5 ETAPA DE PROGRAMACIÓN INTRADIARIA

Artículo 2-51 Periodicidad e Inicio de la modelación

El Coordinador deberá realizar la modelación de una etapa PID de la Programación de la Operación cuando se presenten uno o más eventos en la operación real que impliquen cambios significativos en el Sistema, tales como desviaciones relevantes entre la Programación de la Operación y la operación real, fallas, limitaciones técnicas, disponibilidad o indisponibilidad de recursos previstos en la etapa PCP, entre otros y debidamente justificados por el Coordinador. Los eventos y antecedentes que fueron considerados para realizar una etapa PID deberán ser señalados en el respectivo Informe Mensual.

Artículo 2-52 Horizonte y resolución de modelación

La etapa PID deberá considerar, al menos, un horizonte de tiempo de simulación que incluya las horas restantes del día en que se realiza la etapa y las del día siguiente. Asimismo, deberá considerar una resolución horaria.

El Coordinador podrá utilizar un mayor horizonte de simulación o considerar una mayor resolución que las señaladas anteriormente, con el objetivo de determinar adecuadamente la colocación de los recursos energéticos del Sistema durante la etapa PID, de acuerdo con la metodología que defina en el Informe Anual.

Artículo 2-53 Modelo de programación a utilizar por el Coordinador

El Coordinador deberá utilizar, en la simulación para la etapa PID, un modelo que permita una representación multinodal y multiembalse del Sistema, la determinación de la colocación óptima de los recursos energéticos y la incorporación de los requerimientos de la etapa PID, según lo establecido en el presente capítulo de la NT.

Las características del modelo utilizado deberán ser incluidas en el Informe Anual.

Artículo 2-54 Costos utilizados en la modelación del Sistema

En la etapa PID, el Coordinador deberá garantizar la operación más económica del conjunto de instalaciones, preservando la seguridad y calidad del servicio en el Sistema Eléctrico y minimizando el costo total actualizado de abastecimiento durante el horizonte de modelación. Para lo anterior, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes costos:

- a. Costos variables de operación de las instalaciones de generación, SAE y CAB según corresponda, de acuerdo con lo establecido en la presente NT;
- b. Costos de Oportunidad de la Energía Gestionable;
- c. Costo de oportunidad señalado en la NT GNL vigente;

- d. Servicios Complementarios asignados a las instalaciones del Sistema;
- e. Costo de falla del Sistema; y,
- f. Costos de partida y detención de las instalaciones de generación, según corresponda.

Artículo 2-55 Estado de operación inicial del SEN

El Coordinador deberá estimar el estado de operación del Sistema Eléctrico al inicio del horizonte de simulación. Para lo anterior, el Coordinador deberá utilizar los datos enviados por los Coordinados al Sistema de Información en Tiempo Real, de acuerdo con lo establecido en el AT “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al Sistema de Información en Tiempo Real” de la NTSyCS.

El Coordinador deberá incorporar metodologías o prácticas que le permitan estimar el estado de operación del SEN al inicio del horizonte de la etapa PID las cuales deberán ser señaladas en el Informe Anual.

Artículo 2-56 Contenido de la publicación de los resultados

Los resultados de la etapa PID deberán contener, para todo el horizonte y resolución temporal de la simulación, de acuerdo con lo definido en el Artículo 2-52, al menos, lo siguiente:

- a. Nivel de inyección de energía para cada instalación de generación, SAE, CAB y CRCA;
- b. Nivel de retiro de energía para cada SAE, CAB y CRCA;
- c. Listado de prioridad de colocación de la energía, según lo establecido en el Artículo 2-48;
- d. Costo Marginal Programado en cada una de las barras del modelo;
- e. Cotas iniciales y finales, así como los estados de operación de los embalses del Sistema;
- f. Flujo de energía y potencia transferida por cada una de las líneas de transmisión del modelo, junto con las limitaciones de estas instalaciones;
- g. Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal;
- h. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor;
- i. Limitaciones de operación de las instalaciones de generación y Sistemas de Almacenamiento consideradas en la etapa e informadas en los Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal y PMPM, indicando hora de inicio y fin de la limitación, así como la capacidad de inyección o retiro, según corresponda, de energía limitada y disponible;
- j. Requerimientos y nivel de reservas operacionales asignados a instalaciones del Sistema, en caso de que corresponda;
- k. Servicios Complementarios asignados a las instalaciones del Sistema;
- l. Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable;
- m. Los Factores de Penalización referidos a la Barra de Referencia, de acuerdo con el Artículo 2-7, para cada una de las barras del modelo utilizado;
- n. Reducción de Generación Renovable detallando tanto energía como potencia;

- o. Gap al que llega la solución;
- p. Estado de Carga de los Recursos Gestionables de Larga y Corta Duración del Sistema; y,
- q. Condiciones Especiales de Operación establecidas en los Artículo 2-113 y Artículo 2-131.

La publicación de los resultados deberá incluir, al menos, bases de datos, condición hidrológica esperada, Restricciones Operativas y supuestos considerados durante la modelación de la operación del Sistema en la etapa PID, junto con los archivos que contienen los resultados de los modelos utilizados.

Artículo 2-57 Publicación de los resultados de la etapa PID

El Coordinador deberá publicar, en la plataforma señalada en el Artículo 2-20, la Base de Programación utilizada que señala el Artículo 2-14 y los resultados de la etapa PID a más tardar a la hora siguiente a aquella en que se ejecutó la etapa, considerando el inicio de la modelación indicado en el Artículo 2-51. Si el proceso de ejecución de la etapa PID excede el tiempo estimado, el Coordinador deberá indicar la causa en el Informe Mensual.

El Coordinador deberá comunicar dicha publicación a los Coordinados a través del medio establecido en el Artículo 2-21.

Artículo 2-58 Uso y vigencia de los resultados

Los resultados de la etapa PID deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real del Sistema. Se considerarán vigentes desde su publicación en la plataforma, a que hace referencia el Artículo 2-20, hasta la entrada en vigencia de la próxima etapa PCP o PID, según corresponda.

Artículo 2-59 Resumen ejecutivo de la operación

El Coordinador deberá elaborar diariamente un resumen ejecutivo de la operación, el cual deberá ser publicado en la plataforma establecida en el Artículo 2-20 y contener, al menos, los siguientes elementos:

- a. Generación real y programada, desagregado por tecnología, del día anterior a aquel en que se elabora el resumen ejecutivo, en MWh;
- b. Generación horaria real y programada del día anterior a aquel en que se elabora el resumen ejecutivo, en MWh;
- c. Retiros e inyecciones de los SAE y CAB del día anterior a aquel en que se elabora el resumen ejecutivo, en MWh;
- d. Costo Marginal Real, en caso de estar disponible, Costo Marginal en Línea y Costo Marginal Programado, en USD/MWh, para al menos cinco barras del SEN, del día anterior a aquel en que se elabora el resumen ejecutivo, en MWh;

- e. Consumo de combustible programado para el día anterior a aquel en que se elabora el resumen ejecutivo, en las unidades que corresponda para cada tecnología;
- f. Reducción de Generación Renovable programada y real del día anterior a aquel en que se elabora el resumen ejecutivo, en MWh;
- g. Stock de combustible de las centrales térmicas;
- h. Potencia indisponible, desagregado por tecnología, debido a mantenimientos u otros motivos;
- i. Energía embalsada en los últimos 12 meses y en los últimos 3 años, con resolución, al menos, mensual, en GWh; y,
- j. Cotas reales de los embalses del día anterior, en m.s.n.m.

El Coordinador deberá comunicar la publicación del resumen ejecutivo a los Coordinados a través del medio establecido en el Artículo 2-21.

TÍTULO 2-6 INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Artículo 2-60 Alcance

El presente título tiene como objetivo establecer la información a utilizar y los criterios de modelación de las instalaciones de generación del Sistema que deberá aplicar el Coordinador en la Programación de la Operación.

Artículo 2-61 Características técnicas de las instalaciones de generación

Para el proceso de Programación de la Operación el Coordinador deberá considerar las características técnicas de las instalaciones de generación que permitan su adecuada modelación, informadas de acuerdo con lo dispuesto en el AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

En el caso de las etapas PLP y PMP, el Coordinador deberá utilizar, al menos, la potencia máxima neta, en MW, por tipo de combustible, si corresponde, y las configuraciones de operación de las instalaciones de generación.

En el caso de las etapas PCP y PID, el Coordinador deberá utilizar, al menos, la siguiente información técnica:

- a. Potencia máxima neta en MW;
- b. Potencia mínima neta en MW;
- c. Límites de reservas operacionales en MW;
- d. Parámetros de los procesos de partida y detención, así como sus restricciones de operación, determinados de acuerdo con lo establecido en el AT “Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace;
- e. Tasa de carga y descarga en MW/min; y,
- f. Configuraciones de operación de las instalaciones de generación y sus transiciones entre configuraciones.

Artículo 2-62 Características técnicas adicionales de las centrales hidroeléctricas

En el caso de las centrales hidroeléctricas, el Coordinador deberá considerar para el proceso de Programación de la Operación, de forma adicional a lo establecido en los artículos anteriores, la siguiente información:

- a. Conectividad de la Serie Hidráulica de las centrales;
- b. Demandas hídricas tales como convenios de riego, acuerdos operativos, evaporaciones, entre otras;
- c. Funciones de filtraciones;
- d. Funciones de la relación entre la cota y el volumen de los embalses;

- e. Límites de volumen de los embalses;
- f. Límites de variaciones de las cotas de los embalses; y,
- g. Cotas mínimas de los embalses.

La descripción de la información técnica señalada anteriormente se encuentra establecida en el AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

El Coordinador podrá simplificar alguna de las exigencias establecidas en este artículo, con el propósito de asegurar tiempos adecuados de convergencia o de mejorar la representación del SEN en la Programación de la Operación. Las simplificaciones realizadas por el Coordinador, así como su respectiva justificación, deberán estar contenidas en el Informe Mensual.

Artículo 2-63 Características técnicas adicionales de las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

El Coordinador deberá considerar para el proceso de Programación de la Operación, de forma adicional a lo establecido en los artículos anteriores, las características técnicas de las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación que hayan sido informadas de acuerdo con el AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace, y que permitan su adecuada modelación en dicho proceso. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá considerar, al menos, la capacidad de regulación de energía, en MWh.

Artículo 2-64 Conectividad de la Serie Hidráulica

El Coordinador deberá mantener actualizados, en la plataforma que hace referencia el Artículo 2-20, los diagramas que representan la conectividad de la Serie Hidráulica utilizada en los modelos de la Programación de la Operación. El diagrama de conectividad de la Serie Hidráulica deberá hacer referencia, al menos, a la siguiente información referente a la Programación de la Operación:

- a. Identificación de los caudales afluentes asociados a la operación de las centrales hidroeléctricas;
- b. Identificación de los embalses correspondientes; y,
- c. Identificación de las centrales pertenecientes a una misma Serie Hidráulica.

El Coordinador deberá incorporar en el Informe Anual la metodología de modelación de la conectividad de las Series Hidráulicas del SEN.

Artículo 2-65 Costos de partida y detención

El Coordinador deberá utilizar los costos de partida y detención al menos en las etapas PCP y PID, determinados de acuerdo con lo establecido en el Capítulo sobre la Declaración de Costos Variables de la NT CyO.

Artículo 2-66 Costos variables

El Coordinador deberá utilizar los costos variables de las instalaciones de generación en todas las etapas de la Programación de la Operación, los que deberán ser determinados de acuerdo con lo establecido en el Capítulo sobre la Declaración de Costos Variables de la NT CyO.

La metodología de modelación de los costos variables de las instalaciones de generación deberá incluirse en el Informe Anual, considerando, al menos, las configuraciones de operación, los bloques de operación y las curvas de costos variables en función del punto de operación de las centrales de generación. El Coordinador podrá utilizar una simplificación de la curva de costo variable, según el punto de operación de cada central de generación.

En el caso de aquellas etapas cuyo horizonte de modelación supere el periodo de tiempo de declaración de los costos variables establecido en la normativa vigente, el Coordinador deberá utilizar, para modelar los costos variables de las centrales termoeléctricas, los resultados del estudio al que se hace referencia en el Artículo 2-67.

Artículo 2-67 Disponibilidad de combustibles y proyección de precios

El Coordinador deberá, en el Informe Anual, definir la metodología de modelación de la disponibilidad de combustible de cada instalación de generación declaradas según lo establecido en el Capítulo sobre la Declaración de Costos Variables de la NT CyO.

Para el caso de las instalaciones de generación que operan en base de gas natural licuado regasificado, el Coordinador deberá cumplir con las disposiciones establecidas en la NT GNL, definiendo, en el Informe Anual, la metodología de modelación de dicho combustible en las etapas de la Programación de Operación, señaladas en el Artículo 2-2.

Asimismo, el Coordinador deberá realizar, al menos semestralmente, un estudio que proyecte la disponibilidad de los insumos de las centrales termoeléctricas interconectadas al Sistema y de aquellas establecidas en la configuración del parque futuro de las instalaciones de generación indicado en el Artículo 2-17.

Adicionalmente, el Coordinador deberá realizar, al menos semestralmente, un estudio que proyecte los costos de combustible de las centrales termoeléctricas interconectadas al SEN y de aquellas establecidas en la configuración del parque futuro de las instalaciones de generación indicado en el Artículo 2-17.

El horizonte y resolución de modelación de ambos estudios deberá ser, al menos, igual al horizonte de simulación de la etapa PLP.

Dichos estudios deberán estar disponibles para su utilización en las etapas PLP, para lo cual el Coordinador deberá incluir la fecha de publicación en el calendario de estudios del Informe Anual. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador, justificadamente, podrá actualizar los referidos estudios ante cambios relevantes en los supuestos utilizados. Para ello, deberá establecer en el Informe Anual indicadores que muestren las diferencias entre los precios y disponibilidad de combustibles proyectados y su comparación con la información real, lo que deberá ser publicado en cada Informe Mensual.

Los estudios y sus actualizaciones señalados en los incisos tercero y cuarto deberán ser publicados en la plataforma que se refiere el Artículo 2-20 y comunicados a través del medio establecido en conformidad con el Artículo 2-21.

El Coordinador, de manera preliminar, deberá disponer un periodo de, al menos, 10 días para que los Coordinados realicen observaciones a los informes señalados en los incisos tercero y cuarto. La versión definitiva, junto a las respectivas respuestas a las observaciones, deberá ser publicada a más tardar 15 días después del término del plazo para formular observaciones.

Artículo 2-68 Pronóstico de Generación

Los Coordinados titulares de Centrales Renovables, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación que no operen con Autodespacho y cuyo recurso primario sea eólico o solar, deberán enviar los Pronósticos de Generación, de acuerdo con lo establecido en el Título 2-9.

Los Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas categorizadas como Recursos Gestionables de Larga Duración o de aquellas en Serie Hidráulica con estas, estarán exentos del envío de pronósticos.

Por otro lado, los Coordinados titulares de Centrales Renovables, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación, distintas a las mencionadas en los incisos anteriores y que no operen con Autodespacho, deberán enviar al Coordinador, por el medio y forma señalados en el Artículo 2-72, un Pronóstico de Generación, al menos una vez al día, a más tardar a las 8:00 horas, con resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PCP, cuyo horizonte inicie a las 00:00 del día siguiente y que abarque, como mínimo, 10 días corridos.

Los pronósticos señalados en el inciso anterior deberán procurar minimizar la desviación con respecto a la Disponibilidad de Generación eléctrica en la operación en tiempo real. Para ello, el Coordinador deberá aplicar las disposiciones asociadas a los indicadores de desvío señalados en el Título 2-9.

Artículo 2-69 Programa de Excedentes de Generación

Los Autoproductores deberán realizar el envío del Programa de Excedentes de Generación de acuerdo con lo establecido en el Título 2-11.

Artículo 2-70 Pronóstico de los Coordinados con Autodespacho

Los Autoproductores y los Coordinados PMG que operen con Autodespacho, deberán realizar el envío al Coordinador, por el medio y forma señalados en el Artículo 2-72, un Pronóstico de Generación o el Programa de Excedentes de Generación, según corresponda. Lo anterior se deberá enviar, al menos, una vez al día, a más tardar a las 8:00 horas, con resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PCP, cuyo horizonte inicie a las 00:00 del día siguiente y que abarque, como mínimo, 10 días corridos.

Los pronósticos señalados en el inciso anterior deberán procurar minimizar la desviación con respecto a la Disponibilidad de Generación eléctrica en la operación en tiempo real. Para ello, el Coordinador deberá aplicar las disposiciones asociadas a los indicadores de desvío señalados en el Título 2-9 o el Título 2-11, según corresponda.

Artículo 2-71 Disponibilidad de los pronósticos de los Coordinados

La información relativa a los Pronósticos de Generación y el Programa de Excedentes de Generación deberá tener una disponibilidad completa, en el medio señalado en el Artículo 2-72, de, al menos, 97,5% medida mensualmente, considerando una ventana móvil de 12 meses.

Se entenderá por disponibilidad completa de la información relativa a un pronóstico la entrega en tiempo y forma de la información requerida, considerando los formatos y resoluciones establecidas en la presente NT o la normativa que la reemplace.

Artículo 2-72 Recursos técnicos y computacionales para la recepción de pronósticos

El Coordinador deberá disponer de los sistemas computacionales y recursos técnicos necesarios para la recepción automatizada y alternativa de los Pronósticos de Generación y Programas de Excedentes de Generación, los cuales deben poseer una disponibilidad de, al menos 97,5%, medido en una ventana móvil de 12 meses. El medio alternativo para la recepción de los pronósticos deberá ser utilizado por los Coordinados, siempre y cuando la vía automatizada no se encuentre disponible.

El Coordinador deberá definir el medio y formato mediante el cual los Coordinados realicen el envío de los pronósticos, en conformidad con lo señalado en el inciso anterior. El formato deberá estar disponible en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20.

Adicionalmente, el Coordinador deberá almacenar, en una base de datos, los Programas de Excedentes de Generación y los Pronósticos de Generación. Esta base de datos deberá contener, al menos, la resolución del pronóstico, instalación, fecha y hora de realización del

pronóstico, tipo de pronóstico y Disponibilidad de Generación. Dicha base de datos deberá estar disponible en la plataforma señalada en el Artículo 2-20.

El Coordinador deberá almacenar la información histórica de, al menos, los últimos 10 años relacionada con los pronósticos enviados por los Coordinados.

Artículo 2-73 Pronósticos Centralizados de Generación y Caudales del Coordinador

El Coordinador deberá elaborar Pronósticos Centralizados de Generación y Caudales de acuerdo con lo establecido en el Título 2-8 y el Título 2-10, según corresponda.

Los pronósticos indicados en el artículo anterior deberán ser utilizados en el proceso de la Programación de la Operación, pudiendo, a su vez, ser usados en el ejercicio de otras funciones del Coordinador, en conformidad con la normativa vigente.

El Coordinador deberá incluir en el Informe Anual la metodología para el uso del Pronóstico Centralizado de Generación y Caudales en la Programación de la Operación.

Artículo 2-74 Publicidad de la información asociada al Pronóstico Centralizado de Generación y Caudales

El Coordinador deberá publicar, en la plataforma que hace referencia el Artículo 2-20, los Pronósticos Centralizados de Generación y los Pronósticos Centralizado de Caudales utilizados en cada una de las etapas de la Programación de la Operación como parte de la Base de la Programación de la etapa correspondiente. Si el cálculo del Pronóstico Centralizado de Generación o el Pronóstico Centralizado de Caudales dispone de etapas intermedias, esta información también deberá ser publicada por el Coordinador. En caso de que el Coordinador realice agrupaciones por zonas para efectos de elaborar dicho pronóstico, este deberá indicar las centrales pertenecientes a cada agrupación.

Adicionalmente, el Coordinador deberá almacenar, en una base de datos, el Pronóstico Centralizado de Generación y Pronóstico Centralizado de Caudales. Esta base de datos deberá contener, al menos, la resolución del pronóstico, instalación, fecha y hora de realización del pronóstico, tipo de pronóstico y Disponibilidad de Generación. La base de datos deberá estar disponible en la plataforma señalada en el Artículo 2-20.

Artículo 2-75 Estudio del estado del pronóstico centralizado

El Coordinador deberá contratar, al menos, cada cuatro años un estudio que verifique el estado actual del Pronóstico Centralizado de Generación y el Pronóstico Centralizado de Caudales. Dicho estudio deberá dar cuenta de los principales aspectos a mejorar, considerando los avances tecnológicos y las nuevas metodologías disponibles para la elaboración de pronósticos, con el objetivo de disponer de un pronóstico más preciso. El referido estudio deberá ser publicado en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20.

Artículo 2-76 Metodología de modelación de instalaciones de generación

El Coordinador deberá incluir, en el Informe Anual, cada una de las metodologías que utilizará durante el siguiente año para la modelación de las instalaciones de generación en todas las etapas de la Programación de la Operación, señaladas en el Artículo 2-2. El Coordinador podrá utilizar una topología simplificada de las instalaciones de generación para la Programación de la Operación, la que podrá ser distinta en cada una de las etapas de esta.

TÍTULO 2-7 INFORMACIÓN ESTADÍSTICA DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE LOS COORDINADOS

Artículo 2-77 Alcance

En el presente título se establece la información adicional que deberán entregar los Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas para su modelación en la Programación de la Operación.

Artículo 2-78 Estadística de caudales

Los Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas que no operen con Autodespacho deberán actualizar y entregar al Coordinador, a más tardar el 20 de junio de cada año, la estadística del promedio de los caudales afluentes en régimen natural, caudales ecológicos y restricciones ambientales, entre otros, asociada a la operación de sus instalaciones, incluyendo, al menos, la información desde abril de 1960 hasta el 31 de marzo del año correspondiente a la entrega de la información.

En caso de que el Coordinado no cuente con la estadística del promedio de los caudales afluentes antes indicados, este deberá hacer entrega de la estadística requerida realizando la mejor estimación utilizando la información disponible. La metodología aplicada para esta estimación deberá estar debidamente justificada en el reporte hidrológico a que se refiere el Artículo 2-79.

El Coordinador deberá definir el formato, forma de entrega y resolución temporal de la información, la cual deberá dividir cada uno de los meses en al menos cuatro etapas. Como mínimo, el formato deberá permitir que el Coordinado indique si la información entregada corresponde al promedio de los caudales afluentes en régimen natural o a una estimación. Dicho formato deberá estar disponible en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20.

El Coordinador deberá revisar la estadística del promedio de los caudales afluentes en régimen natural enviada y podrá solicitar correcciones a los Coordinados, quienes deberán realizar y enviar dichas correcciones en tiempo y forma.

En caso de que en una misma cuenca existan aprovechamientos de recursos hídricos de más de un Coordinado, estos podrán compartir el uso del equipamiento de medición, con previa autorización del Coordinador. Para ello, deberán realizar una solicitud que contenga un informe en el cual se indiquen los motivos que justifiquen el uso compartido del equipamiento, los respaldos de las eficiencias a obtener y se demuestre la no afectación de la calidad de la medición. Asimismo, los Coordinados podrán utilizar equipamientos instalados u operados por terceros, sean estas entidades públicas o privadas, previa autorización de estos y mediando la correspondiente coordinación.

Artículo 2-79 Reporte hidrológico

Los Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas que no operen con Autodespacho deberán entregar un reporte hidrológico en conjunto con la estadística de caudales del Artículo 2-78 y a más tardar el 20 de junio de cada año, con el fin de que el Coordinador pueda validar la calidad de la estadística de caudales entregada.

El reporte hidrológico deberá considerar, al menos, lo siguiente:

- a. Un análisis de la variación de los caudales en el último Año Hidrológico reportado respecto del resto de la estadística;
- b. Un análisis de los caudales del último Año Hidrológico reportado respecto de la operación real del Coordinado cuya operación es afectada por dichos caudales; y,
- c. Un análisis de la estadística de caudales respecto de las variables meteorológicas registradas, tales como temperatura, precipitaciones, entre otras.

El formato del reporte hidrológico será definido por el Coordinador y deberá estar disponible en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20.

El Coordinador deberá revisar el reporte hidrológico enviado en conjunto con la estadística de caudales y podrá solicitar las correcciones pertinentes. Los Coordinados deberán realizar y enviar dichas correcciones en tiempo y forma, según lo que determine el Coordinador. Con todo, el Coordinador podrá usar estimaciones propias en aquellos casos que las correcciones no sean resueltas oportunamente.

Para la correcta revisión de la estadística de caudales y del reporte hidrológico del año correspondiente, el Coordinador deberá establecer índices que permitan analizar, al menos, la variabilidad de los caudales informados, la relación de los caudales respecto a la operación real de las centrales hidroeléctricas correspondientes y la relación de los caudales respecto a las variables meteorológicas correspondientes. El Coordinador deberá publicar los índices establecidos anteriormente, aplicados a las estadísticas de caudales enviadas por los Coordinados.

TÍTULO 2-8 PRONÓSTICO CENTRALIZADO DE CAUDALES**Artículo 2-80 Alcance**

En el presente título se establece la obligación del Coordinador de definir una metodología que deberá aplicar en las distintas etapas de la Programación de la Operación para realizar el Pronóstico Centralizado de Caudales. Este pronóstico se realizará para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación categorizadas como Recurso Gestionable de Larga duración cuyo recurso primario sea la energía hidráulica y que se encuentren interconectadas al Sistema Eléctrico o que estén contempladas en la configuración del parque futuro de las instalaciones de generación referido en el Artículo 2-17.

Artículo 2-81 Metodología del Pronóstico Centralizado de Caudales

El Coordinador, en el Informe Anual, deberá establecer la metodología a la que se hace referencia en el artículo anterior que deberá considerar, al menos, lo siguiente:

- a. Dentro de un Año Hidrológico, al menos un Periodo Aleatorio y un Periodo de Incertidumbre Reducida, definiendo las fechas de inicio y término de cada periodo;
- b. En el primer Año Hidrológico de modelación, al menos, un Pronóstico de Deshielo durante el o los Periodos de Incertidumbre Reducida;
- c. Las características técnicas de las centrales hidroeléctricas informadas de acuerdo con lo establecido en el AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace;
- d. La información correspondiente a las centrales hidroeléctricas recibida por el Coordinador a través del SITR, según lo establecido en el AT “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al Sistema de Información en Tiempo Real” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace; y,
- e. Las estadísticas de caudales entregadas por los Coordinados, según lo establecido en el Título 2-7.

A su vez, deberá definir los criterios para considerar un Pronóstico de Deshielo en el o los Periodos de Incertidumbre Reducida a partir del segundo Año Hidrológico en adelante, como también, velar por la coherencia con el horizonte y la resolución de la modelación de las distintas etapas de la Programación de la Operación.

Artículo 2-82 Calidad del Pronóstico Centralizado de Caudales

El Coordinador deberá definir indicadores y su estrategia de aplicación que permitan monitorear la calidad de los Pronósticos Centralizados de Caudales realizados para las distintas etapas de la Programación de la Operación.

El resultado de estos indicadores deberá incluirse en el Informe Mensual. Adicionalmente, el Coordinador deberá incluir, en el Informe Anual, una propuesta de mejoras a la metodología de los Pronósticos Centralizados de Caudales.

Artículo 2-83 Informe de pronósticos de deshielo

Al menos una vez al año, el Coordinador deberá publicar, en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20, un informe preliminar de pronósticos de deshielo el cual deberá considerar el detalle de la metodología aplicada y los supuestos utilizados en la elaboración de los Pronósticos de Deshielo correspondiente en cada cuenca. Los Coordinados tendrán un plazo máximo de 5 días para presentar sus observaciones al informe preliminar.

Posteriormente, el Coordinador deberá publicar, en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20, el informe definitivo de pronósticos de deshielo, junto con las respuestas a las observaciones de los Coordinados, previo a la elaboración del o los Pronósticos de Deshielo del Año Hidrológico en curso.

Artículo 2-84 Pronósticos de Deshielo

Para la elaboración o contratación de los Pronósticos de Deshielo de las distintas cuencas, el Coordinador deberá definir los puntos de control que permitan disponer de los pronósticos de caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas que este determine. Los Pronósticos de Deshielo deberán incluir, al menos, información pluviométrica, nivométrica, temperatura, niveles de radiación solar, volúmenes y afluentes proyectados para el Periodo de Incertidumbre Reducida, en los formatos que defina el Coordinador.

Asimismo, en la elaboración o contratación de los Pronósticos de Deshielo, el Coordinador deberá considerar la metodología y supuestos incluidos en el informe de pronósticos de deshielo.

Artículo 2-85 Resultados y actualizaciones del Pronóstico de Deshielo

El primer Pronóstico de Deshielo de cada Periodo de Incertidumbre Reducida del Año Hidrológico se deberá realizar con, al menos, un mes de antelación a la fecha de inicio del o los Periodos de Incertidumbre Reducida. Asimismo, durante dichos periodos, el Pronóstico de Deshielo se deberá actualizar, al menos, cada 15 días o frente a desviaciones relevantes de los indicadores señalados en el Artículo 2-82.

El Coordinador deberá publicar, en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20, los Pronósticos de Deshielo y sus actualizaciones e informar a los Coordinados mediante el medio señalado en el Artículo 2-21.

TÍTULO 2-9 PRONÓSTICO SOLAR O EÓLICO DE LOS COORDINADOS**Artículo 2-86 Alcance**

En el presente título, se establecen las obligaciones de los Coordinados titulares de Centrales Renovables cuyo recurso primario sea eólico o solar, respecto de la elaboración de los Pronósticos de Generación de sus instalaciones.

Los pronósticos mencionados podrán ser utilizados tanto en la Programación de la Operación como en el ejercicio de otras funciones del Coordinador, en conformidad con la normativa vigente.

Artículo 2-87 Exigencias de anexos técnicos asociados con este título

Los Coordinados titulares de Centrales Renovables cuyo recurso primario sea eólico o solar deberán cumplir con las exigencias de calidad en el envío de las variables establecidas en el Anexo Técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos Para el Envío de Datos al SITR” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

Asimismo, los Coordinados señalados en el inciso anterior deberán cumplir con el envío de la información técnica establecida en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

Artículo 2-88 Pronóstico de las próximas 48 horas

Los Coordinados titulares de Centrales Renovables cuyo recurso primario sea eólico o solar, para cada hora del día, deberán enviar al Coordinador, por el medio y forma señalados en el Artículo 2-72, un Pronóstico de Generación. Este pronóstico deberá tener una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PID, con un horizonte de las próximas 48 horas y deberá incluir, al menos, los valores de probabilidad de excedencia de 25%, 50% y 75%.

Artículo 2-89 Pronóstico de los días siguientes

Los Coordinados titulares de una Central Renovable cuyo recurso primario sea eólico o solar, diariamente, a más tardar, a las 8:00 horas, deberán enviar al Coordinador, por el medio y forma señalados en el Artículo 2-72, un Pronóstico de Generación. Este pronóstico deberá tener una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PCP, cuyo horizonte de modelación abarque, al menos, 10 días corridos, debe iniciar a las 00:00 del día siguiente e incluir, al menos, los valores de probabilidad de excedencia de 25%, 50% y 75%.

El Coordinador podrá establecer un horario de entrega distinto para los pronósticos de los días siguientes, debiendo informar a los Coordinados de ello con una anticipación mínima de 2 meses, mediante el medio lo establecido en el Artículo 2-21.

Artículo 2-90 Pronóstico conjunto de centrales

Los Coordinados titulares de Centrales Renovables cuyo recurso primario sea eólico o solar podrán realizar pronósticos conjuntos o usar equipamiento de medida compartido, previa autorización del Coordinador. Para ello, deberán enviar una solicitud fundada al Coordinador, dando cuenta de que no habrá afectación en los pronósticos enviados ni en la calidad de la medición y envío de señales en tiempo real, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el AT “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al Sistema de Información en Tiempo Real” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

Para cumplir con lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá definir, en el Informe Anual, los criterios y metodologías correspondientes.

Artículo 2-91 Indicadores de desvío de los pronósticos de las próximas 48 horas y de los días siguientes

Los Coordinados deberán procurar minimizar las desviaciones entre los pronósticos señalados en el Artículo 2-88 y Artículo 2-89, y la Disponibilidad de Generación, considerando los indicadores RMSE, MAE y BIAS que deberán ser calculados por el Coordinador para cada central, utilizando las fórmulas que se señalan a continuación:

Tabla 1: fórmulas de los indicadores de desvío para los pronósticos de las próximas 48 horas y de los días siguientes

Indicador	Fórmula
$RMSE_n$: Raíz del error cuadrático medio de n horas [%]	$\frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} (g_i^{est} - g_i^{real})^2}{n * \Delta}}}{Potencia Instalada}$
MAE_n : Error absoluto medio de n horas [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} g_i^{est} - g_i^{real} }{n * \Delta}}{Potencia Instalada}$
$BIAS_n$: Sesgo de n horas [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} (g_i^{est} - g_i^{real})}{n * \Delta}}{Potencia Instalada}$

Donde,

g_i^{est} : corresponde a la Disponibilidad de Generación estimada, en MWh, en el pronóstico, en el intervalo de tiempo i. Se considerará la probabilidad de excedencia del 50%;

g_i^{real} : corresponde a la generación real, Disponibilidad de Generación o Energía Afluente reales, en MWh, según corresponda, en el intervalo de tiempo i;

n : corresponde a la cantidad de horas evaluadas;

Δ : corresponde a la cantidad de datos que se utilizan en una hora; y,

Potencia Instalada: corresponde a lo señalado en el artículo 25, numeral 11.1.6 Capacidad máxima, potencia neta efectiva, o en el artículo 31, numeral 17.1.6, Capacidad nominal del Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace, según corresponda a la instalación.

Tanto g_i^{est} como g_i^{real} serán medidos con, al menos, 3 decimales.

Para el caso de los pronósticos correspondientes a Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo recurso primario sea eólico o solar, estas desviaciones se calcularán con respecto a la Energía Afluente de las centrales.

Artículo 2-92 Máximo desvío estático de los pronósticos para la hora siguiente

Para las Centrales Renovables cuyo recurso primario sea eólico o solar, el promedio mensual de cada uno de los indicadores de desviación, señalados en el Artículo 2-91, no podrá superar lo que se indica en la siguiente tabla:

Tabla 2: máximo desvío estático de los pronósticos para la hora siguiente

Recurso primario	MAE_1	$ BIAS_1 ^*$
Solar	5%	3%
Eólico	7%	4%

* Valor absoluto del $BIAS_1$

El Coordinador calculará los indicadores MAE_1 y $BIAS_1$ para cada hora del pronóstico de las próximas 48 horas indicado en el Artículo 2-88.

Los valores establecidos en la Tabla 2 también aplicarán a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, cuyo recurso primario sea eólico o solar. En el caso de una Central Renovable que utilice dos o más fuentes de energía primaria renovables, se utilizará el máximo desvío estático más restrictivo entre las tecnologías que la conformen.

Artículo 2-93 Máximo desvío estático de los pronósticos de las próximas 48 horas

Para las Centrales Renovables cuyo recurso primario sea eólico o solar, el promedio mensual de los indicadores de desvío señalados en el Artículo 2-91, no podrán superar los valores que se indican en la siguiente tabla:

Tabla 3: máximo desvío estático de los pronósticos de las próximas 48 horas

Recurso primario	$RMSE_{48}$	MAE_{48}	$ BIAS_{48} ^*$
Solar	11%	7%	4%
Eólica	17%	13%	7%

*Valor absoluto del $BIAS_{48}$

El Coordinador calculará los indicadores $RMSE_{48}$, MAE_{48} y $BIAS_{48}$ para cada hora, considerando toda la ventana del pronóstico de las próximas 48 horas indicado en el Artículo 2-88.

Los valores establecidos en la Tabla 3 también aplicarán a Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo recurso primario sea eólico o solar. En el caso de una Central Renovable que utilice dos o más fuentes de energía primaria renovables, se utilizará el máximo desvío estático más restrictivo entre todas las tecnologías que la conformen.

Artículo 2-94 Publicidad de indicadores y listado de calidad de los pronósticos

El Coordinador deberá calcular e incorporar en el Informe Mensual los indicadores señalados en el Artículo 2-92 y el Artículo 2-93, así como otros indicadores adicionales cuya incorporación considere pertinente.

A su vez, el Coordinador deberá incorporar al Informe Mensual un listado de calidad, en orden decreciente, de los Pronósticos de Generación enviados por los Coordinados considerando el índice MAE de cada central. Asimismo, deberá señalar los desvíos relevantes o reiterados.

Finalmente, el Coordinador, con ocasión de la publicación del Informe Mensual, deberá publicar, en la plataforma que hace referencia el Artículo 2-20, la información necesaria para realizar los cálculos de los indicadores de desvío antes mencionados, incluyendo el Pronóstico de Generación de las próximas 48 horas y de los días siguientes, generación real, Disponibilidad de Generación y Energía Afluente según cada tipo de central, ente otros.

TÍTULO 2-10 PRONÓSTICO CENTRALIZADO SOLAR Y EÓLICO DEL COORDINADOR

Artículo 2-95 Alcance

Este título trata los aspectos relativos a la elaboración, por parte del Coordinador, del Pronóstico Centralizado de Generación para las Centrales Renovables cuyo recurso primario sea eólico o solar.

Artículo 2-96 Pronóstico Centralizado de Generación solar y eólico

El Coordinador deberá elaborar un Pronóstico Centralizado de Generación para las Centrales Renovables cuyo recurso primario sea eólico o solar el cual contendrá la Disponibilidad de Generación y Energía Afluente estimada de dichas instalaciones.

Para la elaboración del Pronóstico Centralizado de Generación deberá considerar como fuente de información los Programas de Excedentes de Generación y los Pronósticos de Generación enviados por los Coordinados. Adicionalmente, el Coordinador podrá utilizar como fuente de información pronósticos elaborados por terceros, estadística de generación, variables meteorológicas, entre otras fuentes. En el caso de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación, el Pronóstico Centralizado de Generación Renovable podrá contener solo la Energía Afluente estimada.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá analizar los pronósticos de los Coordinados y evaluar la pertinencia de su incorporación en la elaboración del Pronóstico Centralizado de Generación, según corresponda. Asimismo, podrá solicitar justificadamente antecedentes adicionales que estime necesarios para la elaboración del Pronóstico Centralizado de Generación.

Artículo 2-97 Pronósticos centralizados de las próximas 48 horas

Para cada hora del día, el Coordinador deberá realizar un Pronóstico Centralizado de Generación de las próximas 48 horas con una resolución igual a la del primer día de la etapa PID y con un horizonte de las próximas 48 horas y deberá incluir, al menos, el valor de probabilidad de excedencia de 50%.

Artículo 2-98 Pronósticos centralizados de los días siguientes

El Coordinador deberá a más tardar a las 9:00, realizar un Pronóstico Centralizado de Generación, según corresponda, para los días siguientes con una resolución igual a la del primer día de la etapa PCP y deberá abarcar un horizonte de 10 días corridos y deberá incluir, al menos, el valor de probabilidad de excedencia de 50%.

Artículo 2-99 Indicadores de desvío del Pronóstico Centralizado de Generación

El Coordinador deberá propender a disminuir el valor de los indicadores RMSE, MAE y BIAS de las centrales respecto de las cuales se determina un Pronóstico Centralizado de Generación de las próximas 48 horas y de los días siguientes, según corresponda. Los indicadores antes mencionados se determinarán utilizando las fórmulas que se señalan a continuación:

Tabla 4: fórmulas de los indicadores de desvío para el Pronóstico Centralizado de Generación

Indicador	Fórmula
EA_i : Error agregado de la hora i [%]	$\frac{\sum_{c=1}^m g_{i,c}^{est} - \sum_{c=1}^m g_{i,c}^{real}}{\sum_{c=1}^m Potencia\ Instalada_c}$
$RMSE_{c_n}$: Error cuadrático Medio Conjunto de n horas [%]	$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i^2}{n * \Delta}}$
MAE_{c_n} : Error Absoluto Medio Conjunto de n horas [%]	$\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i }{n * \Delta}$
$BIAS_{c_n}$ Sesgo Conjunto de n horas [%]	$\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i}{n * \Delta}$

Donde,

$g_{i,c}^{est}$: corresponde a la Disponibilidad de Generación o Energía Afluyente estimada, en MWh, en el Pronóstico Centralizado de Generación de la central c en el intervalo de tiempo i;

$g_{i,c}^{real}$: corresponde a la generación real, Energía Afluyente o Disponibilidad de Generación, según corresponda, en MWh, de la central c en el intervalo de tiempo i;

m : corresponde a la cantidad de instalaciones;

n : corresponde a la cantidad de horas evaluadas;

Δ : corresponde a la cantidad de datos que se utilizan en una hora; y,

$Potencia\ Instalada_c$: corresponde a la potencia instalada de la central generadora c, de acuerdo con lo señalado en el artículo 25, numeral 11.1.6 Capacidad máxima, potencia neta

efectiva del AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

Tanto $g_{i,c}^{est}$ como $g_{i,c}^{real}$ serán expresados con al menos 3 decimales.

La Energía Afluente se utilizará en los cálculos antes indicados solo para las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación, si corresponde.

El Coordinador deberá desagregar estos indicadores por tipo de tecnología y central.

Artículo 2-100 Publicidad de los indicadores de desvío en el Informe Mensual

El Coordinador deberá incluir, en el Informe Mensual, el promedio mensual de los indicadores de desvío que se señalan en el Artículo 2-99, para dar cuenta del estado de los pronósticos centralizados. Asimismo, deberá señalar las principales desviaciones e indicar sus motivos.

TÍTULO 2-11 AUTOPRODUCTORES

Artículo 2-101 Alcance

En el presente título, se establecen las obligaciones de los Autoprodutores respecto de la elaboración del Programa de Excedentes de Generación de sus instalaciones.

Artículo 2-102 Programa de Excedentes de Generación de los días siguientes

Una vez al día, a más tardar a las 8:00 horas, los Autoprodutores deberán enviar al Coordinador, por el medio y forma señalados en el Artículo 2-72, un Programa de Excedentes de Generación con resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PCP, cuyo horizonte inicie a las 00:00 del día siguiente y que abarque, como mínimo, 10 días corridos.

Artículo 2-103 Indicadores de desvío de los Programas de Excedentes de Generación

Los Coordinados deberán procurar minimizar las desviaciones entre los Programas de Excedentes de Generación enviados al Coordinador y la generación real inyectada al Sistema, considerando los indicadores RMSE, MAE y BIAS calculados para cada central, los que se determinan utilizando las fórmulas que se señalan a continuación:

Tabla 5: fórmulas de los indicadores de desvío para el Programa de Excedentes de Generación

Indicadores	Fórmula
$RMSE_n$: Raíz del error cuadrático Medio de n horas [%]	$\frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} (g_i^{est} - g_i^{real})^2}{n * \Delta}}}{Potencia\ Instalada}$
MAE_n : Error absoluto medio de n horas [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} g_i^{est} - g_i^{real} }{n * \Delta}}{Potencia\ Instalada}$
$BIAS_n$ Sesgo de n horas [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} (g_i^{est} - g_i^{real})}{n * \Delta}}{Potencia\ Instalada}$

Donde,

g_i^{est} : corresponde a la energía disponible, en MWh, informada por el Autoprodutor en el Programa de Excedentes de Generación en el intervalo de tiempo i;

g_i^{real} : corresponde a la generación real inyectada al SEN en MWh, según corresponda, en el intervalo de tiempo i;

n: corresponde a la cantidad de horas evaluadas;

Δ : corresponde a la cantidad de datos que se utilizan en una hora; y,

Potencia Instalada: corresponde a lo señalado en el artículo 25, numeral 11.1.6 Capacidad máxima, potencia neta efectiva del AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

Tanto g_i^{est} como g_i^{real} serán expresados con, al menos, 3 decimales.

En el cálculo de Disponibilidad de Generación, no se considerará como restricción externa aquellas asociadas a limitaciones provenientes de los procesos productivos propios de la instalación.

Artículo 2-104 Publicidad de indicadores y listado de calidad de los programas

El Coordinador deberá calcular e incorporar, en el Informe Mensual, el promedio mensual de los indicadores de desvío señalados en el Artículo 2-103, así como otros indicadores cuya incorporación considere pertinente.

Asimismo, el Coordinador deberá incorporar al Informe Mensual un listado de calidad, en orden decreciente, de los Programas de Excedentes de Generación enviados por los Coordinados considerando el índice MAE de cada central. Además, deberá señalar los desvíos relevantes o reiterados.

TÍTULO 2-12 RECURSOS GESTIONABLES

Artículo 2-105 Alcance

El presente título establece los criterios y obligaciones para la modelación de las instalaciones que disponen de Recursos Gestionables que debe aplicar el Coordinador en la Programación de la Operación para efectos de determinar aquellas instalaciones a las que el Coordinador calculará un costo de oportunidad, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento CyO.

Artículo 2-106 Instalaciones que disponen de Recursos Gestionables

El Coordinador deberá categorizar todas las instalaciones que estén en operación o declaradas en construcción que dispongan de Recursos Gestionables, es decir, cuya energía pueda ser almacenada permitiendo un uso futuro en el tiempo.

Artículo 2-107 Categorías de Recursos Gestionables

El Coordinador deberá categorizar los Recursos Gestionables considerando dos clasificaciones: (i) Recursos Gestionables de Larga Duración y (ii) Recursos Gestionables de Corta Duración.

Las instalaciones que dispongan de Recursos Gestionables serán categorizadas como Recursos Gestionables de Larga Duración cuando el Coordinador, en conformidad con el análisis técnico señalado en el Artículo 2-108, determine que su capacidad de almacenamiento, su capacidad de regulación u otros atributos, implican un impacto relevante en la operación del SEN. Para este caso, el Coordinador deberá calcularles un Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable a su energía almacenada, de manera de preservar y garantizar la operación segura y más económica del SEN. En caso contrario, serían categorizadas como Recursos Gestionables de Corta Duración y, por lo tanto, no se requiere dicho cálculo.

El Coordinador podrá considerar agrupaciones de instalaciones dependiendo de las características técnicas de las mismas, agrupaciones geográficas u otras que considere relevante.

Artículo 2-108 Categorización de los Recursos Gestionables

El Coordinador deberá categorizar las instalaciones de Recursos Gestionables en una de las dos categorías, cuantificando el impacto relevante de dichas instalaciones en el SEN a partir de un análisis técnico que considere, al menos, lo siguiente:

- a. Capacidad de gestión de la energía almacenada;
- b. Capacidad de almacenamiento de energía;
- c. Potencia nominal de las componentes de generación y almacenamiento;
- d. Operación esperada de la instalación;

- e. Efecto sistémico de la tecnología en el sistema o subsistema;
- f. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento;
- g. Pronósticos de Generación, en los casos que corresponda; y,
- h. Impacto en la seguridad o en la eficiencia económica del Sistema Eléctrico.

La metodología a que se refiere el análisis técnico señalado inciso anterior deberá ser incorporada por el Coordinador en su Informe Anual, así como los supuestos considerados. De igual modo, deberá incorporar los criterios considerados para llevar a cabo una modificación de categorización en conformidad con el Artículo 2-109.

El Coordinador deberá mantener actualizado, en la plataforma que hace referencia el Artículo 2-20, el listado de instalaciones que disponen de Recursos Gestionables y su categorización, así como el análisis técnico que justifica dicha categorización.

La categoría de Recurso Gestionable que tendrá cada instalación deberá ser informada por el Coordinador a cada Coordinado previo a la fecha de Puesta en Servicio.

Artículo 2-109 Modificación de la categoría de Recurso Gestionable

El Coordinador, justificadamente, podrá modificar la categorización de una instalación que dispone de Recursos Gestionables, en virtud de cambios relevantes en las condiciones de operación del SEN, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 2-108 o en las características técnicas de la instalación correspondiente.

El Coordinador deberá informar de la modificación al respectivo Coordinado, a través del medio señalado en el Artículo 2-21, con una anticipación mínima de 3 meses. Para estos efectos, el respectivo Coordinado dispondrá de 10 días para realizar observaciones.

A partir de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador, dispondrá de 15 días para responder las observaciones de los respectivos Coordinados.

Artículo 2-110 Programación de los Recursos Gestionables de Larga Duración

El Coordinador deberá definir, en el Informe Anual, en cuales etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2, se les calculará el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable a cada una de las instalaciones a las que les sea aplicable.

Adicionalmente, el Coordinador podrá definir, en el Informe Anual, etapas de la Programación de la Operación adicionales a las establecidas en el presente capítulo de la NT, con el objetivo de calcular de forma eficiente el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de las instalaciones categorizadas como Recursos Gestionables de Larga Duración que determine el Coordinador.

Artículo 2-111 Cálculo del Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable

El Coordinador deberá calcular el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de los Recursos Gestionables de Larga Duración, considerando todas las restricciones operativas establecidas el presente capítulo de la NT y en la normativa vigente.

La metodología y el proceso de cálculo del Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable a que se refiere el inciso anterior deberá ser incorporado por el Coordinador en su Informe Anual.

Artículo 2-112 Costo variable total de los Recursos Gestionables

El costo variable total de los SAE, CAB y CRCA será determinado de acuerdo con las disposiciones señaladas en el Título 2-13.

Para el resto de los Recursos Gestionables, el costo variable total corresponderá al costo variable no combustible validado, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo sobre Declaración de Costos Variables de la presente NT.

Artículo 2-113 Condiciones Especiales de Operación de los Recursos Gestionables

Los Coordinados cuyas instalaciones sean Recursos Gestionables categorizados como Recursos Gestionables de Larga Duración, podrán enviar una solicitud al Coordinador para que este incorpore a la Programación de la Operación una de las siguientes Condiciones Especiales de Operación:

- a. **Condición de vertimiento evitable:** aquella en que se observa que la instalación podría verter en un horizonte de 48 o 72 horas, modificándose la operación de la instalación con el objetivo de alcanzar la cota o el Estado de Carga programado.
- b. **Condición de vertimiento:** aquella en que se observa que la instalación podría verter en un horizonte de 24 o 48 horas, debiendo la instalación maximizar la inyección de energía al Sistema, respetando las restricciones de operación y seguridad, con el objetivo de alcanzar la cota o el Estado de Carga programado.
- c. **Condición de agotamiento:** aquella en que se observa que la instalación, en las próximas 48 o 72 horas, enfrentaría una imposibilidad de cumplir con el último programa de inyección de energía disponible, debiendo el Coordinador reasignar la inyección de energía al SEN de dicha instalación.

Para las Condiciones Especiales de Operación descritas anteriormente, el Coordinador, en el Informe Anual, deberá definir la metodología para el cálculo del Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable, tal que permita el uso óptimo de dichos recursos. Asimismo, deberá establecer la definición respecto de si se considerará un horizonte de 24, 48 o 72 horas, según corresponda, para cada Recurso Gestionable de Larga Duración.

Asimismo, en el Informe Anual, el Coordinador deberá definir los eventos que se considerarán justificación suficiente para la aprobación de las Condiciones Especiales de Operación, los

cuales podrán diferenciarse según la tecnología del Recurso Gestionable u otro parámetro justificadamente aplicable.

Para incorporar una Condición Especial de Operación en la Programación de la Operación, el Coordinado de la respectiva instalación deberá enviar una solicitud al Coordinador junto con los antecedentes de respaldo a través de la plataforma señalada en el Artículo 2-20.

El Coordinador deberá analizar si corresponde aplicar dicha condición, en cuyo caso deberá informar al respectivo Coordinado. Posteriormente, el Coordinador deberá publicar los antecedentes aportados por el Coordinado junto con su decisión, resguardando el debido tratamiento de aquella información de carácter confidencial o sensible.

De la misma forma, el Coordinado de una instalación podrá realizar la solicitud de cancelar alguna de las Condiciones Especiales de Operación antes mencionadas cuando se prevea que no se cumplirán o se hayan dejado de cumplir, los supuestos que determinaron el establecimiento de dicha condición. Dicha solicitud deberá ser analizada por el Coordinador determinando si corresponde su cancelación, lo que luego deberá ser considerado en la Programación de la Operación o en la operación en tiempo real del Sistema, según corresponda.

Por otra parte, el Coordinador podrá declarar o cancelar de oficio una Condición Especial de Operación de una instalación si hay justificación suficiente para aquello, de acuerdo con los criterios definidos en el Informe Anual.

Finalmente, los plazos para realizar las comunicaciones, en el marco de la metodología mencionada en este artículo, serán establecidos por el Coordinador.

TÍTULO 2-13 SAE, CAB Y CRCA**Artículo 2-114 Alcance**

El presente título establece los criterios y la información que deberá utilizar el Coordinador para la modelación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en la Programación de la Operación, así como las exigencias aplicables a los Coordinados titulares de estas instalaciones.

Artículo 2-115 Características técnicas de los SAE y CAB

El Coordinador deberá considerar las características técnicas de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y de las Centrales con Almacenamiento por Bombeo informadas de acuerdo con el AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace, que permitan su adecuada modelación en la Programación de la Operación.

En el caso de las etapas PLP y PMP, el Coordinador deberá utilizar, al menos, la potencia máxima neta de inyección y retiro en MW, así como la eficiencia, en términos porcentuales.

En el caso de las etapas PCP y PID, el Coordinador deberá utilizar, como mínimo, la siguiente información técnica:

- a. Potencia máxima neta de inyección en MW;
- b. Potencia mínima neta de inyección en MW;
- c. Potencia máxima de retiro en MW;
- d. Potencia mínima de retiro en MW;
- e. Capacidad de almacenamiento de energía en MWh;
- f. Eficiencia en términos porcentuales;
- g. Límites de reservas operacionales de subida y bajada en MW; y,
- h. Parámetros de partida y detención, así como sus restricciones de operación.

Artículo 2-116 Características técnicas adicionales de las CRCA

El Coordinador deberá considerar para el proceso de la Programación de la Operación, de forma adicional de lo establecido en el Título 2-6, las características técnicas de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento que hayan sido informadas de acuerdo con el AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace, que permita su adecuada modelación en dicho proceso.

En el caso de las etapas PLP y PMP, el Coordinador deberá utilizar, al menos, la capacidad de almacenamiento en MWh y la potencia máxima neta de inyección y retiro de su componente de almacenamiento en MW.

En las etapas PCP y PID, el Coordinador deberá utilizar, al menos, la siguiente información técnica:

- a. Potencia máxima neta de inyección de su componente de almacenamiento en MW;
- b. Potencia mínima neta de inyección de su componente de almacenamiento en MW;
- c. Potencia máxima de retiro de su componente de almacenamiento en MW;
- d. Potencia mínima de retiro de su componente de almacenamiento en MW;
- e. Capacidad de almacenamiento de energía en MWh;
- f. Tasa de carga y descarga de la componente de almacenamiento en MW/min;
- g. Límites de reservas operacionales de su componente de almacenamiento en MW; y,
- h. Parámetros de partida y detención, así como las restricciones de operación de su componente de almacenamiento.

Artículo 2-117 Metodología de modelación de los SAE, CAB y CRCA

El Coordinador deberá incluir, en el Informe Anual, la metodología para la adecuada modelación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, de las Centrales de Almacenamiento por Bombeo y las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, en cada una de las etapas de la Programación de la Operación. Dicha metodología deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Los criterios para la determinación de la curva de factor de eficiencia del SAE, CAB y la componente de almacenamiento de la CRCA, para distintos niveles de operación;
- b. Los criterios para minimizar la degradación del desempeño de los SAE, CAB y la componente de almacenamiento de la CRCA, que tengan una porción de su capacidad instalada total destinada al arbitraje de energía; y,
- c. La definición de la ventana de tiempo adicional para efectos de considerar adecuadamente el proceso de carga y descarga de los SAE, CAB y la componente de almacenamiento de la CRCA.

Artículo 2-118 Programa de retiros de los SAE, CAB y CRCA

Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento, Centrales con Almacenamiento por bombeo y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento deberán, diariamente y a más tardar a las 08:00 horas, comunicar al Coordinador un programa de retiros para el día siguiente, con una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PID. El Programa de retiros deberá especificar el nivel de retiro de energía eléctrica, considerando la Ventana de Valorización.

Los Coordinados titulares de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, a efectos del programa de retiro, deberán informar su Modo Carga, debiendo considerar solo aquella proporción de la energía eléctrica que será retirada desde el Sistema, priorizando la energía proveniente desde su componente de generación.

Artículo 2-119 Operación centralizada de SAE, CAB y CRCA

El Coordinado titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía, Central con Almacenamiento por Bombeo o Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que destine su infraestructura al arbitraje de precios de energía, podrá solicitar al Coordinador su operación centralizada en Modo Retiro o Modo Carga, según corresponda, en cuyo caso el Coordinador determinará los niveles de retiro desde el Sistema para el almacenamiento en la etapa PCP o PID. En este caso, los saldos que se originen a partir de las inyecciones y retiros valorizados del Sistema de Almacenamiento de Energía, Central con Almacenamiento por Bombeo o Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, y que se produzcan a raíz de la operación centralizada, serán de cargo del Coordinado respectivo y deberán ser considerados en los balances de transferencias de energía, en conformidad al Capítulo de las Transferencias Económicas y la Coordinación del Mercado de la presente NT.

Si la instalación se encuentra bajo la modalidad de operación centralizada, no aplicará lo dispuesto en el Artículo 2-118.

En caso de que el Coordinado desee modificar el modo de operación de los retiros de su instalación dedicada al arbitraje de precios de energía, este deberá realizar una solicitud de cambio al Coordinador a través de la plataforma señalada en el Artículo 2-20, mediante el formato que establezca el Coordinador. Dicha solicitud deberá ser realizada con, al menos, 3 meses de anticipación a la fecha requerida de modificación efectiva del modo de operación. El Coordinador dispondrá de 15 días para dar respuesta a dicha solicitud.

Sin perjuicio de lo anterior, de manera fundada, el Coordinado podrá realizar una solicitud de cambio al Coordinador con una anticipación inferior a 3 meses. El Coordinador dispondrá de 15 días para dar respuesta a dicha solicitud.

Artículo 2-120 Cambio del modo de operación de SAE, CAB y CRCA

El Coordinador podrá instruir, justificadamente y en casos excepcionales, que una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento retire energía desde el Sistema Eléctrico con el objeto de preservar la seguridad y calidad del servicio en el Sistema Eléctrico, en caso de existir factibilidad técnica para ello. Asimismo, podrá instruir el cambio del modo de operación de un Sistema de Almacenamiento de Energía 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. El Coordinador deberá señalar, en el Informe Mensual, las consideraciones y criterios que motivaron realizar la instrucción excepcional.

Artículo 2-121 Programación de SAE pertenecientes al Sistema de Transmisión o materializados para la prestación SSCC

El Coordinador deberá considerar la operación centralizada de aquellos SAE materializados a través del Plan de Expansión, de los que resulten de licitaciones de SSCC o de los provenientes de una instrucción directa del Coordinador, que involucre nueva infraestructura, en la proporción adjudicada de ellos que corresponda, de acuerdo con la normativa vigente.

El Coordinador deberá programar las instalaciones antes descritas de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2-119 del presente capítulo de la NT.

Artículo 2-122 Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de SAE, CAB y CRCA

En caso de que el Sistema de Almacenamiento de Energía, la Central con Almacenamiento por Bombeo o la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento sea categorizado como un Recurso Gestionable de Larga Duración, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2-108 del presente capítulo de la NT, el Coordinador deberá calcular su Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de la energía almacenada, según lo establecido en el Artículo 2-111 del presente capítulo de la NT.

Artículo 2-123 Costo variable total de Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento

En caso de que la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento corresponda a un Recurso Gestionable de Larga Duración, el costo variable total de la instalación en Modo Descarga, será igual a:

$$CV_{total} = Max \left(COP, \frac{CV \cdot E_{R\ sistema}}{E_{R\ total}} + CV_{NC} \right)$$

Donde,

CV_{total} : es el costo variable total de la energía almacenada de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento en USD/MWh.

CV : es el costo variable de la energía almacenada en la componente de almacenamiento de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento en USD/MWh.

CV_{NC} : es el costo variable no combustible en USD/MWh.

COP : Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de la energía almacenada en USD/MWh, el que se determinará considerando lo dispuesto en el Título 2-12.

$E_{R\ sistema}$: corresponde a la energía almacenada en la componente de almacenamiento retirada desde el Sistema en MWh.

$E_{R\ total}$: corresponde a la suma de la energía aportada desde la componente de generación de la CRCA y la energía retirada desde el Sistema durante la Ventana de Valorización en MWh.

Si la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento corresponde a un Recurso Gestionable de Corta Duración, el Costo Variable Total de la energía almacenada en la componente de almacenamiento corresponderá a la siguiente expresión:

$$CV_{total} = \frac{CV \cdot E_R}{E_{ALM}} + CV_{NC}$$

En el caso de que la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento se encuentre en Modo Generación Directa su costo variable total corresponderá al costo variable no combustible que se encuentre validado, según lo establecido en el Capítulo sobre Declaración de Costos Variables de la presente NT.

Artículo 2-124 Costo variable total de Sistemas de Almacenamiento de Energía

En caso de que el SAE corresponda a un Recurso Gestionable de Larga Duración, el costo variable total será igual a:

$$CV_{total} = Max(COp, CV + CV_{NC})$$

Donde,

CV_{total} : es el costo variable total del SAE en USD/MWh.

CV : es el costo variable del SAE en USD/MWh.

CV_{NC} : es el costo variable no combustible en USD/MWh.

COp : es el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de la energía almacenada durante la ventana de valorización en USD/MWh, el que se determinará considerando lo dispuesto en el Título 2-12.

Si el SAE corresponde a un Recurso Gestionable de Corta Duración, el costo variable total corresponderá a la siguiente expresión:

$$CV_{total} = CV + CV_{NC}$$

Artículo 2-125 Costo variable total de Centrales con Almacenamiento por Bombeo

En caso de que el CAB corresponda a un Recurso Gestionable de Larga Duración, su costo variable total será igual a la siguiente expresión:

$$CV_{total} = Max \left(COp, \frac{(CV + CV_{NC}) * E_{BOM} + COp * E_{AFL}}{E_{ALM}} \right)$$

Donde,

CV_{total} : costo variable total del CAB en USD/MWh.

CV : es el costo variable del CAB en USD/MWh.

CV_{NC} : es el costo variable no combustible del CAB en USD/MWh.

COp : es el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de la energía almacenada durante la ventana de valorización en USD/MWh, el que se determinará considerando lo dispuesto en el Título 2-12.

E_{ALM} : corresponde a energía almacenada en el CAB en MWh.

E_{BOM} : corresponde a energía bombeada en el CAB en MWh.

E_{AFL} : corresponde a la energía afluyente al CAB en MWh.

Además, la energía almacenada es igual a la suma de la energía bombeada y la Energía Afluyente durante la Ventana de Valorización.

Si el CAB corresponde a un Recurso Gestionable de Corta Duración, el Costo Variable Total corresponderá a la siguiente expresión:

$$CV_{total} = \frac{(CV + CV_{NC}) * E_{BOM}}{E_{ALM}}$$

Artículo 2-126 Costo variable de la energía retirada desde el Sistema por SAE, CAB y CRCA

El costo variable de la energía retirada del Sistema y almacenada de un Sistema de Almacenamiento de Energía, de una Central con Almacenamiento por Bombeo o de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento será determinado considerando la siguiente expresión:

$$CV = \frac{\sum_i^n CMg_i \cdot R_i}{\sum_i^n R_i \cdot f_e(R_i)}$$

Donde,

CV : corresponde al costo variable del SAE o CAB en USD/MWh durante la Ventana de Valorización. En el caso de la CRCA, corresponde al costo variable de la energía retirada desde el Sistema y almacenada en la componente de almacenamiento.

R_i : corresponde a los retiros de energía del Sistema en el periodo de tiempo i , en MWh.

CMg_i : como resultado de la Programación de la Operación, corresponde al Costo Marginal Programado en la barra respectiva en el periodo de tiempo i , en USD.

$f_e(R_i)$: corresponde al factor de eficiencia en el punto de operación del Sistema de Almacenamiento de Energía, de la Central con Almacenamiento por Bombeo o de la componente de almacenamiento de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, el cual representa las pérdidas durante el proceso de retiro e inyección de energía, definido de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2-128.

n : corresponde al último periodo en la ventana de valorización, definida de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2-130.

Artículo 2-127 Costo variable no combustible del SAE, CAB o CRCA

Para efectos de determinar el costo variable total de un Sistema de Almacenamiento de Energía, de una Central con Almacenamiento por Bombeo o una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, al cálculo del costo variable se le deberá adicionar el costo variable no combustible.

La determinación y declaración del costo variable no combustible de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, SAE y CAB deberá ser realizada conforme con lo dispuesto en el Capítulo sobre la Declaración de Costos Variables de la presente NT.

Artículo 2-128 Factor de eficiencia del SAE, CAB o CRCA

El Coordinador deberá determinar la curva de factor de eficiencia del Sistema de Almacenamiento de Energía, la Central con Almacenamiento por Bombeo o la componente de almacenamiento de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, para distintos niveles de operación, de acuerdo con la metodología que establezca en el Informe Anual. Para estos efectos, el Coordinado titular de la instalación, antes de su Puesta en Servicio, deberá enviar un informe técnico al Coordinador, mediante la forma y medio que éste determine, para determinar el factor de eficiencia de dicha infraestructura. Para lo anterior, el Coordinador deberá utilizar pruebas del fabricante o en sitio, las cuales serán de cargo del titular de la instalación.

Dicho informe técnico deberá considerar, al menos, lo siguiente:

- a. Potencia máxima de carga y descarga de la instalación;
- b. Distintos puntos de operación de la instalación;
- c. Vida útil de la instalación;
- d. Tecnología de la instalación;
- e. Ciclos de carga y descarga de la instalación;
- f. Temperatura de operación; y,
- g. Otras variables que defina el Coordinador, de acuerdo con lo establecido en el Informe Anual.

Asimismo, el informe técnico deberá incorporar al menos una reseña del procedimiento del ensayo, la metodología e instrumentos utilizados, una tabla resumen de resultados de potencia de retiro e inyección, y las curvas de carga y descarga.

Con todo, el factor de eficiencia a utilizar por el Coordinador en la Programación de la Operación corresponderá a aquel que represente el ciclo completo a potencia máxima.

Artículo 2-129 Modificaciones al factor de eficiencia de la instalación

El Coordinado titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía, de una Central con Almacenamiento por Bombeo o de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento,

podrá solicitar un ajuste al factor de eficiencia en atención a cambios en la eficiencia de su instalación. Para ello, deberá enviar un nuevo informe técnico con las características señaladas en el artículo anterior, basado en pruebas técnicas en sitio y que demuestre la necesidad de modificar el mencionado factor. El Coordinador deberá revisar el informe técnico recién mencionado y responder justificadamente al titular en un plazo máximo de 30 días desde su recepción.

Artículo 2-130 Ventana de valorización

El Coordinador deberá definir e informar a los Coordinados la Ventana de Valorización de sus respectivas instalaciones en un plazo de hasta 20 días, contados desde el inicio de la etapa de Puesta en Servicio. Para ello, deberá definir, en el Informe Anual, la metodología y criterios para la determinación de la Ventana de Valorización considerando, al menos, la potencia máxima, la capacidad de almacenamiento, la operación esperada y la cantidad de ciclos diarios esperados de la instalación. Asimismo, deberá considerar la resolución de las etapas PCP y PID.

Con todo, la Ventana de Valorización tendrá un valor máximo de 8 horas. Sin perjuicio de lo anterior, de forma excepcional y justificada, el Coordinador podrá definir un máximo distinto en atención a las características de la instalación y a las condiciones del Sistema.

El Coordinado titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía, de una Central con Almacenamiento por Bombeo o una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento podrá solicitar al Coordinador que considere una Ventana de Valorización distinta. Para ello, deberá enviar un reporte justificando técnicamente esta solicitud en un plazo máximo de 15 días contados a partir de la definición establecida en el inciso segundo del presente artículo. El Coordinador evaluará dicha solicitud y, en un plazo máximo 15 días contados desde su recepción, decidirá justificadamente si corresponde realizar el cambio requerido.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá, modificar la Ventana de Valorización de una instalación en forma temporal o permanente ante cambios relevantes en las condiciones de operación del Sistema Eléctrico y considerando la utilización óptima del Recurso Gestionable. Para ello, el Coordinador deberá emitir un reporte que justifique dicho cambio e informarlo al Coordinado titular de la instalación correspondiente, el que contará con un plazo de al menos 5 días para realizar observaciones, las cuales deberán ser enviadas al Coordinador en los formatos que este establezca.

Finalmente, el Coordinador deberá elaborar y publicar, en la plataforma señalada en el Artículo 2-20, el informe final y emitir las respuestas a las observaciones, las cuales deberán ser enviadas junto al referido informe al Coordinado correspondiente en un plazo máximo de 10 días contados desde la recepción de las observaciones del Coordinado.

Artículo 2-131 Condición Especial de Operación de almacenamiento por tiempo prolongado

En caso de que un Sistema de Almacenamiento de Energía, una Central con Almacenamiento por Bombeo o una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, sea categorizado como Recurso Gestionable de Corta Duración y posea un costo variable total, tal que, no le permita inyectar su energía por un tiempo mayor a 24 o 48 horas, según lo establezca el Coordinador para cada instalación correspondiente en su Informe Anual, su titular podrá solicitar al Coordinador la Condición Especial de Operación de almacenamiento por tiempo prolongado, para que este sea incorporado en ese carácter a la Programación de la Operación.

A efectos de lo anterior, en caso de que el Coordinador acepte dicha Condición Especial de Operación, éste calculará el costo de oportunidad de la energía almacenada por la instalación, tal que asegure su Modo Inyección o Modo Descarga, según corresponda. De esta manera, el Coordinador deberá optimizar la colocación de esa energía descargando completamente la instalación en un horizonte, tal que permita la operación segura y más económica del Sistema, considerando las restricciones técnicas de la instalación.

Para incorporar esta Condición Especial de Operación en la Programación de la Operación, el Coordinado titular de la instalación deberá enviar la solicitud al Coordinador junto con antecedentes que permitan verificar los hechos que motiven la Condición Especial de Operación. Será el Coordinador el que determine, justificadamente, si corresponde aplicar dicha condición, en cuyo caso deberá informar al titular respectivo. Con posterioridad a la decisión del Coordinador, este deberá disponer, en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20, una versión de los antecedentes aportados por el Coordinado junto con su decisión, resguardando el debido tratamiento de aquella información que podría ser de carácter confidencial o sensible.

De la misma forma, el Coordinado titular de una instalación podrá solicitar cancelar alguna de las Condiciones Especiales de Operación antes mencionadas cuando se hayan dejado de cumplir los supuestos que determinaron el establecimiento de dicha condición. La mencionada solicitud deberá ser analizada por el Coordinador para que este determine si corresponde su cancelación, lo que luego deberá ser considerado en la Programación de la Operación, según corresponda.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá declarar o cancelar una Condición Especial de Operación de una instalación si se acredita justificación suficiente para aquello.

Finalmente, el medio y plazos bajo los que se realizarán las comunicaciones materia del presente artículo serán establecidos por el Coordinador.

TÍTULO 2-14 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Artículo 2-132 Alcance

El presente título tiene como objetivo establecer la información y los criterios a utilizar para la modelación de las instalaciones de transmisión del SEN en el proceso de Programación de la Operación.

Artículo 2-133 Características técnicas de las instalaciones de transmisión

El Coordinador deberá considerar para el proceso de Programación de la Operación, al menos, la topología del Sistema de Transmisión y la información técnica de las instalaciones de transmisión y la información técnica de los equipos de transformación contenida en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamientos” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace.

Artículo 2-134 Modelación de las instalaciones de transmisión

El Coordinador podrá utilizar una topología simplificada del Sistema de Transmisión para la Programación de la Operación, la que podrá ser distinta en cada una de las etapas de esta.

El Coordinador deberá procurar que cada modelo topológico simplificado del Sistema de Transmisión represente de forma adecuada, al menos, lo siguiente:

- a. Niveles de transferencia de energía entre los nodos del Sistema de Transmisión, considerando criterios de seguridad de acuerdo con la normativa vigente;
- b. Restricciones de transferencias de energía recurrentes en la operación del Sistema;
- c. Las pérdidas de energía del Sistema de Transmisión;
- d. Zonas del Sistema que presenten inversiones relevantes en el flujo;
- e. Zonas del Sistema de Transmisión que presenten problemas de seguridad o de calidad de servicio; y,
- f. Datos técnicos de Sistemas de Almacenamiento provenientes del Plan de Expansión, tales como potencia máxima, capacidad de almacenamiento, entre otros.

El Coordinador deberá incluir, en el Informe Anual, los criterios y metodologías utilizadas para el diseño de los modelos topológicos simplificados del Sistema de Transmisión.

Artículo 2-135 Modelación de la operación del Sistema de Transmisión

El Coordinador podrá modelar las transferencias de energía en el Sistema de Transmisión utilizando un modelo de flujo de potencia simplificado. Asimismo, podrá modelar las pérdidas de energía en una instalación del Sistema de Transmisión como cargas en los nodos de la instalación correspondiente, a través de una aproximación lineal por tramos según el nivel de transferencia de energía, o bien, alguna metodología similar.

La modelación de la operación de los SAE que pertenecen al Sistema de Transmisión se deberá realizar de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2-121.

Artículo 2-136 Ajuste en la capacidad de transmisión

Al menos para las primeras 24 horas del horizonte de simulación de las etapas PCP y PID, el Coordinador deberá ajustar la capacidad de transferencia de energía y potencia de las instalaciones del Sistema de Transmisión que puedan presentar restricciones de operación, en función de las condiciones meteorológicas proyectadas en la zona. Para efectos de lo anterior, el Coordinador deberá considerar lo dispuesto en el Artículo 2-134.

El Coordinador deberá incluir en el Informe Anual los criterios y metodologías utilizadas para la identificación de las instalaciones de transmisión y la aplicación del ajuste de su capacidad de transferencia de energía, así como las fuentes de información meteorológica a utilizar.

Artículo 2-137 Metodología de modelación de instalaciones de transmisión

El Coordinador deberá incluir, en el Informe Anual, la metodología que utilizará durante el siguiente año para la adecuada modelación de las instalaciones de transmisión en cada una de las etapas de la Programación de la Operación, considerando lo establecido en el presente capítulo de la NT.

TÍTULO 2-15 DEMANDA**Artículo 2-138 Alcance**

El presente título tiene como objetivo establecer la información a utilizar y los criterios de modelación de la demanda del Sistema que deberá aplicar el Coordinador en la Programación de la Operación.

Posteriormente, se establecen las exigencias a las Empresas Distribuidoras y Clientes Libres conectados directamente al ST, para el envío al Coordinador de la Proyección de Demanda.

Finalmente, se establecen los aspectos relativos a la elaboración de la Proyección Centralizada de Demanda del Sistema por parte del Coordinador.

Artículo 2-139 Características técnicas de las instalaciones de Clientes Libres

El Coordinador deberá considerar para el proceso de Programación de la Operación las características técnicas de las instalaciones de los Clientes Libres conectados directamente al ST, informadas de acuerdo con lo dispuesto en el AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS o la normativa que la reemplace, que permitan su adecuada modelación y sea compatible con las distintas etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2.

Artículo 2-140 Proyección de Demanda de corto plazo de las Empresas Distribuidoras

Las Empresas Distribuidoras deberán enviar al Coordinador, por el medio y la forma señalados en el Artículo 2-148, una Proyección de Demanda de corto plazo en MWh. Tales clientes podrán ser libres o regulados, conectados en la zona de concesión de la respectiva Empresa Distribuidora.

La Proyección de Demanda de corto plazo deberá, al menos, disponer de un horizonte de 10 días corridos, considerando una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PCP. Dicha proyección se deberá actualizar diariamente, a más tardar a las 8:00 horas, y estar desagregada por demanda de Clientes Libres y Regulados.

El Coordinador podrá solicitar justificadamente que la Empresa Distribuidora envíe su Proyección de demanda desagregada por Barra de Consumo o barras de nivel superior. La Empresa Distribuidora contará con un plazo de 30 días para realizar dicho ajuste.

La proyección mencionada en los incisos anteriores deberá ser realizada considerando el pronóstico de las principales variables meteorológicas, tales como temperatura y precipitaciones, entre otras. A su vez, deberá considerar, al menos, patrones de demanda de días hábiles y no hábiles, eventos recurrentes, fenómenos meteorológicos, entre otros.

Artículo 2-141 Proyección de Demanda de corto plazo de Clientes Libres

Los Clientes Libres conectados directamente al ST deberán enviar al Coordinador, por el medio y forma señalados en el Artículo 2-148, una Proyección de Demanda de corto plazo en MWh.

La Proyección de Demanda de corto plazo deberá, al menos, disponer de un horizonte de 10 días corridos, considerando una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PCP. La Proyección de Demanda de corto plazo se deberá actualizar los días hábiles, a más tardar a las 8:00 horas, y deberá ser desagregada por Barra de Consumo.

Artículo 2-142 Indicadores de desvío de la Proyección de Demanda

Para la elaboración de la Proyección de Demanda de corto plazo los Coordinados, si corresponde, deberán procurar la disminución de las desviaciones entre su Proyección de Demanda y sus consumos reales, minimizando los indicadores RMSE, MAE y BIAS de los consumos correspondientes, calculados por el Coordinador, que se señalan a continuación:

Tabla 6: fórmulas de los indicadores de desvío para la Proyección de Demanda

Indicador	Fórmula
RMSE: Raíz del error cuadrático medio [%]	$\frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} (c_i^{est} - c_i^{real})^2}{n * \Delta}}}{DMax}$
MAE: Error absoluto medio [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} c_i^{est} - c_i^{real} }{n * \Delta}}{DMax}$
BIAS: Sesgo [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} (c_i^{est} - c_i^{real})}{n * \Delta}}{DMax}$

Donde,

c_i^{est} : corresponde al consumo estimado, en MWh, en el intervalo de tiempo i.

c_i^{real} : corresponde al consumo real, en MWh, en el intervalo de tiempo i.

$DMax$: corresponde al consumo máximo horario, en MW, del periodo a analizar.

n : corresponde a la cantidad de horas evaluadas en la Proyección de Demanda.

Δ : corresponde a la cantidad de datos que se utilizan en una hora.

Tanto c_i^{est} como c_i^{real} serán medidos con, al menos, 3 decimales.

Artículo 2-143 Metodología de la Proyección Centralizada de Demanda

El Coordinador deberá definir, en el Informe Anual, la metodología que utilizará durante el siguiente año para la incorporación de la Proyección Centralizada de Demanda en el proceso de la Programación de la Operación, la cual deberá considerar, como mínimo, lo siguiente:

- a. La forma en la que se asigna la demanda proyectada a las distintas barras del sistema;
- b. Las principales variables meteorológicas, tales como temperatura y precipitaciones, entre otras;
- c. La posición geográfica de los consumos para efectos de lograr una mejor desagregación de la demanda;
- d. Información histórica y estadística de la demanda;
- e. Patrones de demanda de días hábiles y no hábiles;
- f. Eventos recurrentes que afecten los patrones de demanda; y,
- g. Las Proyecciones de Demanda de corto plazo.

Asimismo, el Coordinador podrá realizar estudios para el desarrollo del proceso de Proyección Centralizada de Demanda.

Artículo 2-144 Proyección Centralizada de Demanda de corto plazo

El Coordinador deberá realizar una Proyección Centralizada de Demanda de corto plazo, considerando las proyecciones del consumo de Clientes Regulados y Clientes Libres.

La Proyección de Demanda Centralizada de corto plazo deberá, al menos, abarcar un horizonte de 10 días corridos, considerando una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PCP. La Proyección Centralizada de Demanda se deberá realizar, al menos, una vez al día y previo al inicio de la etapa PCP.

Artículo 2-145 Indicadores de desvío de la Proyección Centralizada de Demanda de corto plazo

El Coordinador deberá procurar la disminución de las desviaciones entre la Proyección Centralizada de Demanda de corto plazo y los consumos reales, buscando la minimización de los indicadores RMSE, MAE y BIAS que se señalan a continuación:

Tabla 7: fórmulas de los indicadores de desvío para el Proyección Centralizada de Demanda de corto plazo

Indicadores	Fórmula
EA_i : Error agregado del intervalo de tiempo i [%]	$\frac{\sum_{c=1}^M d_{i,c}^{est} - \sum_{c=1}^M d_{i,c}^{real}}{DMax}$
$RMSE_n$: Error cuadrático medio [%]	$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i^2}{n * \Delta}}$
MAE_n : Error absoluto medio [%]	$\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i }{n * \Delta}$
$BIAS_n$: Sesgo [%]	$\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i}{n * \Delta}$

Donde,

$d_{i,c}^{est}$: corresponde a la proyección del consumo c en MWh en el intervalo de tiempo i.

$d_{i,c}^{real}$: corresponde al consumo real c en MWh en el intervalo de tiempo i.

$DMax$: corresponde a la demanda máxima horaria en MW del periodo a analizar.

M: corresponde a la cantidad de consumos.

n: corresponde a la cantidad de horas evaluadas en la Proyección Centralizada de Demanda.

Δ : corresponde a la cantidad de datos que se utilizan en una hora.

Tanto $d_{i,c}^{est}$ como $d_{i,c}^{real}$ serán medidos con, al menos, 3 decimales.

Artículo 2-146 Cálculo y publicidad de los indicadores de desvío de las proyecciones de demanda de corto plazo

El Coordinador deberá incorporar, en el respectivo Informe Mensual, el cálculo de los indicadores de desvío de la Proyección de Demanda y la Proyección Centralizada de Demanda de corto plazo que se indican en el Artículo 2-142 y Artículo 2-145. A partir de dicho cálculo,

el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados un reporte que dé cuenta de los motivos de las diferencias entre sus proyecciones y la operación en tiempo real.

A su vez, el Coordinador deberá incorporar al Informe Mensual un listado de calidad, en orden decreciente, de las Proyecciones de Demanda enviadas por los Coordinados considerando el índice MAE. Asimismo, deberá señalar los desvíos relevantes o reiterados.

A su vez, el Coordinador, con ocasión de la publicación del Informe Mensual, deberá publicar, en la plataforma que hace referencia el Artículo 2-20, la información necesaria para realizar los cálculos de los indicadores de desvío antes mencionados.

Artículo 2-147 Proyección Centralizada de Demanda de largo plazo

El Coordinador deberá realizar una Proyección Centralizada de Demanda de largo plazo, considerando el consumo de Clientes Libres y Regulados. Dicha proyección se deberá realizar al menos anualmente para un horizonte igual al de la etapa PLP. La resolución temporal de las Proyección Centralizada de Demanda de largo plazo será igual a la de la etapa PMP para el horizonte de la etapa PMP e igual al de la etapa PLP para el resto del horizonte.

El Coordinador deberá definir, en el Informe Anual, los indicadores de desvío de las Proyecciones Centralizadas de Demanda de largo plazo respecto a la operación real del sistema.

Artículo 2-148 Recursos técnicos y computacionales para la recepción de proyecciones

El Coordinador deberá disponer de los sistemas computacionales y recursos técnicos necesarios para la recepción automatizada y alternativa de las Proyecciones de Demanda, los cuales deben poseer una disponibilidad de al menos 97,5%, medido en una ventana móvil anual. El medio alternativo para la recepción de los pronósticos deberá ser utilizado por los Coordinados, siempre y cuando la vía automatizada no se encuentre disponible.

El Coordinador deberá definir el medio y formato mediante el cual los Coordinados realicen el envío de las proyecciones, en conformidad con lo señalado en el inciso anterior. El formato deberá estar disponible en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20.

Artículo 2-149 Disponibilidad de las proyecciones de demanda

La información relativa a los Proyección de Demanda deberá tener una disponibilidad completa, en el medio señalado en el Artículo 2-148, de, al menos, 97,5% medida mensualmente, considerando una ventana móvil de 12 meses.

Se entenderá por disponibilidad completa de la información relativa a una proyección la entrega en tiempo y forma de la información requerida, considerando lo señalado en el Artículo 2-140 y el Artículo 2-141.

Artículo 2-150 Publicidad de la información asociada a la demanda

El Coordinador deberá publicar, en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20, la Proyección Centralizada de Demanda utilizada en cada una de las etapas de la Programación de la Operación como parte de la Base de Programación de la etapa correspondiente. Si el cálculo de la Proyección Centralizada de Demanda dispone de etapas intermedias, esta información también deberá ser publicada por el Coordinador.

En caso de que el Coordinador realice agrupaciones por zonas para efectos de elaborar las Proyecciones Centralizadas de Demanda de corto plazo a que se refiere el Artículo 2-144, el Coordinador deberá indicar las Barras de Consumo pertenecientes a dichas agrupaciones en la publicación referida en el inciso anterior.

Adicionalmente, el Coordinador deberá almacenar, en una base de datos, la Proyección Centralizada de Demanda, las Proyecciones de Demanda y un registro histórico actualizado de, al menos, los últimos 10 años de los consumos reales. Esta base de datos deberá estar disponible en la plataforma señalada en el Artículo 2-20.

TÍTULO 2-16 PROGRAMACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**Artículo 2-151 Alcance**

El presente título tiene como objetivo establecer los criterios que deberá utilizar el Coordinador para la consideración de los Servicios Complementarios en la Programación de la Operación, de acuerdo con la normativa vigente.

Artículo 2-152 Modelación de los SSCC en la Programación de la Operación

El Coordinador deberá incorporar la modelación de los SSCC en las distintas etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2, la cual deberá considerar los requerimientos de SSCC necesarios para garantizar la operación segura y más económica del Sistema, los recursos disponibles para satisfacer dichos requerimientos y podrá considerar la probabilidad de activación de los SSCC. Asimismo, deberá considerar todos aquellos costos en que incurren los Coordinados titulares de las instalaciones para el cumplimiento de los requerimientos de SSCC, según la regulación vigente.

El Coordinador, en el Informe Anual, deberá definir la metodología de modelación de los SSCC en las distintas etapas de la Programación de la Operación señaladas en el Artículo 2-2, la cual deberá considerar los recursos disponibles durante todo el horizonte de simulación de cada etapa, cuando corresponda, pudiendo considerar simplificaciones en su modelación para las etapas PLP y PMP.

Artículo 2-153 Probabilidad de activación de los SSCC

Para la adecuada modelación de los SSCC del Sistema, el Coordinador deberá considerar la cantidad de activaciones esperada de los SSCC. Para ello, el Coordinador deberá utilizar las probabilidades de activación de los distintos SSCC, según corresponda.

El Coordinador deberá definir, en el Informe Anual, una metodología para determinar las probabilidades de activación de los SSCC, la cual deberá considerar, al menos, la estadística histórica de activación de estos obtenida de la operación en tiempo real del Sistema.

Artículo 2-154 Materialización de los SSCC

La materialización de los SSCC que se realicen a través de subastas, de acuerdo con la normativa vigente, serán adjudicados en la etapa PCP o en la etapa PID de la Programación de la Operación, considerando las ofertas válidas recibidas. En el caso de que la materialización de los SSCC se realice a través de instrucción directa, de acuerdo con la normativa vigente, su asignación se realizará en la etapa PCP o en la etapa PID de la Programación de la Operación.

TÍTULO 2-17 INFORME MENSUAL DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN**Artículo 2-155 Publicación del Informe Mensual de Programación de la Operación**

El Coordinador deberá publicar el Informe Mensual a más tardar el décimo día hábil de cada mes en la plataforma referida en el Artículo 2-20, con los contenidos establecidos en el presente título.

El mes por informar corresponderá al mes inmediatamente anterior al de la publicación del Informe Mensual. Asimismo, su contenido corresponderá a los antecedentes utilizados durante el desarrollo de las etapas de la Programación de la Operación elaboradas durante el mes a informar.

Artículo 2-156 Programa de operación para los siguientes doce meses

El Coordinador deberá incorporar, en el Informe Mensual, los resultados de un programa de operación para los siguientes doce meses contabilizados a partir del mes a informar. Para ello, el Coordinador podrá utilizar los resultados de la etapa PMP vigente. El Coordinador deberá incluir, al menos, los siguientes contenidos:

- a. Capacidad instalada del SEN;
- b. Cotas de los embalses del sistema;
- c. Disponibilidad de combustible esperada de las instalaciones de generación;
- d. Inyecciones de energía esperada de cada instalación de generación;
- e. Flujo de energía y potencia transferidas por cada una de las líneas de transmisión del modelo junto a las limitaciones de estas instalaciones;
- f. Indisponibilidades y limitaciones de las instalaciones, detallando las potencias disponibles y las fechas de inicio y de fin consideradas;
- g. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor;
- h. Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal;
- i. En el caso de las instalaciones que aún no entren en operación:
 - i. Fecha de inicio de las pruebas, en el caso de aquellas instalaciones en periodo de pruebas;
 - ii. Fecha estimada de Puesta en Servicio, en el caso de las instalaciones declaradas en construcción; y,
 - iii. Para todos los casos, se deberán indicar, al menos, las principales características del proyecto: potencia instalada, potencia neta a inyectar a la red en MW y barra de conexión.
- j. Proyectos que hayan entrado en operación respecto al Informe Mensual anterior, indicando la fecha y sus principales características;

- k. El retiro, modificación relevante, desconexión o el cese de operaciones de unidades del parque generador que le hayan sido comunicadas de conformidad con el Artículo 72°-18 de la Ley;
- l. Reducción de Generación Renovable detallando tanto energía como potencia;
- m. Tramos de costos de falla; y,
- n. Modelación del Sistema de Transmisión.

Además, el Informe Mensual deberá contener, al menos, las metodologías de cálculo, las bases de datos, los procedimientos y los resultados del programa de operación para los siguientes doce meses.

Artículo 2-157 Justificación de las respuestas a observaciones de las etapas de la Programación de la Operación

El Coordinador deberá incluir la justificación de las respuestas a las observaciones de los Coordinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2-6.

Artículo 2-158 Registro de plazo adicional para publicar los resultados de la Programación de la Operación

El Coordinador deberá registrar las etapas y días en que supera los plazos para publicar los resultados de las etapas de la Programación de la Operación, según corresponda y de acuerdo con lo establecido en el Título 2-3, el Título 2-4 y el Título 2-5.

Artículo 2-159 Registro de exención de acoplamiento de las etapas de la Programación de la Operación

El Coordinador deberá registrar las etapas y días en que no acopla los resultados de las etapas de la Programación de la Operación, según corresponda y de acuerdo con lo establecido en el Título 2-2, Título 2-3 y el Título 2-4.

Artículo 2-160 Indicadores de desvío de pronósticos y proyecciones

El Coordinador deberá incluir en el Informe Mensual los resultados de los indicadores de desvío calculados con la información del mes a informar. Para ello, el Coordinador deberá incluir, al menos, lo siguiente:

- a. Los indicadores de desvío de los Pronósticos de Generación y los Programas de Excedentes de Generación;
- b. Los indicadores de desvío del Pronóstico Centralizado de Generación y de Caudales;
- c. Los indicadores de desvío de las Proyecciones de Demanda; y,
- d. Los Indicadores de desvío de las Proyecciones Centralizada de Demanda.

TÍTULO 2-18 INFORME ANUAL DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

Artículo 2-161 Publicación y vigencia del Informe Anual

El Coordinador deberá publicar, en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20, el Informe Anual dentro de los primeros 10 días de abril de cada año. Los Coordinados tendrán 10 días para realizar observaciones al informe, a través del medio y formato que establezca el Coordinador. Una vez vencido el plazo referido para realizar observaciones, el Coordinador tendrá hasta 20 días para publicar, en la plataforma señalada en el Artículo 2-20, la versión final del informe junto a las respuestas de las observaciones.

El Informe Anual deberá considerar el desempeño de la Programación de la Operación y de los envíos de información realizados por los Coordinados para el año anterior al de la realización del Informe Anual, de acuerdo con lo establecido en el presente capítulo de la NT.

El Informe Anual se considerará vigente desde la publicación de su versión final en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20, según lo establecido en el inciso anterior.

Artículo 2-162 Contenido del Informe Anual

El Informe Anual deberá incluir, al menos, los siguientes contenidos:

- a. Fuentes adicionales de información utilizadas en la Programación de la Operación;
- b. Gap o Brecha exigida en cada etapa de la Programación de la Operación;
- c. Metodología, parámetros, indicadores u otros para efectos de determinar cuándo se realizará una actualización de las etapas de la Programación de la Operación;
- d. Metodología de modelación de las instalaciones de generación, transmisión, SAE y CAB;
- e. Metodología para revisar y validar información enviada por los Coordinados, de acuerdo con la normativa vigente;
- f. Metodología de categorización de los Recursos Gestionables y el cálculo de los Costos de Oportunidad de la Energía Gestionable;
- g. Metodología del Pronóstico Centralizado de Generación y de Caudales;
- h. Metodología de la Proyección Centralizada de Demanda;
- i. Metodología de modelación y asignación de las reservas operacionales;
- j. Metodología de modelación y asignación de los SSCC; y,
- k. Otras disposiciones contenidas en el presente capítulo de la NT.

Artículo 2-163 Análisis de los antecedentes y resultados de la Programación de la Operación

El Coordinador deberá incorporar, en el Informe Anual, un análisis de los antecedentes y resultados de la Programación de la Operación respecto a la operación real del SEN para cada

una de sus etapas. Dicho análisis deberá incluir índices de desempeño de cada uno de los antecedentes o variables relevantes utilizadas en cada una de las etapas de la Programación de la Operación, basándose en las desviaciones ocurridas y el origen de estas.

El análisis deberá incluir la identificación de las principales fuentes de desvío entre la operación programada y la real e identificar si estos desvíos pueden ser estimados y, de esa forma, incluidos en la Programación de la Operación.

Artículo 2-164 Análisis de desempeño de los modelos computacionales

El Informe Anual deberá incluir una descripción de los modelos computacionales utilizados en las distintas etapas de la Programación de la Operación durante el periodo de análisis, junto con un estudio del desempeño de cada uno de ellos. Dicho análisis de desempeño deberá incluir al menos los tiempos promedio, mínimo y máximo de modelación requeridos para llegar a soluciones robustas, incorporando brechas promedio, mínimas y máximas entre la solución primal y dual del problema de optimización. El Coordinador podrá establecer indicadores adicionales que permitan determinar el desempeño de los modelos computacionales.

Artículo 2-165 Estado de las herramientas de recepción de pronósticos y proyecciones

El Coordinador deberá incluir en su Informe Anual el estado de sus herramientas computacionales para la recepción de los pronósticos y proyecciones referidos en el Artículo 2-72 y Artículo 2-148 respectivamente, indicando, al menos, el cálculo de la disponibilidad a lo largo del año y los eventos de baja del servicio automático de recepción.

Artículo 2-166 Calendario de estudios de la Programación de la Operación

El Coordinador deberá elaborar estudios para la adecuada modelación del Sistema, en aquellas variables que generen impactos relevantes en la Programación de la Operación. Para ello, el Coordinador deberá incorporar en el Informe Anual el listado de los estudios de los antecedentes o variables relevantes para la adecuada modelación de la operación del Sistema.

Adicionalmente, el Coordinador deberá incluir la fecha de inicio al calendario para la realización de los estudios antes mencionados. Estos estudios deberán iniciarse en un plazo máximo de doce meses contados desde la publicación de la versión final del informe.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá incluir, al menos, los siguientes estudios:

- a. Estudio de proyección de precios de combustibles;
- b. Estudio de disponibilidad de combustibles; y,
- c. Estudio para la actualización de los análisis y criterios para la modelación del parque futuro de las instalaciones del SEN.

Artículo 2-167 Mejoras a la Programación de la Operación

El Coordinador deberá incluir en el Informe Anual las mejoras que fueron incorporadas a la Programación de la Operación durante los últimos doce meses, tales como medidas para reducir los desvíos entre la operación programada y la operación real, medidas para mejorar el desempeño de los modelos utilizados en las distintas etapas de la Programación de la Operación, incorporación de etapas adicionales en la Programación de la Operación, entre otras.

En caso de incorporar nuevas etapas a la Programación de la Operación, el Coordinador deberá incluir en el Informe Anual un detalle de la metodología y procedimiento a aplicar en cada una, considerando al menos insumos utilizados, acople con la siguiente etapa de la Programación de la Operación, utilización de pronósticos, entre otros.

Artículo 2-168 Condiciones Especiales de Operación

El Coordinador deberá analizar y definir en su Informe Anual el horizonte que se considera para cada instalación con Recursos Gestionables y tipo de Condición Especial de Operación. Además, deberá definir la metodología para el cálculo del Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable, de forma tal que permita el uso óptimo de dichos recursos.

Asimismo, el Coordinador deberá definir, para las Condiciones Especiales de Operación de los Recursos Gestionables de Larga Duración, los eventos que se considerarán como justificación suficiente para la aprobación de dichas condiciones.

Artículo 2-169 Actualizaciones a la metodología de modelación del SEN

El Coordinador podrá actualizar el Informe Anual vigente solo respecto de aquellas secciones que establezcan metodologías utilizadas en las etapas de la Programación de la Operación. Para ello, el Coordinador deberá publicar en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20 el Informe Anual actualizado y notificar a los Coordinados mediante el medio establecido en el Artículo 2-21 de dicha publicación.

Los Coordinados tendrán 10 días corridos para realizar observaciones al informe, las cuales deberán ser enviadas al Coordinador por el medio y en el formato que éste establezca. Posteriormente, una vez vencido el plazo referido para realizar observaciones, el Coordinador tendrá hasta 10 días para publicar la versión final del informe junto con las respuestas a las observaciones de los Coordinados.

El Informe Anual actualizado se considerará vigente desde la publicación de su versión final en la plataforma a que hace referencia el Artículo 2-20.

CAPÍTULO 3: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

TÍTULO 3-1 DISPOSICIONES TRANSITORIAS PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

Artículo 3-1 Minuta sobre la Base de la Programación

El Coordinador tendrá un plazo máximo de 30 días corridos desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, para publicar la minuta que hace referencia el Artículo 2-14, que dé cuenta de cómo se relacionan los distintos archivos contenidos en la Base de Programación.

Artículo 3-2 Plazo para el primer informe de la configuración del parque futuro

El Coordinador tendrá un plazo de 180 días corridos, desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, para publicar el informe que contenga la configuración del parque futuro de las instalaciones del SEN, señalado en el Artículo 2-17.

Artículo 3-3 Plazo para la habilitación de la plataforma de la Programación de la Operación

El Coordinador tendrá un plazo de tres años, desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, para dar cumplimiento a la plataforma que hace referencia el Artículo 2-20 y el medio de comunicación referido en el Artículo 2-21.

En el periodo que medie desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, hasta la habilitación de la plataforma de la Programación de la Operación, el Coordinador podrá utilizar los medios y formatos que estime pertinente para la publicación y comunicación con los Coordinados de las disposiciones señaladas en el presente capítulo de la NT, que correspondan.

Artículo 3-4 Plazo para la implementación del resumen ejecutivo de la operación

El Coordinador tendrá un plazo de 90 días corridos, desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, para dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en el Artículo 2-59.

Artículo 3-5 Plazo para el primer Pronóstico de Generación

Los Coordinados señalados en el Artículo 2-68 tendrán un plazo máximo de 180 días corridos, contados desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la

presente Norma Técnica, para cumplir con lo establecido respecto del Pronóstico de Generación definidos en la presente NT.

Artículo 3-6 Plazo para el primer Programa de Excedentes de Generación

Los Coordinados señalados en el Artículo 2-69 tendrán un plazo máximo de 180 días corridos, contados desde habilitación de la herramienta para comunicaciones del Programa de Excedentes de Generación, para cumplir con lo establecido respecto del Programa de Excedentes de Generación definidos en la presente NT.

Artículo 3-7 Plazo para la entrega del Pronóstico de Generación de los Coordinados con Autodespacho

Los Coordinados señalados en el Artículo 2-70 tendrán un plazo máximo de 180 días corridos, contados desde la habilitación de la herramienta para comunicaciones de los Pronósticos de Generación, para cumplir con lo establecido respecto del Programa de Excedentes de Generación o el Pronóstico de Generación definidos en la presente NT.

Artículo 3-8 Plazo para el comienzo de la exigencia de desvío estático de los pronósticos eólico y solar

Los Coordinados titulares de Centrales Renovables solares y eólicas deberán cumplir, en un plazo de un año, contados desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, con las exigencias del Artículo 2-92 y Artículo 2-93.

Artículo 3-9 Plazo para la entrega del primer reporte hidrológico

El primer reporte a que se refiere la información indicada el Artículo 2-78 tendrá un plazo adicional de 3 meses. Asimismo, para el primer reporte se excluye el reporte hidrológico señalado en el Artículo 2-79.

Artículo 3-10 Plazo para la habilitación de las herramientas para las comunicaciones del Pronóstico de Generación y Programa de Excedentes de Generación

El Coordinador tendrá un plazo de 180 días corridos, contados desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, para habilitar las herramientas para la recepción de los Pronósticos de Generación y Programa de Excedentes de Generación de los Coordinados.

Artículo 3-11 Plazo para la primera Proyección de Demanda de los Coordinados

Los Coordinados señalados en el Artículo 2-140 y el Artículo 2-141 tendrán un plazo máximo de 120 días corridos, desde la habilitación de la herramienta para comunicaciones de la

Proyección de Demanda, para cumplir con lo establecido respecto del envío de las Proyecciones de Demanda de corto plazo.

Artículo 3-12 Plazo para la habilitación de las herramientas para las comunicaciones de la Proyección de Demanda

El Coordinador tendrá un plazo de un año, contados desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, para habilitar las herramientas para las comunicaciones de recepción de la Proyección de Demanda de los Coordinados.

Artículo 3-13 Máximo desvío estático de la Proyección de Demanda de corto plazo

El Coordinador, luego de ocurrido dos años de estadística asociada a la Proyección de Demanda de corto plazo, deberá realizar el envío a la Comisión, de los máximos desvíos registrados durante dicho periodo.

Artículo 3-14 Plazo para la habilitación de las bases de datos de los Pronósticos de Generación y de las Proyecciones de Demanda

El Coordinador tendrá un plazo de un año, contado desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, para habilitar las bases de datos a las que se refiere el Artículo 2-72 y el Artículo 2-150, junto con la información solicitada.

Artículo 3-15 Plazo para la habilitación de las bases de datos de la Proyección Centralizada de Demanda, Pronóstico Centralizado de Generación y de Caudales

El Coordinador tendrá un plazo de un año, contado desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica, para habilitar las bases de datos a las que se refiere el Artículo 2-74 y el Artículo 2-150.

Artículo 3-16 Estudio del estado del Pronóstico Centralizado

El primer estudio al que hace referencia el Artículo 2-75 del capítulo de Programación de la Operación se deberá iniciar y publicar, en la plataforma señalada en el Artículo 2-20, dentro de los dos años siguientes a la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica.

Artículo 3-17 Informe Mensual de la Programación de la Operación

El primer Informe Mensual señalado en el Artículo 2-155, deberá ser publicado por el Coordinador en el tercer mes siguiente al de la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica.

Artículo 3-18 Informe Anual y reporte de desempeño de la Programación de la Operación

El primer Informe Anual y reporte desempeño señalado en el Artículo 2-161 y en el Artículo 2-22, respectivamente, deberán ser publicados por el Coordinador en el siguiente año al de la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica.

Artículo 3-19 Plazo para la publicación de la primera etapa PLP

El Coordinador deberá iniciar la modelación de la primera etapa PLP, a más tardar, el 15 de agosto del año en curso, de acuerdo con lo establecido en la presente Norma Técnica.