

APRUEBA REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y DEROGA DECRETOS QUE INDICA

DECRETO SUPREMO N°

SANTIAGO,

VISTOS: Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República; en el Decreto Ley N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía; en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente la “Ley General de Servicios Eléctricos” o “Ley”; en la Ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y sus modificaciones posteriores; en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores; en la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad; en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional; en el Decreto Supremo N° 44, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento del Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, deroga el Decreto Supremo N° 181, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, e introduce modificaciones a los decretos que indica; en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo; en el Decreto Supremo N° 128, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica; en el Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para Medios de generación de pequeña escala; en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República; y

CONSIDERANDO:

1. Que, el inciso cuarto del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las transferencias de potencia entre empresas, que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico, deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento.
2. Que, mediante el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se aprobó el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, el que fue modificado recientemente por medio del Decreto Supremo N° 42, de 2020, del Ministerio de Energía, con el objeto de regular el estado de reserva estratégica.

MINISTERIO DE HACIENDA OFICINA DE PARTES
RECIBIDO

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

3. Que, el 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, la que introdujo diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.
4. Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley. Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión Nacional de Energía, la Ley y la reglamentación pertinente.
5. Que, conforme a lo establecido en el artículo 72°-3 de la Ley, le corresponde al Coordinador la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación, para lo que deberá calcular los costos marginales instantáneos del sistema, las transferencias resultantes de los balances económicos de energía, potencia, servicios complementarios, uso de los sistemas de transmisión, y todos aquellos pagos y demás obligaciones establecidas en la normativa vigente respecto del mercado eléctrico.
6. Que, el 21 de noviembre de 2022, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, la cual modificó la Ley General de Servicios Eléctricos en el sentido de, entre otras materias, incluir a los sistemas de almacenamiento en la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional.
7. Que, conforme al inciso final del artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149° de la Ley.
8. Que, conforme al artículo 72°-22 de la Ley, un reglamento regulará las materias necesarias para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en el Título II bis de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, dentro del cual se encuentran las normas referidas en los considerandos precedentes y que tratan sobre las transferencias de potencia entre empresas generadoras y sistemas de almacenamiento.
9. Que, no obstante la última modificación realizada al reglamento, y habiendo transcurrido más de 10 años desde la dictación del mismo, se ha identificado la necesidad de modificarlo, con el objeto de perfeccionar la regulación relativa a las transferencias de potencia establecido en el mismo, con miras a contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia para el Sistema Eléctrico Nacional, que permitan asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo; determinar los requerimientos de suficiencia para el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo con los periodos de mayor exigencia en el referido sistema; contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología, así como los sistemas de almacenamiento, y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas instalaciones a la suficiencia del sistema; perfeccionar aspectos metodológicos relacionados con la determinación de las transferencias de potencia entre empresas generadoras y sistemas de almacenamiento establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos; y finalmente, realizar los ajustes pertinentes debido a los cambios normativos que han ocurrido desde la dictación del mismo, derogándose en consecuencia el reglamento actualmente vigente contenido en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.
10. Que, el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que se ejerce complementando las materias que han sido expresamente remitidas a un reglamento por la Ley General de Servicios Eléctricos y colaborando para que todas sus disposiciones sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación.

DECRETO:

ARTÍCULO PRIMERO.- Apruébase el reglamento de transferencias de potencia establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO 1

OBJETO Y ALCANCE

Artículo 1.- El presente reglamento tiene por objeto establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, entre los participantes del balance de potencia, en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, de acuerdo a lo establecido en el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

CAPÍTULO 2

DEFINICIONES Y PLAZOS

Artículo 2.- Para los efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente reglamento se entenderá por:

- a) **Año de Cálculo:** Periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de cada año, para el cual se determinan los pagos asociados a las transferencias de potencia.
- b) **Barra de Transferencia:** Barra o punto del sistema de transmisión en el cual se producen las transferencias de potencia entre los participantes del balance de potencia.
- c) **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
- d) **Coordinador:** Coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- e) **Demanda de Punta:** Suma de las demandas de punta equivalente de todos los clientes libres y empresas distribuidoras del sistema o de cada subsistema eléctrico.
- f) **Demanda de Punta Equivalente:** Valor de la demanda de un cliente libre o empresa distribuidora que representa el retiro de potencia que se le asigna a su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia.
- g) **Estado Deteriorado:** Condición de operación de una unidad generadora en la que ésta se encuentra disponible, pero con restricciones para ser despachada por el Coordinador, tales como, condición en la que se limita la potencia máxima de una unidad generadora producto de restricciones en sus componentes o instalaciones y/o restricciones ambientales; condición señalada en el Artículo 35.- del presente reglamento; o condiciones establecidas en la norma técnica. Las señaladas restricciones no consideran la disponibilidad o limitación de su insumo principal y alternativo.
- h) **Estado Disponible:** Condición de operación de una unidad generadora en la que ésta se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador sin que presente ninguna de las restricciones del Estado Deteriorado. Este estado no considera la disponibilidad o limitación de su insumo principal y alternativo.
- i) **Estado de Falla:** Condición de operación de una unidad generadora en la que ésta se encuentra fuera de servicio producto de una falla asociada a dicha unidad o sus instalaciones, tal como, la desconexión programada o forzada de dicha unidad; falla de las instalaciones que conectan a la unidad generadora con el sistema de transmisión o distribución, según corresponda; falla de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal o alternativo; falla de las instalaciones hidráulicas de la unidad generadora, si corresponde; u otras fallas establecidas en la norma técnica. Este estado no considera la disponibilidad o limitación de su insumo principal y alternativo.

- j) **Estado de Reserva Estratégica:** Corresponde a una categoría de Estado Deteriorado en que puede encontrarse una unidad generadora, solicitado por el correspondiente participante del balance de potencia y aprobado por el Coordinador, en los términos que establece el Artículo 35.- del presente reglamento.
- k) **Estado No Disponible:** Condición de operación de una unidad generadora en la que ésta no se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador, producto de condiciones distintas a la del Estado de Falla, tales como, mantenimiento mayor, prueba anterior a su puesta en servicio, falla de instalaciones externas no asociadas a la unidad generadora, u otras condiciones establecidas en la norma técnica. Este estado no considera la disponibilidad o limitación de su insumo principal y alternativo.
- l) **Horas de Punta:** Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda en el sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.
- m) **Insumo Principal:** Insumo con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua, a un menor costo variable promedio durante el año anterior al Año de Cálculo, para una determinada potencia máxima.
- n) **Insumo Alternativo:** Insumo distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por la cantidad de horas que determine la norma técnica, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo.
- ñ) **Ley:** Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace.
- o) **Margen de Potencia:** Cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.
- p) **Margen de Reserva Teórico:** Mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.
- q) **Métrica de Suficiencia:** Métrica empleada para cuantificar el nivel de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional.
- r) **Norma Técnica:** Norma técnica de transferencias de potencia, necesaria para la aplicación del presente reglamento.
- s) **Objetivo de Suficiencia:** Valor que representa el nivel de suficiencia adecuado para abastecer la demanda del Sistema Eléctrico Nacional, definido a partir de la Métrica de Suficiencia.
- t) **Participante del Balance de Potencia:** Propietario, arrendatario, usufructuario o quién opere a cualquier título medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía que se encuentren en operación, en los términos que establece el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, exceptuando a aquellos que se abstengan de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, según el Artículo 7.- del presente reglamento.
- u) **Periodos de Control de Punta:** Periodos dentro del Año de Cálculo donde se prevé que se presentarán los menores niveles de suficiencia en el sistema o subsistema eléctrico.
- v) **Ponderadores de Indisponibilidad Forzada:** Ponderadores utilizados para determinar el valor de indisponibilidad forzada en función de la condición de despacho de la unidad generadora en el caso de una falla.
- w) **Potencia de Suficiencia:** Valor que representa la capacidad de generación de una unidad generadora compatible con la suficiencia del sistema o subsistema eléctrico y que es equivalente a la inyección de potencia.

- x) **Potencia Máxima:** Máximo valor que puede sostener de manera continua una unidad generadora, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, o sistemas de almacenamiento de energía, de acuerdo a la Norma Técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin.
- y) **Retiro de Potencia:** Consumo de potencia efectivamente realizado por un Participante del Balance de Potencia para el suministro a un cliente libre o empresa distribuidora, contando con un contrato de suministro destinado a esos efectos.
- z) **Sistema de Almacenamiento de Energía:** Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento. Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.
- aa) **Sistema de Distribución:** Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a clientes o usuarios finales ubicados en zonas de concesión o bien a clientes o usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una empresa distribuidora mediante líneas propias o de terceros.
- ab) **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.
- ac) **Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.
- ad) **Suficiencia:** Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
- ae) **Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- af) **Titular de Transmisión:** Propietario, arrendatario, usufructuario o quién opere a cualquier título instalaciones del Sistema de Transmisión.
- ag) **Unidad Generadora:** Equipo generador eléctrico que posee mecanismos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores, considerando sus componentes de almacenamiento, si corresponde. Se considerarán como instalaciones de una unidad generadora a todos los equipos principales, auxiliares y asociados existentes en el recinto de la unidad generadora, o propios de ésta, incluyendo hasta el interruptor del lado de alta tensión del transformador elevador. Para las unidades generadoras hidroeléctricas se consideran también los sistemas de aducción y evacuación, incluidas bocatomas.

Artículo 3.- Los plazos expresados en días que establece el presente reglamento serán de días hábiles entendiéndose que son inhábiles los días sábados, domingos y festivos, salvo que se señale expresamente que el plazo es de días corridos.

Cuando el último día del plazo sea inhábil, éste se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

CAPÍTULO 3

DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Artículo 4.- Las transferencias de potencia entre los Participantes del Balance de Potencia se determinarán a partir de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, y los Retiros de Potencia, y serán valorizadas al precio de nudo de corto plazo de la potencia en cada Barra de Transferencia.

Para estos efectos se establecerán balances físicos por sistemas o subsistemas eléctricos, conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos definitivos de precios de nudo de corto plazo según se establece en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.

Artículo 5.- Los Participantes del Balance de Potencia tendrán derecho a vender los excedentes de potencia según lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 149 de la Ley, que resulten de los balances señalados en el artículo precedente, al precio de nudo de corto plazo de la potencia.

Los procedimientos para la determinación de los precios de nudo de corto plazo de la potencia, cuando los medios de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía se conecten directamente a instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional o Zonal o del Sistema de Distribución, deberán sujetarse a las disposiciones de la normativa vigente.

Las inyecciones y Retiros de Potencia mediante los cuales se determinen las transferencias de potencia, serán valorizadas utilizando el precio de nudo de corto plazo de la potencia.

Artículo 6.- A cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se le asignará una Potencia de Suficiencia, determinada de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento. Por su parte, a cada Participante del Balance de Potencia que posea compromisos de potencia con clientes libres o empresas distribuidoras, asociados a contratos de suministro destinados a tales efectos, se le asignarán Retiros de Potencia.

Artículo 7.- Aquellas empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen a cualquier título medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía a los que se refiere el inciso sexto del artículo 149° de la Ley, y que no efectúen Retiros de Potencia para abastecer a clientes libres o empresas distribuidoras, podrán abstenerse de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, comunicando lo anterior al Coordinador, al momento de interconectarse al respectivo sistema o antes del 31 de diciembre del año anterior al que hará efectiva su abstención, y no podrá reintegrarse sino una vez transcurrido un año contado desde la fecha en que se hizo efectiva su abstención.

No obstante, si con posterioridad a la comunicación señalada en el inciso anterior, las empresas suscribieren contratos de suministro eléctrico para abastecer a clientes libres o empresas distribuidoras, que involucren suministro de potencia, éstas deberán participar de las transferencias de potencia, desde el mes de inicio de suministro eléctrico indicado en el respectivo contrato.

Las empresas que no participen de las transferencias de potencia podrán solicitar al Coordinador ser incluidas en las transferencias de potencia, en cuyo caso deberán aportar todos los antecedentes e información que les solicite el Coordinador, de acuerdo al plazo señalado en el inciso primero del presente artículo, a efectos que éste lleve a cabo los cálculos de las transferencias de potencias.

Artículo 8.- El Coordinador determinará las transferencias de potencia entre los Participantes del Balance de Potencia en un Año de Cálculo. Para tal efecto, el Coordinador deberá determinar un cálculo preliminar de dichas transferencias, conforme a lo dispuesto en el Artículo 14.- del presente reglamento, y deberá publicar dicho cálculo a más tardar el día 20 de enero de cada año.

Asimismo, el Coordinador deberá determinar mensualmente los pagos por potencia que deban efectuarse entre los Participantes del Balance de Potencia, correspondientes al mes inmediatamente anterior a la fecha de realización de dicha determinación. Para tal efecto, el Coordinador mensualmente deberá actualizar el cálculo preliminar de las transferencias de potencia, conforme a lo dispuesto en el Artículo 15.- del presente reglamento. El Coordinador deberá publicar la actualización del cálculo preliminar y los referidos pagos, con ocasión de la publicación de los pagos asociados al balance de energía, de acuerdo a los plazos señalados en la normativa vigente.

Los pagos en un mes dentro de un Año de Cálculo, se deberán determinar de la siguiente forma:

- a) Deberá descontar del pago anual actualizado el monto total de los pagos por potencia ya realizados durante el correspondiente Año de Cálculo, si los hubiere, y
- b) El monto resultante del cálculo anterior deberá dividirse en mensualidades de igual cantidad para los meses que restan para completar el correspondiente Año de Cálculo, incluido el mes en cuestión.

Una vez transcurrido el Año de Cálculo, el Coordinador deberá comunicar el cálculo definitivo de las transferencias de potencia junto con las bases de cálculo y los antecedentes utilizados, a más tardar el último día del mes de abril, conforme a lo dispuesto en el Artículo 16.- del presente reglamento.

El cálculo preliminar, las actualizaciones del cálculo preliminar, y el cálculo definitivo de las transferencias de potencia podrán ser observados por los Participantes del Balance de Potencia y los Titulares de Transmisión.

Para el cálculo preliminar y el cálculo definitivo, los Participantes del Balance de Potencia y los Titulares de Transmisión, contarán con 10 días, a partir de la comunicación del Coordinador, para enviar sus observaciones al mismo. Para el caso del cálculo preliminar, las observaciones recibidas serán respondidas por el Coordinador en un plazo de 20 días, contado desde el vencimiento del plazo para recibir dichas observaciones, incluyéndose en las siguientes actualizaciones del cálculo preliminar y en el cálculo definitivo las modificaciones originadas a partir de las observaciones acogidas. Para el caso de las actualizaciones mensuales del cálculo preliminar, los plazos para la recepción de las observaciones y publicación de las respectivas respuestas del proceso serán los mismos a los asociados al balance de energía según lo establezca la normativa vigente, y las observaciones acogidas por parte del Coordinador deberán incorporarse en las siguientes actualizaciones del cálculo preliminar y en el cálculo definitivo. Para el cálculo definitivo, el Coordinador deberá comunicar la versión final de éste, en un plazo de 30 días, contado desde el vencimiento del plazo para recibir observaciones.

Las diferencias que surjan entre los pagos determinados por el cálculo definitivo y los pagos realizados según el cálculo preliminar y sus actualizaciones del año respectivo, darán origen a una reliquidación. Estas diferencias serán pagadas en una sola cuota, incluyendo los intereses, que se facturará a más tardar a los 15 días contados desde que el Coordinador comunique la versión final del cálculo definitivo, y se pagará a más tardar 8 días después de emitidas las correspondientes facturas.

Artículo 9.- Las reliquidaciones a que se refiere el inciso final del artículo anterior deberán ser pagadas aplicando la tasa de interés corriente para operaciones de crédito no reajustables de menos o más de 90 días, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, según sea la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas.

El interés se entenderá devengado a partir del término que expiraba el día 22 de cada mes siguiente a aquel en que se efectuaron las transferencias de potencia.

En el caso de atraso o mora en los pagos correspondientes, tanto al cálculo preliminar, a las actualizaciones del cálculo preliminar, como al cálculo definitivo, se utilizará el interés corriente para operaciones de crédito no reajustables a menos o más de 90 días, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, según corresponda, incrementado en un 50%.

Artículo 10.- Los cálculos y pagos definitivos que determine el Coordinador deberán ser realizados en los plazos que se señalan en el presente reglamento, sin perjuicio de las instancias de reclamación pertinentes, las que en ningún caso podrán interrumpir la cadena de pagos entre las empresas que participan de las transferencias de potencia.

Artículo 11.- Las discrepancias que pudieren surgir en relación a la aplicación del presente reglamento, serán sometidas al dictamen del panel de expertos y su procedimiento se sujetará a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 44, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento del Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace.

Artículo 12.- La Norma Técnica establecerá los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitan especificar las disposiciones señaladas en el presente reglamento.

TÍTULO II

ANTECEDENTES E INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES GENERALES PARA EL CÁLCULO PRELIMINAR, ACTUALIZACIONES Y CÁLCULO DEFINITIVO

Artículo 13.- Para efectos del cálculo preliminar a que se refiere el inciso primero del Artículo 8.- del presente reglamento, los Participantes del Balance de Potencia y los Titulares de Transmisión, según corresponda, deberán proporcionar al Coordinador, en la oportunidad y modalidad que éste señale, al menos, sus proyecciones e información que a continuación se indica:

- a) Demandas en cada uno de los puntos de retiro de sus clientes libres o empresas distribuidoras, con el detalle indicado en la normativa vigente, indicando magnitud y fecha.
- b) Puntos de retiro de cada cliente libre o empresa distribuidora, de acuerdo a la información entregada para las transferencias de energía.
- c) Cambios en los contratos de suministro de electricidad a clientes libres o empresas distribuidoras, que alteren o modifiquen las transferencias de potencia a que se refiere el presente reglamento.
- d) Fecha de entrada en operación, retiro o modificación relevante de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía e instalaciones que las conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.
- e) Propuesta de programa de mantenimiento mayor de Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía e instalaciones del Sistema de Transmisión.
- f) Potencia contratada con otras empresas que participan de las transferencias de potencia.

Para efectos de las actualizaciones del cálculo preliminar a que se refiere el inciso segundo del Artículo 8.-del presente reglamento, el Coordinador podrá requerir a los Participantes del Balance de Potencia, en la oportunidad y modalidad que éste señale, que actualicen la información indicada en el presente artículo.

Artículo 14.- Para efectos del cálculo preliminar a que se refiere el inciso primero del Artículo 8.- del presente reglamento, el Coordinador deberá utilizar, al menos, los siguientes antecedentes y consideraciones:

- a) Demanda de Punta del sistema determinada para la última actualización del cálculo preliminar para el Año de Cálculo inmediatamente anterior, incrementada en el mismo porcentaje de crecimiento anual definido por la Comisión en el último informe de previsión de demandas indicada en el artículo 162° de la Ley.
- b) Demandas de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora determinada para la última actualización del cálculo preliminar para el Año de Cálculo inmediatamente anterior, incrementada en el mismo porcentaje de crecimiento anual definido por la Comisión en el último informe de previsión de demandas indicada en el artículo 162° de la Ley.
- c) Programa de mantenimiento mayor de las Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía e instalaciones del Sistema de Transmisión que se encuentre vigente.
- d) Consumos propios de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, si corresponde, de acuerdo con la información vigente al momento de la realización del referido cálculo.
- e) Factor de eficiencia de las Unidades Generadoras, a que hace referencia el Artículo 59.- del presente reglamento, determinado según lo dispuesto en dicho artículo.
- f) Potencia equivalente de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, a que hacen referencia los Artículo 54.- y siguientes del presente reglamento. En este caso se considerará igual al valor de potencia equivalente utilizado para la última actualización del cálculo preliminar para el Año de Cálculo inmediatamente anterior para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía.
- g) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, de acuerdo con la información vigente al momento de la realización del referido cálculo.
- h) Indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras. En este caso se determinará con la información estadística disponible hasta el Año de Cálculo inmediatamente anterior para cada Unidad Generadora.
- i) Potencia ELCC de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía a que hace referencia el Artículo 43.- del presente reglamento. En este caso se considerarán como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del Año de Cálculo.
- j) Precio de nudo de corto plazo de potencia y Margen de Reserva Teórico, ambos vigentes al momento de la realización del cálculo preliminar.

- k) Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural disponible hasta el Año de Cálculo inmediatamente anterior.
- l) Estadística del perfil horario de disponibilidad del recurso primario de Unidades Generadoras que utilizan como fuente primaria, al menos, la energía geotérmica, solar, eólica y de los mares, disponible hasta el Año de Cálculo inmediatamente anterior.
- m) Subsistemas que se identifiquen en los correspondientes informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo..

Artículo 15.- Para efectos de las actualizaciones del cálculo preliminar a que se refiere el inciso segundo del Artículo 8.- del presente reglamento, el Coordinador deberá actualizar dicho cálculo con los siguientes antecedentes y consideraciones:

- a) Programa de mantenimiento mayor vigente de las Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía e instalaciones del Sistema de Transmisión, o el mantenimiento mayor efectivamente realizado dentro del Año de Cálculo, según corresponda.
- b) Consumos propios de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, si corresponde, de acuerdo con la información vigente al momento de la realización de la correspondiente actualización del cálculo preliminar, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- c) Potencia equivalente de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, a que hacen referencia los Artículo 54.- y siguientes del presente reglamento, de acuerdo con lo observado dentro del Año de Cálculo, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- d) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, de acuerdo con la información vigente al momento de la realización de la correspondiente actualización del cálculo preliminar, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- e) Potencia ELCC de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, a que hace referencia el Artículo 44.- del presente reglamento. En este caso se considerará la potencia ELCC determinada en el cálculo preliminar para las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente, y se determinará una potencia ELCC para aquellas Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que entraron en operación durante el Año de Cálculo hasta la fecha de realización de la correspondiente actualización del cálculo preliminar.
- f) Cambios dentro del Año de Cálculo de los subsistemas que se identifiquen en los correspondientes informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo.
- g) Precio de nudo de corto plazo de potencia y Margen de Reserva Teórico, ambos vigentes al momento de la actualización del cálculo preliminar, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.

Artículo 16.- Para efectos del cálculo definitivo a que se refiere el inciso cuarto del Artículo 8.- del presente reglamento, los Participantes del Balance de Potencia deberán proporcionar al Coordinador, en la oportunidad y modalidad que éste señale, al menos, la información que a continuación se indica, en carácter de definitiva:

- a) Registro de demanda de potencia de cada cliente libre o empresa distribuidora, distinguiendo aquéllos dentro de los Periodos de Control de Punta.
- b) Antecedentes y consideraciones definitivas de la información indicada en el Artículo 13.- del presente reglamento.
- c) Estadística de caudales afluentes en régimen natural y rendimiento medio de las Unidades Generadoras hidroeléctricas, para el Año de Cálculo.

Artículo 17.- Para efectos del cálculo definitivo a que se refiere el inciso cuarto del Artículo 8.- del presente reglamento, el Coordinador deberá actualizar los siguientes antecedentes y consideraciones:

- a) Demanda de Punta del sistema, determinada a partir de la información señalada en el artículo precedente y de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento y en la Norma Técnica.
- b) Demandas de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora, determinada a partir de la información señalada en el artículo precedente y de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento y en la Norma Técnica.
- c) Mantenimiento mayor realizado en el Año de Cálculo de las Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía e instalaciones del Sistema de Transmisión.
- d) Consumos propios de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, de acuerdo con la información vigente al término del Año de Cálculo, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.

- e) Potencia equivalente de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, a que hacen referencia los artículos Artículo 54.- y siguientes del presente reglamento, de acuerdo con lo observado dentro del Año de Cálculo.
- f) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, de acuerdo con la información vigente al término del Año de Cálculo y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- g) Indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía. Se determinará con la información estadística disponible y considerando la del Año de Cálculo.
- h) Potencia ELCC de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía a que hace referencia el Artículo 44.- del presente reglamento. En este caso, se considerarán como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente y de aquellas Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que entraron en operación durante el Año de Cálculo.
- i) Cambios dentro del Año de Cálculo de los subsistemas eléctricos que se identifiquen en los correspondientes informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo.

Artículo 18.- Los Participantes del Balance de Potencia están obligados a proporcionar al Coordinador toda la información y sus actualizaciones, que éste requiera para el cumplimiento del presente reglamento, en forma oportuna, cabal y veraz.

Toda información enviada por los Coordinados para efectos del presente Reglamento deberá ser consistente con la entregada al Coordinador para otros procesos relativos a la coordinación de la operación.

La omisión del deber de entregar información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquel, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, serán sancionadas por la Superintendencia, de acuerdo a las normas establecidas en la Ley N° 18.410, que crea la aludida Superintendencia.

Artículo 19.- Para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, el Coordinador podrá realizar verificaciones de los antecedentes proporcionados por los respectivos Participantes del Balance de Potencia, pudiendo para esto realizar las auditorías, inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía. Los valores a utilizar en la determinación de las transferencias de potencia serán los que resulten de dichos procesos. Los costos de operación asociados a la verificación en que se incurra serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.

Artículo 20.- Si una Unidad Generadora o sus componentes, un Sistema de Almacenamiento de Energía, o las instalaciones que los conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda, cumplen con las condiciones para estar en Estado de Falla por un periodo comprendido entre los 15 y 60 días corridos, el correspondiente Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador, que este evento sea tratado de forma tal que durante dicho periodo se anule o disminuya la potencia de la unidad. Tal solicitud podrá ser presentada a más tardar 15 días después de ocurrido el evento.

En caso de que el evento se prolongue por más de 60 días corridos, el Coordinador deberá anular o disminuir la potencia de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía durante el periodo que exceda los referidos 60 días.

Si el Participante del Balance de Potencia decide ejercer la opción señalada en el inciso primero del presente artículo, éste deberá enviar una comunicación al Coordinador, con copia a la Comisión y a la Superintendencia. Dicha comunicación deberá acompañarse de al menos los siguientes antecedentes:

- a) Identificación de los elementos involucrados.
- b) Descripción de las causas del evento.
- c) Descripción del plan de trabajo para su reparación.

Una vez reparada la falla, el Participante del Balance de Potencia deberá informar al Coordinador los cambios en los parámetros de la Unidad Generadora o sus componentes, o del Sistema de Almacenamiento de Energía que deban ser actualizados, en caso de que corresponda.

Artículo 21.- En caso de que el Coordinador apruebe la anulación o disminución de la potencia de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía según lo dispuesto en el artículo anterior, el tratamiento

para dicha Unidad Generadora o sus componentes, o Sistema de Almacenamiento de Energía, según corresponda, será el siguiente:

- a) No acumulará indisponibilidad forzada en todas las horas del periodo de falla.
- b) La disminución o anulación de la potencia de la unidad deberá quedar reflejada en el factor de presencia señalado en el Artículo 63.- del presente reglamento.

CAPÍTULO 2

REGISTROS ESTADÍSTICOS

Artículo 22.- Durante cada año, el Coordinador podrá realizar verificaciones de la Potencia Máxima y otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, tales como capacidad de almacenamiento, capacidad de regulación, consumos propios, entre otros, según lo dispuesto en la normativa vigente, a todas las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía del sistema o subsistema.

Esta verificación podrá efectuarse con la información obtenida del despacho de la Unidad Generadora o del Sistema de Almacenamiento de Energía en la operación real del sistema, o bien mediante la realización de pruebas a dichas Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, de conformidad a las condiciones establecidas en la normativa vigente. Los costos de operación en que se incurra, en caso de que los hubiere, serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.

En el caso de que la Potencia Máxima u otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia de una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se modifiquen durante un Año de Cálculo, se deberá considerar el promedio ponderado de dichos parámetros en proporción al tiempo de cada valor.

Artículo 23.- Los criterios y condiciones, definidas por el Coordinador, bajo los cuales se debe realizar tal verificación deberán ser transparentes, no arbitrarios ni discriminatorios, e informados con la debida antelación al Participante del Balance de Potencia respectivo.

Los señalados criterios y condiciones deberán considerar restricciones tales como, bajo nivel del embalse, estanque de regulación o reservorio, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, restricciones relacionadas con el cumplimiento de la normativa medioambiental u otras restricciones equivalentes.

Artículo 24.- En caso de que para una Unidad Generadora o un Sistema de Almacenamiento de Energía no sea posible verificar la Potencia Máxima u otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, por parte del Coordinador durante un año calendario, para dicha Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se deberá emplear el valor utilizado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia.

Artículo 25.- El Coordinador deberá llevar un registro estadístico de los estados operativos de las Unidades Generadoras y sus componentes, según corresponda, y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas, independiente de la disponibilidad o limitación de su Insumo Principal y Alternativo, según lo dispuesto en la Norma Técnica. Asimismo, el Coordinador deberá llevar un registro estadístico de disponibilidad de combustible de las Unidades Generadoras que corresponda, con el fin de representar eventuales limitaciones de combustible de dichas unidades. Los registros estadísticos de los estados operativos y disponibilidad de combustible deberán ser tratados de forma independiente.

Para efectos del registro de los estados operativos de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, se establecerán categorías de Estados Disponibles, Estados No Disponibles, Estados de Falla, y Estados Deteriorados, según corresponda, en función de las condiciones de operación de cada Unidad Generadora y sus componentes, según corresponda, y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, y de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.

Para efectos de la disponibilidad de combustible de las Unidades Generadoras, el Coordinador deberá llevar un registro estadístico independiente donde diferencie entre la condición con y sin limitación de disponibilidad de combustible, de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.

Artículo 26.- Además de los registros estadísticos señalados en el artículo precedente, el Coordinador deberá llevar un registro estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Principal e Insumo Alternativo utilizados por las Unidades Generadoras, en base al nivel diario de restricción.

Artículo 27.- Las condiciones de aplicación que resulten necesarios para dar cumplimiento a los registros estadísticos y verificaciones citadas precedentemente, serán establecidos en la Norma Técnica.

CAPÍTULO 3

INDISPONIBILIDAD FORZADA

Artículo 28.- La indisponibilidad forzada de una Unidad Generadora, de sus componentes, o de un Sistema de Almacenamiento de Energía será determinada para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año, conforme a lo dispuesto en la Norma Técnica y a partir de la siguiente expresión:

$$IFOR = \frac{T_{FA}}{T_{FA} + T_{DI} + T_{DE}}$$

Donde:

IFOR : Indisponibilidad forzada.

T_{FA} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora, o sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía se encuentra en Estado de Falla, para una ventana móvil de 5 años.

T_{DI} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora, o sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía se encuentra en Estado Disponible, para una ventana móvil de 5 años.

T_{DE} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora, o sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía se encuentra en Estado Deteriorado, para una ventana móvil de 5 años, exceptuando los periodos cuando se encuentre en Estado de Reserva Estratégica.

Para el cálculo del parámetro "*T_{FA}*", indicado precedentemente, se deberán utilizar los Ponderadores de Indisponibilidad Forzada diferenciando entre los siguientes casos:

- a) La Unidad Generadora, o sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía presenta una falla de forma posterior a que fue convocada al despacho y aún no se encuentra inyectando;
- b) La Unidad Generadora, o sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía presenta una falla de forma posterior a que fue convocada al despacho y se encontraba inyectando; y
- c) La Unidad Generadora, o sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía presenta una falla cuando no fue convocada al despacho.

Se ponderará en mayor medida los casos indicados en los literales a) y b) precedentes, por sobre el caso indicado en el literal c). Estos ponderadores podrán ser diferenciados en distintas categorías en función de las horas de operación de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía.

La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente.

Por su parte, los Ponderadores de Indisponibilidad Forzada que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras, sus componentes, y Sistemas de Almacenamiento de Energía serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Para la determinación de estos ponderadores, la Comisión podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes. Asimismo, la Comisión deberá elaborar y publicar en su página web un informe técnico con la determinación de los Ponderadores de Indisponibilidad Forzada. El referido informe deberá contener, al menos, los insumos, supuestos, análisis y resultados obtenidos.

Los coordinados a los que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley y el Coordinador podrán enviar sus observaciones al informe técnico con la determinación de los Ponderadores de Indisponibilidad Forzada a que hace referencia el inciso precedente, en un plazo no superior a 20 días, contado desde la fecha de publicación de dicho informe.

La Comisión deberá elaborar y publicar un informe técnico definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe técnico, dentro de los 30 días contados desde que finaliza el plazo indicado en el inciso anterior.

Para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad efectiva, a más tardar cada 2 años. Esta verificación podrá ser llevada a cabo mediante la información obtenida del despacho de la Unidad Generadora o el Sistema de Almacenamiento de Energía en la operación real del sistema, o bien mediante la realización, sin previo aviso, de auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas de operación a dicha Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, de conformidad a las condiciones establecidas en la normativa vigente. Los costos de operación en que se incurra, en caso de que los hubiere, serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.

En caso de que la disponibilidad de la Unidad Generadora o del Sistema de Almacenamiento de Energía sea distinta a la informada, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador una actualización de esta disponibilidad inmediatamente una vez detectada la diferencia. El Coordinador tendrá un plazo máximo de 20 días contado desde informada la actualización, para realizar una nueva auditoría, inspección, medición o prueba de operación de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía que permita verificar dicha información actualizada. En el periodo de tiempo que transcurra entre la realización de la primera auditoría, inspección, medición o prueba de operación, y el momento en que se verifique la disponibilidad informada, el Coordinador deberá considerar a la Unidad Generadora o al Sistema de Almacenamiento de Energía en Estado de Falla. El Coordinador podrá realizar una nueva verificación de la disponibilidad efectiva de la Unidad Generadora o el Sistema de Almacenamiento de Energía y, en caso de que se verifique que dicha disponibilidad sea nuevamente distinta a la informada, se considerará en Estado de Falla, de acuerdo con la normativa vigente.

Artículo 29.- Durante los periodos de mantenimiento que excedan el periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente, para efectos del cálculo de la indisponibilidad forzada de una Unidad Generadora o de un Sistema de Almacenamiento de Energía, se entenderá que dicha unidad o sistema de almacenamiento se encuentra en Estado de Falla, en conformidad con lo establecido en la Norma Técnica.

Por su parte, aquellas condiciones en que una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía no esté disponible debido a eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión o distribución que no estén asociadas a dicha unidad o sistema de almacenamiento, se considerarán como Estado No Disponible, en conformidad con lo establecido en la Norma Técnica.

Artículo 30.- En el caso de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean considerados por primera vez en las transferencias de potencia, aquellas que se reintegren a participar de las transferencias de potencia, conforme al Artículo 7.- del presente reglamento, o aquellos que hayan sido reconvertidos, la indisponibilidad forzada de estas unidades o sistemas de almacenamiento será determinada sobre la base de estadísticas nacionales o, en caso de que no se cuente con esta estadística, sobre la base de antecedentes internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda o las que garantice el fabricante. Para efectos de este artículo se entenderán como unidades reconvertidas a aquellas cuyo insumo primario haya sido modificado o que haya sufrido otros cambios relevantes, según lo establezca la Norma Técnica.

Sin perjuicio de lo anterior, a medida que se cuente con la información observada para la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía respectiva, la indisponibilidad forzada se obtendrá como el promedio ponderado entre los valores observados para cada año transcurrido y el valor proveniente de las estadísticas nacionales o, en caso de que no se cuente con esta estadística, sobre la base de antecedentes internacionales o las que garantice el fabricante, hasta que se cuente con cinco años de valores observados.

Artículo 31.- En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, y aquellas que no se encuentren en dicho estado producto de lo dispuesto en los Artículos 37.- y siguientes del presente reglamento, la indisponibilidad forzada se determinará con la expresión indicada en el Artículo 28.- del presente reglamento, utilizando una ventana móvil de 5 años, construida con la siguiente información:

- a) Estadística de estados operativos de la Unidad Generadora que se utilizó para determinar su indisponibilidad forzada en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio de Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad.
- b) Estadística de estados operativos de la Unidad Generadora considerada por el Coordinador en los periodos en que la referida unidad fue convocada al despacho en los términos establecidos en los Artículo 37.- y siguientes del presente reglamento. Adicionalmente, se deberán considerar los periodos en que la Unidad Generadora se encuentre en Estado No Disponible, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 41.- del presente reglamento.

Artículo 32.- Las Unidades Generadoras que dejen de estar en Estado de Reserva Estratégica, ya sea porque se ha cumplido la fecha de permanencia en dicho estado o porque el respectivo Participante del Balance de Potencia ha solicitado al Coordinador cambiar de estado a la unidad, serán consideradas con una indisponibilidad forzada igual a uno.

CAPÍTULO 4

MÉTRICA Y OBJETIVO DE SUFICIENCIA

Artículo 33.- La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, y para tal efecto podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el Artículo 44.- del presente reglamento.

Artículo 34.- El Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a su definición.

Para efectos de la determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar los objetivos de confiabilidad definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía, teniendo a la vista otros elementos del mercado, tales como costo de falla o costo de la unidad de punta, y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes. Asimismo, la Comisión deberá elaborar y publicar en su página web un informe técnico con la definición de dicho objetivo. El referido informe deberá contener, al menos, los insumos, supuestos, análisis y resultados obtenidos.

Los coordinados a los que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley y el Coordinador podrán enviar sus observaciones al informe técnico a que hace referencia el inciso precedente, en un plazo no superior a 20 días, contado desde la fecha de publicación de dicho informe.

La Comisión deberá elaborar y publicar un informe técnico definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe técnico, dentro de los 30 días siguientes contados desde que finaliza el plazo indicado en el inciso anterior.

TÍTULO III

ESTADO DE RESERVA ESTRATÉGICA

Artículo 35.- Una Unidad Generadora podrá ser considerada en Estado de Reserva Estratégica mediante la aprobación, por parte del Coordinador, de una solicitud de cambio a dicho estado, presentada por el respectivo Participante del Balance de Potencia al Coordinador, la que deberá indicar la fecha de cambio de estado.

Será requisito para que el Coordinador apruebe la solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora, que el respectivo Participante del Balance de Potencia haya comunicado el retiro de la misma del Sistema Eléctrico Nacional, en los términos que establece el artículo 72°-18 de la Ley. Dicha comunicación deberá considerar una fecha de retiro de la Unidad Generadora dentro de un plazo de entre 24 y 60 meses, contado a partir de la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica indicada en la referida solicitud.

El Coordinador deberá evaluar la solicitud a que hace referencia el inciso primero del presente artículo, en función de la fecha presentada para tal cambio. El Coordinador, en un plazo no superior a 20 días contado desde la recepción de la solicitud, a través de un informe técnico, deberá verificar que el cambio de la Unidad Generadora a Estado de Reserva Estratégica no produce afectación significativa de la seguridad de servicio global ni local del sistema, ni produce un aumento significativo de los costos de operación y falla, ni en los costos marginales del sistema. A efectos de esta evaluación, el Coordinador deberá analizar las solicitudes de cambio a Estado de Reserva Estratégica en orden cronológico de presentación de las mismas.

La aprobación de solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica, será efectuada por el Coordinador, teniendo en consideración el plazo solicitado para permanecer en Estado de Reserva Estratégica. En caso de que el Coordinador no apruebe la solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora para la fecha solicitada, éste deberá comunicar al respectivo Participante del Balance de Potencia la fecha posterior más próxima en la que dicho cambio cumple con los criterios indicados en el inciso tercero del presente artículo. En este caso, para que la Unidad Generadora sea considerada por el Coordinador en Estado de Reserva Estratégica, el correspondiente Participante del Balance de Potencia deberá modificar la fecha de solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica a la fecha señalada por el Coordinador, en un plazo de 10 días contado desde la comunicación del Coordinador. Asimismo, el referido Participante del Balance de Potencia deberá modificar la fecha de retiro de la Unidad Generadora, en caso de ser necesario, de manera de dar cumplimiento al periodo mínimo de 24 meses y máximo de 60 meses de permanencia en el Estado de Reserva Estratégica. En caso de que el Participante del Balance de Potencia no modifique su solicitud en el plazo antes señalado, ésta se tendrá por desistida.

Artículo 36.- Para efectos de la evaluación que se indica en el inciso tercero del artículo precedente, se entenderá que existe un aumento significativo de los costos de operación y falla, cuando el cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora produce alzas de al menos un 5% del valor esperado del costo total actualizado de operación y falla del sistema eléctrico, en un horizonte de 5 años a partir de la fecha de dicho cambio.

Asimismo, para los efectos señalados en el inciso precedente, se entenderá que existe un aumento significativo de los costos marginales del sistema, producto del cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora, cuando se cumplan las siguientes condiciones copulativas:

- a) El cambio de estado de la Unidad Generadora produce alzas en el costo marginal promedio esperado, proyectado a 5 años del sistema, superiores al 25% del costo variable de dicha unidad; y,
- b) El costo marginal promedio esperado, proyectado a 5 años, en el escenario en que la Unidad Generadora cambia a Estado de Reserva Estratégica, es de al menos un 75% del costo variable promedio de las Unidades Generadoras que se encuentren conectadas al sistema, que no se encuentran en Estado de Reserva Estratégica, y que utilizan el mismo Insumo Principal que dicha unidad. En el caso de que no existan Unidades Generadoras en el Sistema que cumplan con lo anterior, para determinar el costo variable promedio, se empleará el costo variable de la Unidad Generadora que solicita el cambio a Estado de Reserva Estratégica.

Adicionalmente, para los mismos efectos señalados en el inciso primero del presente artículo, se entenderá por afectación significativa de la seguridad de servicio global o local, cuando el cambio de una Unidad Generadora a Estado de Reserva Estratégica implique que los recursos técnicos existentes no permitan dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio, requiriendo de nueva infraestructura para la prestación de servicios complementarios, según la naturaleza local o global de éstos.

Artículo 37.- Una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sólo podrá ser convocada por el Coordinador al despacho en los casos previstos en el artículo siguiente, debiendo estar en condiciones para inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional, en un plazo de 60 días corridos desde el aviso que el Coordinador le dé al correspondiente Participante del Balance de Potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el Participante del Balance de Potencia comunique al Coordinador que su Unidad Generadora puede inyectar energía en un menor plazo al indicado en el inciso precedente, el Coordinador podrá convocar a dicha unidad al despacho a partir de la fecha que el referido participante indique.

Artículo 38.- El Coordinador podrá convocar al despacho a una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica en caso de que prevea déficits importantes de generación o condiciones de afectación a la seguridad, tanto local como sistémica, en un horizonte de al menos seis meses, para distintos escenarios de disponibilidad de energía en el sistema.

El Coordinador deberá analizar lo descrito en el inciso precedente debiendo informar mensualmente a la Comisión los resultados de dicho análisis.

Se entenderá por déficits importantes de generación a aquellas condiciones de menor disponibilidad energética, asociadas al 5% de los casos más extremos en el horizonte de análisis, las cuales impliquen aumentos globales o locales de los costos de operación y falla, o de los costos marginales del sistema.

Artículo 39.- En los casos en que una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sea convocada al despacho por el Coordinador, en los términos que se indican en el artículo precedente, desde el momento en que dicha unidad inicie sus inyecciones al sistema o se cumpla el plazo que indica el inciso primero del Artículo 37.- del presente reglamento, se considerará que ésta no se encuentra en Estado de Reserva Estratégica, computándose sus estadísticas de acuerdo con el estado operativo en que ésta se encuentre. Asimismo, deberá permanecer conectada al sistema, y en condiciones de inyectar energía por el periodo que el Coordinador estime necesario, el que no podrá ser inferior a tres meses.

El Coordinador será quien determine el momento en que la Unidad Generadora deberá retornar al Estado de Reserva Estratégica.

En el caso que una Unidad Generadora retorne al Estado de Reserva Estratégica, el respectivo Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador, prorrogar la fecha de término de permanencia en dicho estado, adicionando el tiempo en que la referida unidad no se encontró en Estado de Reserva Estratégica por haber sido convocada al despacho. Dicha solicitud deberá realizarse dentro de los 15 días siguientes al referido retorno. En el caso que el Participante del Balance de Potencia solicite la prórroga, éste deberá, si es necesario, actualizar la fecha de retiro de la Unidad Generadora de modo de cumplir con lo indicado en el inciso segundo del Artículo 35.- del presente reglamento.

Artículo 40.- En el periodo que medie entre la convocatoria realizada por el Coordinador y el momento en que la unidad inicie sus inyecciones o se cumpla el plazo indicado en el inciso primero del Artículo 37.- del presente reglamento, el Coordinador podrá dejar sin efecto la convocatoria en caso de que se hayan dejado de cumplir las condiciones indicadas en el Artículo 38.- del presente reglamento. En el mismo periodo, el Coordinador podrá postergar la fecha en la que la central sea convocada al despacho, si prevé que las condiciones identificadas en el Artículo 38.- del presente reglamento ocurrirán con posterioridad a lo previsto cuando se realizó la convocatoria. El dejar sin efecto la convocatoria o su postergación deberá realizarse con la anticipación que defina el Coordinador.

Artículo 41.- En caso de que una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sea convocada al despacho por el Coordinador, en los términos establecidos en los Artículo 37.- y siguientes del presente reglamento, y ésta no se encuentre en condiciones de inyectar energía en el plazo indicado en el señalado artículo o no opere adecuadamente por un periodo igual o superior a 5 días corridos, de acuerdo a lo que establezca el Coordinador, dicha unidad se considerará en Estado Deteriorado con potencia registrada igual a cero hasta que se compruebe que está en condiciones de inyectar energía mediante la realización de una prueba o verificación.

La prueba o verificación deberá ser acordada entre el respectivo Participante del Balance de Potencia y el Coordinador y se deberá demostrar la aptitud de la Unidad Generadora para inyectar energía, bajo las condiciones de operación que el Coordinador determine. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del correspondiente Participante del Balance de Potencia.

Artículo 42.- Entre seis y doce meses antes de la fecha de término de permanencia en Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora, el respectivo Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador que evalúe la pertinencia de prorrogar dicha fecha, considerando la afectación significativa de la seguridad de servicio global o local, en los términos definidos en el Artículo 36.- del presente reglamento.

El Coordinador deberá dar respuesta a la solicitud indicada en el inciso precedente en un plazo de 30 días. En el caso de que el Coordinador apruebe la solicitud, éste deberá definir el plazo de prórroga, el cual no podrá superar los 12 meses.

Artículo 43.- Sin perjuicio de los plazos establecidos en el presente reglamento, en cualquier momento los Participantes del Balance de Potencia podrán solicitar el término de permanencia en Estado de Reserva

Estratégica de una Unidad Generadora y el cese definitivo de operaciones y retiro de dicha unidad del sistema, según lo establecido en el artículo 72°-18 de la Ley.

TÍTULO IV

ASIGNACIÓN DE POTENCIA DE SUFICIENCIA

CAPÍTULO 1

POTENCIA INICIAL

Artículo 44.- A cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se le determinará una potencia ELCC, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual corresponderá al valor de potencia que se obtenga de la aplicación de la metodología probabilística denominada capacidad efectiva de suministro de demanda (ELCC, por sus siglas en inglés), y que caracterizará la potencia que cada unidad o sistema de almacenamiento puede aportar a la Suficiencia del sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.

La metodología a que hace referencia el inciso precedente deberá cuantificar, para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, la cantidad adicional de demanda que se puede suministrar en el sistema o subsistema eléctrico, según sea el caso, sin variar el Objetivo de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional cuando dicha unidad o sistema de almacenamiento se añade al sistema o subsistema eléctrico, según corresponda. El nivel de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional se determinará empleando la Métrica de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento.

La metodología a que hace referencia el inciso primero del presente artículo deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- a) Métrica de Suficiencia.
- b) Objetivo de Suficiencia.
- c) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía.
- d) Disponibilidad de combustible de las Unidades Generadoras térmicas.
- e) Indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía.
- f) Estadística del perfil de disponibilidad del recurso primario de Unidades Generadoras que utilizan como fuente primaria la energía geotérmica, solar, eólica o de los mares.
- g) Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural, utilizada para la coordinación de la operación que hace referencia el artículo 72°-1 de la Ley.
- h) Representación de embalses y de las cuencas hídricas presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, junto con las restricciones de operación de embalses, tales como convenios de riego o caudales ecológicos.
- i) Proyección de las trayectorias de cotas de los embalses presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, durante el Año de Cálculo, para cada una de las hidrologías consideradas, según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- j) Representación de los Sistemas de Transmisión con el detalle que establezca la Norma Técnica.
- k) Modelación de características inter-temporales, que permita representar el aporte a la Suficiencia de las instalaciones que cuenten con capacidad de regulación y almacenamiento.
- l) Subsistemas eléctricos que se identifiquen en los informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo.
- m) Perfil de demanda del sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.

La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo. Asimismo, la Norma Técnica deberá establecer un procedimiento para efectos de la determinación de la proyección de las trayectorias de cotas de los embalses, a que hace referencia el literal i) del presente artículo. Para ello, deberá considerar, al menos, aspectos metodológicos del modelo utilizado para la programación de la operación a que hace referencia el artículo 43 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente "DS N° 125", o el que lo reemplace.

Toda la información, supuestos y resultados de la metodología deberán quedar disponibles en el sitio web del Coordinador de modo que ésta sea trazable y replicable por cualquier interesado.

Artículo 45.- La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras cuya operación sea en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65 del DS N° 125, y que no cuenten con capacidad de regulación o de almacenamiento.

Para efectos de esta agrupación sólo se podrán considerar unidades de una misma tecnología, con perfiles de generación similares, y que se encuentren conectadas a un mismo subsistema eléctrico.

La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las referidas agrupaciones, considerando que los tiempos de aplicación de la metodología permitan cumplir con los plazos establecidos en el presente reglamento. Asimismo, se deberán establecer las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación.

Artículo 46.- En el caso de que, respecto de una Unidad Generadora, no se disponga de la información estadística suficiente indicada en los literales f) y g) del Artículo 44.- del presente reglamento, para efectos de la determinación de la potencia ELCC de dicha unidad, se deberá cubrir la información estadística faltante con la información disponible en la zona en la cual se encuentra la referida unidad, teniendo en cuenta la estadística de Unidades Generadoras con características tecnológicas similares, de acuerdo con lo que disponga la Norma Técnica.

Artículo 47.- Los autoprodutores, de acuerdo a lo definido en el Artículo 2 literal b) del DS N° 125, deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una Unidad Generadora igual a dicho excedente en la determinación de su potencia ELCC, según lo establecido en el Artículo 19.- del presente reglamento.

Los parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia de los autoprodutores se determinarán de acuerdo con lo que disponga la Norma Técnica.

Artículo 48.- Para efectos de la determinación de la potencia ELCC de Unidades Generadoras que declaren capacidad de respaldo a través de la operación con Insumo Alternativo, éstas serán representadas como una Unidad Generadora equivalente a partir de las características de operación que posee cada unidad con el Insumo Principal y Alternativo, según corresponda, cuya disponibilidad de combustible se determinará según lo establecido en el artículo siguiente.

Se entenderá que una Unidad Generadora posee capacidad de respaldo y está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta declare que puede operar en forma continua, cumpliendo las restricciones ambientales y logísticas de transporte de dicho insumo, asociadas a éste. Para tal efecto se deberá verificar que la Unidad Generadora puede operar continuamente por el tiempo que determine la normativa vigente, sujeto a la normativa ambiental vigente.

Esta verificación podrá ser llevada a cabo con la información obtenida del despacho de la Unidad Generadora en la operación real del sistema o bien mediante la realización de pruebas a dichas Unidades Generadoras, de conformidad a las condiciones establecidas en la normativa vigente. Los costos de operación en que se incurra, en caso de que los hubiere, serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.

En caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que cuenten con capacidad de respaldo según lo indicado en los incisos precedentes, los respectivos Participantes del Balance de Potencia deberán acreditar ante el Coordinador, la factibilidad de abastecer a dichas unidades con el Insumo Alternativo, de manera tal de cumplir con lo indicado en el Artículo 37.- y Artículo 39.- del presente reglamento. Para acreditar lo anterior, dichos participantes deberán contar con contratos o acuerdos de suministro del Insumo Alternativo.

A las Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que cuenten con la acreditación señalada en el inciso precedente, se les considerará que tienen capacidad de respaldo. En caso de no contar con la referida acreditación, a dichas unidades se las considerará sin capacidad de respaldo.

Artículo 49.- Para el caso de una Unidad Generadora térmica que no posea capacidad de respaldo según lo dispuesto en el artículo precedente, su disponibilidad de combustible a que hace referencia el literal d) del Artículo 44.- del presente reglamento, corresponderá a la menor disponibilidad media anual de su Insumo Principal, para los últimos cinco años anteriores al Año de Cálculo.

Para el caso de una Unidad Generadora térmica que posea capacidad de respaldo según lo dispuesto en el artículo precedente, su disponibilidad de combustible se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Disponibilidad de combustible} = \min \left\{ 1 ; DIP + (1 - DIP) \cdot DIA \cdot \frac{Pmáx_A}{Pmáx_P} \right\}$$

Donde:

DIP : Menor disponibilidad media anual del Insumo Principal de la Unidad Generadora, para los últimos cinco años anteriores al Año de Cálculo.

DIA : Menor disponibilidad media anual del Insumo Alternativo de la Unidad Generadora, para los últimos cinco años anteriores al Año de Cálculo, en los periodos en los que no se dispone de Insumo Principal para dicha Unidad Generadora.

Pmáx_p : Potencia Máxima asociada al Insumo Principal de la Unidad Generadora.

Pmáx_A : Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo de la Unidad Generadora.

Las disponibilidades anuales del Insumo Principal y Alternativo que se indican en el presente artículo deberán considerar los niveles de restricción de potencia observados para dichos insumos. Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador la disponibilidad de combustible en conformidad con otros procesos relativos a la coordinación de la operación, incluyendo condiciones asociadas al abastecimiento establecidas en los contratos de combustible, así como restricciones de almacenamiento y logística de transporte de combustible. Para el cumplimiento de lo indicado anteriormente, cada Participante del Balance de Potencia deberá acreditar, en los términos que establezca la Norma Técnica, que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la referida norma, sujeto a la normativa ambiental vigente.

Para cada Unidad Generadora térmica, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de combustible, a más tardar cada 2 años. Esta verificación podrá ser llevada a cabo mediante la información obtenida del despacho de la Unidad Generadora en la operación real del sistema o bien mediante la realización, sin previo aviso, de auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas de operación a dicha Unidad Generadora, de conformidad a las condiciones establecidas en la normativa vigente. Los costos de operación en que se incurra, en caso de que los hubiere, serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.

En caso de que no se cuente con la disponibilidad de combustible informada, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador antecedentes actualizados, inmediatamente una vez detectada la diferencia, que acrediten su disponibilidad de combustible de acuerdo a lo indicado en el inciso tercero del presente artículo. El Coordinador tendrá un plazo máximo de 20 días contado desde el envío de los antecedentes, para realizar una nueva auditoría, inspección, medición o prueba de operación de la Unidad Generadora que permita verificar dicha información actualizada. En el periodo de tiempo que transcurra entre la realización de la primera auditoría, inspección, medición o prueba de operación, y el momento en que se verifique la disponibilidad informada, el Coordinador deberá considerar una disponibilidad de combustible nula de la Unidad Generadora.

Artículo 50.- Las Unidades Generadoras térmicas que se incorporen al sistema por primera vez, serán representadas en el primer Año de Cálculo considerando una disponibilidad de combustible, igual al promedio de las disponibilidades de combustible de las Unidades Generadoras térmicas existentes en el sistema, que no se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, que tengan el mismo Insumo Principal, y que cuenten con características de abastecimiento similares a la unidad incorporada al sistema. En caso de que no se cuente con esta estadística, la disponibilidad de combustible se determinará sobre la base de estadísticas internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda. La misma metodología deberá utilizarse para la disponibilidad del Insumo Alternativo.

Para los años siguientes, la disponibilidad de combustible se obtendrá reemplazando sucesivamente la información anual más antigua de las unidades existentes referidas, por la información de la disponibilidad de combustible efectiva de la Unidad Generadora incorporada al sistema, manteniendo siempre un periodo de control de cinco años. A partir del quinto año de ingreso de una Unidad Generadora, se le aplicará lo indicado en el artículo precedente.

Artículo 51.- En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, los respectivos Participantes del Balance de Potencia deberán acreditar ante el Coordinador, la factibilidad de abastecer a dichas unidades con el Insumo Principal, de manera tal de cumplir con lo indicado en el Artículo 37.-

y Artículo 39.- del presente reglamento. Para acreditar lo anterior, dichos participantes deberán contar con contratos o acuerdos de suministro del Insumo Principal.

A las Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que cuenten con la acreditación señalada en el inciso precedente, se les considerará que su disponibilidad de combustible es del 100% para el periodo estadístico en que la unidad se encuentre en dicho estado. En caso de no contar con la referida acreditación, a dichas unidades se les considerará nula disponibilidad de combustible.

En el caso de Unidades Generadoras que se hayan encontrado en Estado de Reserva Estratégica y hayan sido convocadas al despacho en los términos establecidos en el Artículo 37.- del presente reglamento, se empleará la disponibilidad de combustible determinada en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dichas unidades.

Artículo 52.- A cada Unidad Generadora y Sistema de Almacenamiento de Energía se le asignará una potencia inicial, la cual corresponderá al promedio de sus potencias ELCC de los últimos cinco años, incluido el Año de Cálculo.

Las potencias ELCC de los años anteriores al Año de Cálculo, corresponderán a aquellas obtenidas en los respectivos cálculos definitivos de las transferencias de potencia. En el caso de que, al momento de la realización del cálculo preliminar de las transferencias de potencias o de la actualización de dicho cálculo, no se cuente con el cálculo definitivo de las transferencias de potencias del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, para dicho año se emplearán las potencias ELCC de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía obtenidas en la actualización más reciente del cálculo preliminar del referido año.

Artículo 53.- En el caso de una Unidad Generadora o un Sistema de Almacenamiento de Energía que cuente con menos de cinco Años de Cálculo de su potencia ELCC, incluido el Año de Cálculo, su potencia inicial corresponderá al promedio de sus potencias ELCC de todos los Años de Cálculo en los que se le determinó una potencia ELCC, incluido el Año de Cálculo.

En el caso de una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía que modifique sus instalaciones y/o componentes asociadas, que impliquen un cambio relevante en el resultado de su potencia ELCC determinada de acuerdo con lo dispuesto en los Artículo 44.- y siguientes del presente reglamento, tal como la inclusión de una componente de almacenamiento, entre otros cambios que determine la Norma Técnica, su potencia inicial se determinará según lo siguiente:

- a) Para el año en que se realizó la modificación, su potencia inicial corresponderá al promedio ponderado entre las potencias ELCC de dicha unidad obtenidas con y sin las referidas modificaciones, en proporción al tiempo que contó o no con las modificaciones durante el Año de Cálculo.
- b) Para el año siguiente al que se realizó la modificación, su potencia inicial corresponderá a la potencia ELCC determinada para el Año de Cálculo.
- c) Para los cuatro años posteriores al indicado en el literal b), su potencia inicial corresponderá al promedio de las potencias ELCC obtenidas a partir del año siguiente al que se realizaron las modificaciones, incluido el Año de Cálculo.
- d) Para los años siguientes, se aplicará lo dispuesto en el artículo precedente.

CAPÍTULO 2

POTENCIA PRELIMINAR Y POTENCIA DE SUFICIENCIA

Artículo 54.- A cada Unidad Generadora y Sistema de Almacenamiento de Energía se le determinará una potencia equivalente. En el caso de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados, conforme a lo indicado en el Artículo 25.- del presente reglamento, la potencia equivalente será el promedio ponderado de las potencias registradas en los Estados Deteriorados y Estados Disponibles que resulten dentro del correspondiente Año de Cálculo, y de acuerdo con las disposiciones que establezca la Norma Técnica. Para el caso de los Estados Disponibles se considerará como potencia registrada igual a la Potencia Máxima.

Por su parte, en el caso de Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que no hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados, la potencia equivalente será igual a su Potencia Máxima.

Artículo 55.- En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que acrediten lo señalado en el inciso primero del Artículo 51.- del presente reglamento, se considerará que la potencia registrada durante esta categoría de Estado Deteriorado, corresponderá al menor valor entre el 60% de su Potencia Máxima y el valor de potencia equivalente determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En el caso de que dichas unidades no acrediten lo señalado en el referido artículo, se considerará nula potencia registrada durante esta categoría de Estado Deteriorado.

Artículo 56.- Las Unidades Generadoras cuya operación no sea en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65 del DS N° 125 y Sistemas de Almacenamiento de Energía, que operen bajo el régimen de autodespacho, se les considerará potencia equivalente nula mientras se encuentren en dicho régimen de operación.

Artículo 57.- A cada Unidad Generadora y Sistema de Almacenamiento de Energía, si corresponde, se le asignará un factor de consumos propios, que corresponderá a la proporción entre su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares y su Potencia Máxima.

Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, deberán ser considerados como demandas y, por ende, se les determinará una Demanda de Punta Equivalente y su correspondiente Retiro de Potencia se le asignará al respectivo Participante del Balance.

Artículo 58.- A cada Unidad Generadora y Sistema de Almacenamiento de Energía se le asignará un factor de mantenimiento mayor, que corresponderá a la proporción del tiempo utilizado para el mantenimiento mayor dentro del Año de Cálculo y el tiempo de duración de dicho año.

Los mantenimientos mayores no afectarán la indisponibilidad forzada de la Unidad Generadora o del Sistema de Almacenamiento de Energía, siempre y cuando se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente. Si los mantenimientos se efectúan por un tiempo mayor a lo programado, el exceso deberá ser considerado para el cálculo de la indisponibilidad forzada de la Unidad Generadora o del Sistema de Almacenamiento de Energía, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 29.- del presente reglamento, debiendo el factor al que se refiere el inciso anterior sólo contabilizar el periodo programado. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo menor a lo programado, el factor a que se refiere el inciso anterior sólo contabilizará el periodo efectivamente utilizado.

En el caso de que un mantenimiento mayor, incluido en el programa de mantenimiento mayor elaborado por el Coordinador, no se realice y el Coordinador responsable no haya comunicado su postergación o modificación en los plazos establecidos en la normativa vigente, el Coordinador deberá ajustar el factor de mantenimiento mayor, de acuerdo con lo que establezca la Norma Técnica, tomando en consideración la operación real del sistema.

A las Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica se les considerará un factor de mantenimiento mayor, igual a 0 en el periodo en el que se encuentren en dicho estado.

Artículo 59.- A cada Unidad Generadora y Sistema de Almacenamiento de Energía se le determinará un factor de eficiencia según el procedimiento que se describe en los siguientes artículos.

Artículo 60.- A cada Unidad Generadora se le determinará un costo variable promedio, correspondiente al promedio de los costos variables del Insumo Principal del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, utilizados por el Coordinador para la programación de la operación, de acuerdo a lo dispuesto en el DS N° 125. En el caso de un Sistema de Almacenamiento de Energía se considerará un costo variable promedio igual a 0 para efectos del cálculo del factor de eficiencia establecido en el Artículo 62.- del presente reglamento.

Para efectos de lo establecido en el inciso anterior, se deberán considerar los costos variables utilizados como insumo para la programación de la operación y no los costos de oportunidad determinados para dicha programación, ni los costos variables considerados para efectos del cálculo del costo marginal en los casos en que una Unidad Generadora se encuentre operando con un volumen de gas natural licuado de suministro inflexible.

Artículo 61.- A cada sistema o subsistema eléctrico, según corresponda, se le determinará el conjunto suficiente de Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que permita cumplir con el Objetivo de Suficiencia.

Para tal efecto, el referido conjunto se determinará empleando las potencias ELCC y los respectivos costos variables promedio de las Unidades Generadoras y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, , obtenidos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo precedente. Las mencionadas instalaciones se ordenarán de forma creciente en función de sus costos variables promedio, hasta que la suma de las potencias ELCC de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía en el conjunto sea igual o superior a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia. En el caso de que Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía cuenten con igual costo variable promedio, éstas se incluirán de manera simultánea al referido conjunto.

La Norma Técnica establecerá la metodología para determinar la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia, en el sistema o en el subsistema eléctrico, según corresponda.

Artículo 62.- En cada sistema o subsistema eléctrico, se determinará un costo variable de referencia equivalente al mayor valor entre los siguientes costos:

- a) Mayor costo variable promedio del conjunto de Unidades Generadoras y Sistema de Almacenamiento de Energía determinado según el artículo anterior.
- b) Costo variable promedio de la unidad de punta, establecido en el informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, en el mismo periodo utilizado en el literal a).

A todas las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía del sistema o subsistema eléctrico que cuenten con un costo variable promedio menor o igual al costo variable de referencia, se les determinará un factor de eficiencia igual a 1. En caso contrario, su factor de eficiencia se determinará con la siguiente expresión:

$$\text{Factor de eficiencia} = \frac{CR - CVP}{CR - CVR}$$

Donde:

CR : Costo de racionamiento establecido en el informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 165° de la Ley.
CVP : Costo variable promedio de la Unidad Generadora.
CVR : Costo variable de referencia.

En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica se empleará el factor de eficiencia determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un promedio de los factores de eficiencia de unidades de su misma tecnología y similares características.

En el caso de Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan entrado en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley durante el Año de Cálculo o en el año inmediatamente anterior a éste, se les considerará un factor de eficiencia igual a 1.

Artículo 63.- A cada Unidad Generadora y Sistema de Almacenamiento de Energía se le determinará una potencia preliminar, calculada a partir de la siguiente expresión:

$$\text{Potencia preliminar} = \text{Potencia inicial} \cdot \frac{\text{Potencia equivalente}}{\text{Potencia Máxima}} \cdot (1 - FCP) \cdot (1 - FMM) \cdot FE \cdot FP$$

Donde:

FCP : Factor de consumos propios de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, obtenido a partir de lo dispuesto en el Artículo 57.- del presente reglamento.
FMM : Factor de mantenimiento mayor de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, obtenido a partir de lo dispuesto en el Artículo 58.- del presente reglamento.

FE : Factor de eficiencia de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, obtenido a partir de lo dispuesto en los Artículo 59.- y siguientes del presente reglamento.

FP : Factor de presencia de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, obtenido a partir de la proporción del tiempo en que una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se encontró en operación, en los términos señalados en los artículos 72°-17 y 72°-18 de la Ley, durante el Año de Cálculo, y los tiempos en que su potencia fue anulada o disminuida de acuerdo a lo indicado en el Artículo 21.- del presente reglamento.

A las Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica se les considerará un factor de presencia igual a 1 en el periodo en el que se encuentren en dicho estado.

Artículo 64.- La Potencia de Suficiencia de una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía corresponderá a la potencia preliminar de dicha unidad o sistema de almacenamiento, obtenida conforme a lo dispuesto en el artículo precedente, escalada por un factor único para todas las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía de cada sistema o subsistema eléctrico sea igual a la Demanda de Punta de cada sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.

Artículo 65.- En el caso de que el Ministerio de Energía dicte un decreto de racionamiento, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley, dicho decreto podrá establecer exigencias excepcionales de aplicación para la asignación de la Potencia de Suficiencia a las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, en función de su aporte a la Suficiencia del sistema en el periodo de vigencia de dicho decreto.

CAPÍTULO 3

MARGEN DE RESERVA TEÓRICO

Artículo 66.- Para cada fijación de precios de nudo de corto plazo, y a partir del cálculo definitivo de transferencias de potencia que se encuentre vigente al momento de la comunicación del informe preliminar de precios de nudo de corto plazo, el Coordinador deberá determinar el Margen de Potencia para cada uno de los sistemas o subsistemas eléctricos definidos en dicho informe.

Los Márgenes de Potencia determinados según lo señalado en el inciso anterior deberán ser comunicados por el Coordinador a la Comisión en el tiempo y forma que ésta señale. Estos Márgenes de Potencia serán utilizados por la Comisión para la determinación del Margen de Reserva Teórico de cada sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.

La información que el Coordinador envíe a la Comisión respecto de los Márgenes de Potencia deberá ser trazable en lo referente a los cálculos que dan lugar a dichos márgenes.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá solicitar un nuevo cálculo de Márgenes de Potencia cuando se modifique la definición de subsistemas eléctricos con posterioridad a la emisión del informe técnico preliminar de precios de nudo de corto plazo.

El cálculo de los Márgenes de Potencia señalado en los incisos precedentes no implicará cambios en los subsistemas eléctricos ya definidos para efectos del cálculo definitivo de transferencias de potencia señalados en el inciso primero del presente artículo.

Artículo 67.- El Margen de Reserva Teórico se determinará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o subsistema eléctrico.

En caso de que el Margen de Potencia sea menor a 1, el Margen de Reserva Teórico será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$\text{Margen de Reserva Teórico} = 0,35 - 0,2 \cdot (\text{Margen de Potencia})$$

En caso de que el Margen de Potencia sea mayor o igual a 1 y menor o igual a 1,3, el Margen de Reserva Teórico será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$\text{Margen de Reserva Teórico} = 0,65 - 0,5 \cdot (\text{Margen de Potencia})$$

En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1,3, el Margen de Reserva Teórico será igual a 0.

TÍTULO V

CONTROL DE PUNTA Y ASIGNACIÓN DE RETIROS DE POTENCIA

CAPÍTULO 1

CONTROL DE PUNTA

Artículo 68.- El Coordinador anualmente deberá elaborar un estudio en el cual deberá estimar el nivel de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional para todas las horas del siguiente Año de Cálculo. Para tales efectos, el Coordinador deberá utilizar la Métrica de Suficiencia y el Objetivo de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento. El estudio, las bases de cálculo y los supuestos utilizados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador, a más tardar el cuarto mes anterior a la comunicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 165° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia durante el primer semestre del siguiente año. Los coordinados a los que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley podrán enviar sus observaciones a dicho estudio, en un plazo no superior a 15 días contado desde la fecha de publicación de dicho estudio. El Coordinador deberá publicar la versión final del estudio aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas, a más tardar el segundo mes anterior a la comunicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 165° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia el primer semestre del siguiente año.

La Norma Técnica establecerá los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio y los resultados que éste deberá contener.

Artículo 69.- La Comisión cada cuatro años deberá fijar la cantidad de Horas de Punta, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo o la normativa que lo reemplace. Para la determinación de la cantidad de Horas de Punta, la Comisión podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes. Asimismo, la Comisión deberá elaborar y publicar en su página web un informe técnico con dicha determinación. El referido informe deberá considerar, al menos, los resultados de los estudios anuales que hace referencia el artículo precedente y lo dispuesto en la Norma Técnica, asegurando que la cantidad de horas definidas cubran al menos un 50% de la probabilidad acumulada de pérdida de carga determinada en dichos estudios, entre otros supuestos, análisis y resultados obtenidos.

Los coordinados a los que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley y el Coordinador podrán enviar sus observaciones al informe técnico para la determinación de la cantidad de Horas de Punta a que hace referencia el inciso precedente, en un plazo no superior a 20 días, contado desde la fecha de publicación de dicho informe.

La Comisión deberá elaborar y publicar un informe técnico definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe técnico, dentro de los 30 días contados desde que finaliza el plazo indicado en el inciso anterior.

Artículo 70.- La Comisión deberá determinar los Periodos de Control de Punta en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley. Para tal efecto, la Comisión deberá determinar aquel periodo acotado dentro del año que permita cubrir los intervalos de mayor probabilidad de pérdida de carga, considerando, al menos, lo siguiente:

- a) La consistencia con la Métrica de Suficiencia y el Objetivo de Suficiencia, y con la cantidad de Horas de Punta;
- b) Los resultados de los estudios anuales a que hace referencia el Artículo 68.- del presente reglamento; y
- c) Que los Periodos de Control de Punta cuenten con un criterio de continuidad temporal, tales como días consecutivos dentro de cada semana, y horas consecutivas dentro de cada día.

A partir del informe técnico indicado precedentemente, los Periodos de Control de Punta serán fijados por el Ministerio de Energía en el decreto a que hace referencia el artículo 171° de la Ley.

La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 165° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia durante el segundo semestre del año respectivo, podrá modificar los Periodos de Control de Punta sólo cuando se produzcan cambios relevantes en las condiciones del sistema eléctrico, que impliquen modificaciones considerables de los periodos en los cuales se presentarán los menores niveles de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional durante el respectivo año.

CAPÍTULO 2

ASIGNACIÓN DE RETIROS DE POTENCIA

Artículo 71.- El Coordinador deberá llevar un registro de las demandas de cada uno de los clientes libres o empresas distribuidoras contratadas con los Participantes del Balance de Potencia, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

El Coordinador deberá determinar las fechas y horarios de las Horas de Punta de cada año sobre la base de la suma de los registros de demanda de todos los clientes libres y empresas distribuidoras del sistema o de cada subsistema eléctrico, según corresponda, conforme a lo indicado en el Artículo 69.- del presente reglamento.

Artículo 72.- A partir del registro establecido en el artículo precedente, el Coordinador deberá determinar la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora como el promedio de los registros físicos de demanda observados para cada cliente libre o empresa distribuidora durante las Horas de Punta.

Luego, los Retiros de Potencia que se deben asignar a cada Participante del Balance de Potencia serán igual a las Demandas de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora.

Artículo 73.- El Coordinador deberá calcular la Demanda de Punta del sistema o cada subsistema eléctrico como la suma de las Demandas de Punta Equivalente de todos los clientes libres y empresas distribuidoras de cada sistema o subsistema eléctrico.

TÍTULO VI

BALANCE DE INYECCIONES Y RETIROS

CAPÍTULO 1

BALANCE FÍSICO DE INYECCIONES Y RETIROS

Artículo 74.- A partir de las inyecciones de potencia y los Retiros de Potencia, el Coordinador deberá establecer un balance físico entre las inyecciones y retiros de todos los Participantes del Balance de Potencia, para cada sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.

Artículo 75.- El balance físico señalado en el artículo precedente deberá contemplar los siguientes aspectos:

- a) Inyecciones de las Unidades Generadoras igual a la Potencia de Suficiencia;
- b) Retiros de Potencia de cada Participante del Balance de Potencia; y
- c) Pérdidas en las instalaciones del Sistema de Transmisión.

Artículo 76.- Las empresas propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen a cualquier título medios de generación de pequeña escala que hayan solicitado participar de las transferencias de potencia, conforme al inciso tercero del Artículo 7.- del presente reglamento, serán incluidas en el balance físico de inyecciones y retiros conforme al mismo procedimiento indicado en los artículos precedentes.

Artículo 77.- Para efectos de la determinación del balance físico indicado en los artículos precedentes, se deberán modificar los Retiros de Potencia de manera proporcional y sucesiva hasta que estos retiros se ajusten a las inyecciones de potencia, debiendo aceptar una tolerancia adecuada a la representación o modelación que se utilice, según lo establezca la Norma Técnica. Para este ajuste no se podrán modificar las inyecciones.

A partir de este procedimiento, el Coordinador, deberá calcular los ingresos tarifarios correspondientes a las instalaciones del Sistema de Transmisión.

CAPÍTULO 2

BALANCE VALORIZADO DE INYECCIONES Y RETIROS

Artículo 78.- A partir del balance físico a que se refiere el Capítulo 1 del presente Título, se considerarán inyecciones de potencia las provenientes de Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía y/o de líneas de transmisión. Del mismo modo, se considerarán Retiros de Potencia los destinados a clientes libres, a empresas distribuidoras o a ser transmitidos por líneas de transmisión.

Artículo 79.- Las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se conecten en el Sistema de Distribución deberán considerarse inyectando potencia en la subestación de distribución primaria más cercana al punto de conexión de la correspondiente Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, empleando los factores de referenciación que se indican en el artículo 10 del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, o la normativa que lo reemplace.

Artículo 80.- El precio al cual serán valorizadas todas las inyecciones y Retiros de Potencia corresponderá al precio de nudo de corto plazo de la potencia en cada Barra de Transferencia. En aquellas Barras de Transferencia para las cuales no se haya determinado un precio de nudo de corto plazo en el decreto a que hace referencia el artículo 171° de la Ley, el precio se deberá determinar aplicando los factores de referenciación y los factores esperados de pérdidas de potencia, definidos por el Coordinador, de acuerdo a lo señalado en la normativa vigente.

Tal valorización deberá considerar las variaciones que experimente el precio de nudo de corto plazo de la potencia y sus indexaciones, conforme lo establezcan los decretos tarifarios pertinentes.

Del mismo modo, en los casos que corresponda una aplicación retroactiva de dichos decretos tarifarios, de acuerdo a lo señalado en el artículo 171° de la Ley, las valorizaciones deberán sujetarse a tal condición.

Artículo 81.- El precio de nudo de corto plazo de potencia en cada Barra de Transferencia deberá ser calculado conforme a los procedimientos y condiciones de aplicación que se establezcan en los decretos tarifarios pertinentes.

Artículo 82.- La valorización de las transferencias de potencia será determinada conforme a las siguientes consideraciones:

- a) En cada Barra de Transferencia, se determinarán las inyecciones y Retiros de Potencia de cada Participante del Balance de Potencia, las que serán valorizadas de acuerdo a las disposiciones del presente reglamento.
- b) Para cada Participante del Balance de Potencia, se sumarán todas las inyecciones y Retiros de Potencia valorizados.
- c) La valorización de las inyecciones se considerará con signo positivo y la valorización de los Retiros de Potencia con signo negativo.
- d) El valor resultante, con su signo, constituirá el saldo neto de cada Participante del Balance de Potencia.

Artículo 83.- A partir de la valorización de las inyecciones y retiros indicada en el presente Capítulo, el Coordinador deberá determinar el balance valorizado de inyecciones y retiros. De tal balance se obtendrán las empresas que resulten con saldo neto positivo y negativo.

Las empresas con saldo neto negativo pagarán dicha cantidad, en las mensualidades que corresponda, a todas las empresas que tengan saldo neto positivo, en la proporción en que cada uno de estos últimos participe del saldo neto positivo total, de acuerdo a los pagos que defina el Coordinador, según lo dispuesto en el Artículo 8.- del presente reglamento.

El Coordinador podrá efectuar simplificaciones y agrupaciones de las transferencias resultantes según el presente artículo, con el objeto de disminuir el número de transacciones entre los Participantes del Balance, manteniendo en cualquier caso los saldos totales que correspondan a cada empresa que resulte con saldo neto positivo y negativo.

En la valorización de las transferencias de potencia, realizada por el Coordinador, se deberán explicitar los respectivos ingresos por tramos que se generan por tales transferencias a favor de los correspondientes Titulares de Transmisión.

ARTÍCULO SEGUNDO.- Derógase el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, a partir de la fecha de entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del Artículo Primero del presente decreto.

ARTÍCULO TERCERO.- Derógase el Decreto Supremo N° 128, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica, a partir de la fecha de entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del Artículo Primero del presente decreto.

ARTÍCULO CUARTO.- Modifíquese el Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para Medios de generación de pequeña escala en el siguiente sentido:

- a) Reemplázase en el inciso primero del artículo 93 la frase "Todo PMGD operará con Autodespacho" por "Los propietarios u operadores de un PMGD podrán optar por operar con Autodespacho".
- b) Reemplázase en el inciso primero del artículo 94 la frase "y la operación con Autodespacho según lo establecido en el artículo anterior" por "y sin importar su régimen de operación".

ARTÍCULO QUINTO.- Modifíquese el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo en el siguiente sentido:

- a) Agréguese, a continuación del artículo 47°.-, los siguientes artículos 47° bis.-, 47° ter.-, 47° quáter.-, 47° quinquies.-, 47° sexies.-:

“Artículo 47° bis.- Los subsistemas eléctricos definidos por la Comisión serán determinados sobre la base de un estudio de subsistemas eléctricos, el cual se realizará con ocasión del estudio de costos de unidades de punta a que hace referencia el artículo 49°.- del presente reglamento. El estudio de subsistemas eléctricos podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes.

Artículo 47° ter.- En el estudio de subsistemas eléctricos se deberá analizar la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de al menos cinco años. Dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo, disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Se podrán actualizar los antecedentes indicados anteriormente cuando estos presenten modificaciones relevantes.

Sin perjuicio de lo anterior, en el estudio de subsistemas eléctricos se podrán definir escenarios adicionales respecto de la proyección de demanda, condición hidrológica, disponibilidad de recursos energéticos, entre otros. Con todo, la ponderación de los escenarios, para efectos de la determinación de los subsistemas eléctricos, se deberá determinar con ocasión del estudio y deberá estar debidamente fundada.

Artículo 47° quáter.- El estudio de subsistemas eléctricos deberá realizarse sobre la base de simulaciones de operación económica del Sistema Eléctrico Nacional, considerando la variable hidrológica de forma estocástica. A partir de dichas simulaciones y considerando los escenarios indicados en el artículo precedente, el referido estudio deberá identificar los subsistemas eléctricos que se presentarán en el Sistema Eléctrico Nacional, evaluando, al menos, las siguientes variables:

- a) Desacoples de costos marginales de energía esperados en el Sistema Eléctrico Nacional, en los horarios de control de punta proyectados, para cuatro años contenidos en el horizonte de simulación.
- b) Niveles de oferta y demanda en los horarios de control de punta proyectados, considerando eventuales indisponibilidades de centrales generadoras, para cuatro años contenidos en el horizonte de simulación.

Adicionalmente, en el estudio de subsistemas se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar una actualización de los subsistemas con ocasión del informe técnico de fijación de precios de nudo de corto plazo de energía y potencia.

Artículo 47° quinquies.- La Comisión notificará a los interesados y publicará en su sitio web un informe preliminar de subsistemas eléctricos, basado en los resultados del estudio a que se refiere el artículo anterior. En dicho informe, se presentarán los subsistemas definidos en base a los resultados del estudio, y se

establecerán las principales variables que conllevan una eventual actualización en la definición de cada uno de ellos. Los coordinados y el Coordinador podrán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 20 días hábiles contado desde la fecha de la publicación del referido informe preliminar.

La Comisión deberá elaborar un informe definitivo de subsistemas eléctricos, aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe preliminar, en un plazo no superior a 45 días hábiles contado desde la fecha de vencimiento del plazo para presentar las observaciones. Dicho informe deberá ser publicado en el sitio web de la Comisión y notificado al Coordinador y a los coordinados. Su vigencia se extenderá desde la notificación recién referida hasta la comunicación del siguiente informe definitivo de subsistemas, que será elaborado conforme al proceso cuatrienal definido en el presente reglamento.

Las notificaciones y comunicaciones dirigidas al Coordinador y a los coordinados, que se efectúen en los informes de subsistemas, podrán realizarse a través de medios electrónicos.

Artículo 47° sexies.- La Comisión deberá establecer los subsistemas eléctricos, sobre la base del informe definitivo a que hace referencia el artículo precedente. Lo anterior, deberá ser incorporado en el informe técnico de fijación de precios de nudo de corto plazo, asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre del año respectivo.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de las metodologías y criterios definidos en el estudio de subsistemas eléctricos, la Comisión podrá actualizar los subsistemas eléctricos establecidos en dicho estudio, lo cual deberá ser incorporado en el informe técnico que hace referencia el inciso anterior.

Por su parte, el informe técnico de fijación de precios de nudo de corto plazo, asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el segundo semestre del año respectivo, deberá mantener la misma definición de subsistemas eléctricos establecida en el decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre de dicho año.”.

b) Sustitúyese, el artículo 49°.-, por el siguiente:

“Artículo 49°.- Los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos definidos por la Comisión, serán determinados sobre la base de un estudio de costos de unidades de punta para los respectivos sistemas eléctricos, a más tardar cada cuatro años, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes.

Para efectos de determinar los costos variables de operación de la unidad de punta, se deberá considerar, al menos, un consumo específico, un costo variable no combustible y un costo de combustible, los que deberán ser correspondientes con el tipo de unidad e insumo primario de generación que utilice dicha unidad. Para el caso del costo de combustible, la Comisión podrá considerar como referencia los costos de combustibles declarados al Coordinador.

Adicionalmente, en el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de Unidad Generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico.

El estudio señalado en el inciso primero del presente artículo deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades; tecnologías; ubicación en el sistema eléctrico; infraestructura existente; conexión al sistema eléctrico; y disponibilidad del insumo primario de generación, incluyendo la logística necesaria para obtener dicho insumo; capacidad de almacenamiento; entre otros aspectos.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá encargar o realizar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello.”.

c) Sustitúyese, el artículo 50°.-, por el siguiente:

“Artículo 50°.- La Comisión notificará a los interesados y publicará en su sitio web un informe técnico basado en los resultados del estudio a que se refiere el artículo anterior.

Los coordinados y el Coordinador podrán enviar a la Comisión sus observaciones al referido informe en un plazo no superior a 20 días hábiles, contado desde la publicación del mismo. La Comisión deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y publicar en su sitio web una

versión definitiva del informe, dentro de los 40 días hábiles siguientes a la fecha de vencimiento del plazo para presentar las observaciones.”.

d) Agréguese, a continuación del artículo 50°.-, el siguiente artículo 50° bis.-, nuevo:

“**Artículo 50° bis.-** Sobre la base del informe definitivo señalado en el artículo precedente, la Comisión definirá los nuevos valores de costos de la o las unidades de punta, que se utilizarán para efectos de la determinación de los Precios Básicos de la Potencia de Punta, los que deberán ser aplicados en el proceso tarifario inmediatamente siguiente.

En el informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión deberá establecer y justificar los parámetros y antecedentes que caracterizarán la unidad de punta, considerando, al menos, tecnología, insumo primario de generación, tamaño, requerimientos para asegurar la disponibilidad del insumo primario de generación.”.

e) Sustitúyese, el artículo 51°.-, por el siguiente:

“**Artículo 51°.-** Durante la vigencia del informe técnico definitivo de costos de unidades de punta, el valor del costo de inversión, costo fijo y costo variable de operación contenidos en dicho informe, deberán actualizarse en cada proceso tarifario, mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costos. Dichas fórmulas deberán estar contenidas en el referido informe técnico.”.

ARTÍCULO SEXTO.- Modifíquese el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional en el siguiente sentido:

a) Elimínase, en el artículo 98.-, la palabra “estimado”.

b) Sustitúyase, el artículo 99.-, por el siguiente:

“**Artículo 99.-** El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación el programa de retiros comunicado por los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, conforme se establece en el artículo precedente.”

c) Reemplázase el inciso segundo del artículo 110.-, por el siguiente:

“Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema, debiéndose priorizar lo proveniente de la componente de generación. En el caso de que la energía provenga del sistema, la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía para efectos de la programación de la operación y operación en tiempo real. Adicionalmente, y de manera excepcional el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello.”.

d) Elimínase el artículo 102.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero transitorio: El reglamento que se aprueba en virtud del Artículo Primero del presente decreto, en adelante “Reglamento”, entrará en vigencia el primero de enero del quinto año siguiente al de su publicación en el Diario Oficial.

Sin perjuicio de lo indicado en el inciso anterior, las disposiciones contenidas en el Título V del Reglamento entrarán en vigencia conforme a lo establecido en el artículo segundo transitorio.

Artículo segundo transitorio: Una vez publicado en el Diario Oficial el Reglamento; a efectos de la implementación de las disposiciones establecidas en el Título V del Reglamento, se deberán considerar las siguientes reglas:

a) La Comisión Nacional de Energía, en adelante “Comisión”, deberá definir la métrica de suficiencia señalada en el artículo 33 del Reglamento, a partir de tres meses contados desde la publicación del Reglamento en el Diario Oficial y con ocasión de la comunicación del primer informe técnico señalado en el artículo 165° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía,

Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace, en adelante la "Ley", posterior a dicha publicación. La referida definición regirá hasta la entrada en vigencia de la norma técnica señalada en el artículo 33 del Reglamento.

- b) La Comisión deberá definir el objetivo de suficiencia señalado en el artículo 34 del Reglamento, a partir de tres meses contados desde la publicación del Reglamento en el Diario Oficial, y con ocasión de la comunicación del informe técnico señalado en el literal anterior, el que regirá hasta la primera definición permanente, de acuerdo a las reglas de ese artículo.
- c) Una vez definida la métrica y objetivo de suficiencia a que se refieren los literales a) y b) anteriores, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", deberá realizar un estudio con el objetivo de estimar el nivel de suficiencia en el sistema, de acuerdo al procedimiento dispuesto en el artículo 68 del Reglamento. Para la realización de dicho estudio el Coordinador contará con seis meses contados desde la definición de la métrica y objetivo de suficiencia. Para estos efectos, el Coordinador establecerá los supuestos requeridos para la realización de este estudio, previa aprobación de la Comisión.
- d) En base al estudio definido en el literal anterior, la Comisión deberá:
 - i. Determinar el periodo de control de punta, a que hace referencia el artículo 70 del Reglamento, a partir de seis meses contados desde la publicación en el sitio web del Coordinador de la versión final de estudio referido en el literal anterior y con ocasión de la publicación del primer informe técnico señalado en el artículo 165° de la Ley, posterior a dicha publicación .
 - ii. Realizar un estudio para determinar la cantidad de horas de punta, a que hace referencia el artículo 69 del Reglamento. Para la realización de dicho estudio, la Comisión contará con seis meses contados desde la publicación en el sitio web del Coordinador de la versión final del estudio referido en el literal anterior.
 - iii. Establecer la cantidad de horas de punta con ocasión de la publicación del primer informe técnico señalado en el artículo 165° de la Ley, posterior a la publicación del estudio para determinar la cantidad de horas de punta indicado en el numeral anterior.

Artículo tercero transitorio: Dentro de los primeros dieciocho meses contados desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, la Comisión deberá elaborar y publicar la norma técnica necesaria para la aplicación de las disposiciones que éste establece.

Artículo cuarto transitorio: Sin perjuicio de lo indicado en los artículos precedentes, el Coordinador deberá publicar trimestralmente los resultados de la aplicación de la metodología a que hacen referencia los artículos 44.- y siguientes del Reglamento, a partir del mes de enero del cuarto año siguiente a la publicación en el Diario Oficial del presente decreto hasta su entrada en vigencia.

Los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología referida en el inciso precedente, tendrán el carácter de referencial y no serán considerados para los efectos de los cálculos de las transferencias de potencia.

A más tardar el 31 de mayo y el 31 de agosto, ambos del cuarto año siguiente a la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, el Coordinador deberá publicar en su sitio web un informe con las principales conclusiones de la aplicación de la metodología a que hacen referencia los artículos 44°.- y siguientes del Reglamento. Los participantes del balance a que se hace referencia el Reglamento contarán con un plazo de 15 días contado a partir de la publicación de cada informe para enviar sus observaciones al Coordinador. A más tardar 20 días contados desde terminado el plazo de observaciones, el Coordinador deberá publicar una versión final de ambos informes en su sitio web.

Artículo quinto transitorio: A partir de la publicación en el Diario Oficial de la norma técnica señalada en el artículo tercero transitorio, el Coordinador deberá llevar un registro estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras, sus componentes, si corresponde, y sistemas de almacenamiento de energía, que permita el cálculo de la indisponibilidad forzada establecida en el Capítulo 3 del Título II del Reglamento. Adicionalmente, a partir del sexto mes desde la publicación del reglamento en el Diario Oficial, el Coordinador deberá llevar un registro estadístico diferenciando entre los siguientes casos:

- a) La unidad generadora, o sus componentes, o el sistema de almacenamiento de energía presenta una falla de forma posterior a que fue convocada al despacho y aún no se encuentra inyectando;
- b) La unidad generadora, o sus componentes, o el sistema de almacenamiento de energía presenta una falla de forma posterior a que fue convocada al despacho y se encontraba inyectando; y

- c) La unidad generadora, o sus componentes, o el sistema de almacenamiento de energía presenta una falla cuando no fue convocada al despacho.

Artículo sexto transitorio: Si luego de la entrada en vigencia del Reglamento, el Coordinador no cuenta con la estadística suficiente para la determinación del cálculo de la indisponibilidad forzada de las unidades generadoras, sus componentes o los sistemas de almacenamiento de energía a que se refiere el Capítulo 3 del Título II del Reglamento, y mientras no cuente con dicha estadística, la indisponibilidad forzada de dichas instalaciones se determinará, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, como el promedio ponderado respecto de los años correspondientes, entre la indisponibilidad forzada determinada con la expresión establecida en el Artículo 28.- del Reglamento, para los años de estadística que permitan el cálculo de dicha expresión; y la indisponibilidad forzada determinada con la expresión establecida en el reglamento que el presente decreto deroga en su Artículo Segundo, para los años que restan para completar la ventana móvil de 5 años.

Artículo séptimo transitorio: Condiciones para acogerse al régimen transitorio. Las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía que cumplan con alguna de las siguientes condiciones podrán acogerse al régimen transitorio establecido en el presente artículo:

- a. Que su año de entrada en operación al sistema eléctrico nacional sea igual o inferior a diez años contados desde el año de la publicación en el Diario Oficial del Reglamento. Cabe señalar que, en el caso de instalaciones que hayan entrado en operación por etapas, se deberá considerar como año de entrada en operación el correspondiente al ingreso de la primera etapa de la respectiva instalación.
- b. Que se encuentren declaradas en construcción por la Comisión, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 72°-17 de la Ley, antes de la publicación en el Diario Oficial del Reglamento.
- c. Que se encuentran comprometidas producto de la adjudicación de energía en los procesos de licitaciones de suministro a clientes regulados a que hacen referencia los artículos 131° y siguientes de la Ley. En particular, están incluidos los procesos de licitación que fueron adjudicados con anterioridad a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Reglamento, así como aquellos procesos cuyo llamado a licitación se realice durante el año 2023.

Alternativas metodológicas: El respectivo titular de cada una de las unidades generadoras o sistemas de almacenamiento de energía que cumplan con alguna de las condiciones indicadas en el inciso precedente, para efectos de la asignación de su potencia de suficiencia, podrá optar, por una única vez, a una de las alternativas metodológicas que se establecen a continuación:

- i. Potencia preliminar calculada a partir del último cálculo definitivo de transferencias de potencia disponible, previo a la entrada en vigencia del Reglamento. Para efectos de este cálculo, el Coordinador deberá actualizar, conforme a la operación real de la instalación durante el respectivo año de cálculo, los indicadores que dan cuenta del comportamiento de la unidad o sistema de almacenamiento en dicho periodo, tales como, disponibilidad del insumo principal y alternativo, indisponibilidad forzada, estados operativos, factor de consumos propios y factor de mantenimiento mayor. Para los registros estadísticos y el cálculo de dichos indicadores se deberán utilizar las metodologías y procedimientos establecidos en el Reglamento.
- ii. Potencia preliminar calculada a partir de la asignación de potencia de suficiencia de acuerdo con lo establecido en los Capítulos 1 y 2 del Título IV del Reglamento.

Las unidades generadoras o sistemas de almacenamiento de energía que hayan optado por la metodología descrita en el numeral i. indicado anteriormente, permanecerán bajo esa metodología hasta alcanzar un periodo de 15 años contado desde el año de entrada en operación de dicha instalación. Cumplido dicho plazo, se les deberá aplicar la metodología establecida en el Artículo noveno transitorio.

Las unidades generadoras o sistemas de almacenamiento de energía que hayan optado por la metodología descrita en el numeral ii. indicado anteriormente, a partir de la entrada en vigencia del Reglamento, se les deberá aplicar la metodología establecida en el Artículo noveno transitorio.

Plazo para comunicar la alternativa metodológica. La alternativa metodológica seleccionada, deberá ser comunicada al Coordinador por el respectivo titular de la instalación, a más tardar en el mes de diciembre del tercer año siguiente al año de la publicación en el Diario Oficial del Reglamento. En caso de no existir dicha

comunicación dentro del plazo señalado, se entenderá que dicho titular, ha optado por la metodología descrita en el numeral ii del inciso segundo del presente artículo.

Tratamiento para la inclusión de una componente de almacenamiento. En el caso de que una unidad generadora se encuentre acogida a la metodología establecida en el numeral i. del presente artículo y que incluya una componente de almacenamiento, previo o durante alguno de los siguientes periodos: (a) el indicado en el inciso tercero, (b) el indicado en el Artículo noveno transitorio, (c) el indicado en el inciso primero del Artículo décimo primero transitorio; la potencia inicial de la central renovable con capacidad de almacenamiento, que se establece a partir de la inclusión de dicha componente de almacenamiento, corresponderá a la suma de (1) la potencia inicial de la componente de almacenamiento, calculada de acuerdo a lo establecido en el Artículo décimo primero transitorio, y (2) la potencia inicial de la componente de generación, calculada de acuerdo a la alternativa metodológica a la que haya optado.

Por su parte, en el caso de una unidad generadora que se encuentre acogida a la alternativa metodológica establecida en el numeral ii. del presente artículo o aquellas que no cumplan con alguna de las condiciones establecidas en el inciso primero, y que incluya una componente de almacenamiento previo o durante alguno de los siguientes periodos: (a) el indicado en el Artículo noveno transitorio; o (b) el indicado en el inciso primero del Artículo décimo primero transitorio; la potencia inicial de la central renovable con capacidad de almacenamiento, que se establece a partir de la inclusión de dicha componente de almacenamiento, corresponderá a la suma de (1) la potencia inicial de la componente de almacenamiento, calculada de acuerdo a lo establecido en el Artículo décimo primero transitorio, y (2) la potencia inicial de la componente de generación, calculada de acuerdo a la alternativa metodológica a la que haya optado.

Modelación del sistema. Sin perjuicio de lo establecido en el inciso sexto y séptimo del presente artículo, a partir de la entrada en vigencia del Reglamento, para efectos de la aplicación de la metodología a que hacen referencia los artículos 44°.- y siguientes del Reglamento, el Coordinador deberá considerar todas las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía para la modelación del sistema, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Reglamento. Conforme a lo anterior, cuando no sea posible obtener directamente la potencia ELCC de las componentes de generación o almacenamiento desde la modelación descrita en el presente inciso, producto de que algunas de estas componentes se encuentre sometida a la metodología establecida en los incisos sexto y séptimo, el Coordinador podrá considerar un promedio de las potencias ELCC de las unidades generadoras o sistemas de almacenamientos de energía existentes en el sistema, según corresponda, y que cuenten con características similares a la componente respectiva. Asimismo, para el cálculo de potencia preliminar, el Coordinador podrá considerar valores promedio de instalaciones con características similares, para los indicadores tales como indisponibilidad forzada, factor de consumos propios y factor de mantenimiento mayor.

Listado de entrada en operación de las instalaciones. Para efectos de la determinación de las instalaciones que cumplen con la condición establecida en el literal a. del inciso primero, el Coordinador, en un plazo de doce meses contado desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, deberá publicar un listado con las instalaciones que cumplen con dicha condición indicando las fechas de entrada en operación de cada una de las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía. Los titulares de dichas instalaciones podrán enviar sus observaciones al referido listado en un plazo no superior a 20 días, contado desde la fecha de publicación de dicho listado. El Coordinador deberá elaborar y publicar un listado definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas, dentro de los 20 días contados desde que finaliza el plazo indicado anteriormente.

Artículo octavo transitorio: En el caso de las unidades generadoras que no cumplan con algunas de las condiciones indicadas en el inciso primero del artículo anterior, su potencia inicial será calculada a partir de la metodología establecida en el Artículo noveno transitorio del Reglamento. Por su parte, la potencia preliminar se determinará aplicando las mismas disposiciones aplicables a una unidad generadora o sistema de almacenamiento, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

Artículo noveno transitorio: La metodología establecida en los artículos 44.- y siguientes del Reglamento se implementará gradualmente, de tal forma que la potencia inicial de una unidad generadora se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Potencia\ inicial = \frac{1}{5} \left(\sum_{i=1}^{5-n} Pini\ DS62_i \cdot (1 - IFOR_i) + \sum_{j=1}^n Potencia\ ELCC_j \right)$$

Donde:

- $Pini DS62_i$: Potencia inicial de la unidad generadora, empleada en el cálculo definitivo de transferencias de potencia, en el año “i” anterior a la implementación gradual de este mecanismo.
- $IFOR_i$: Indisponibilidad forzada de la unidad generadora, empleada en el cálculo definitivo de transferencias de potencia, en el año “i” anterior a la implementación gradual de este mecanismo.
- $Potencia ELCC_j$: Potencia ELCC de la unidad generadora en el año “j” desde la implementación gradual de este mecanismo, obtenida conforme a los artículos Artículo 44.- y siguientes del Reglamento.
- n : Número de años de cálculo de las transferencias de potencia a partir de la implementación gradual de este mecanismo.

Las potencias ELCC de los años anteriores al año de cálculo, corresponderán a aquellas obtenidas en los respectivos cálculos definitivos de las transferencias de potencia. En el caso de que, al momento de la realización del cálculo preliminar de las transferencias de potencia o de la actualización de dicho cálculo, no se cuente con el cálculo definitivo de las transferencias de potencia del año inmediatamente anterior al año de cálculo, para dicho año se emplearán las potencias ELCC de las unidades generadoras obtenidas en la actualización más reciente del cálculo preliminar del referido año.

Para aquellas unidades generadoras que cuenten con una estadística de potencia inicial o potencia ELCC menor a la indicada en la fórmula del inciso primero del presente artículo, se le determinará una potencia inicial solo con el periodo en el que se cuente con estadística disponible, debiendo ajustarse el periodo de tiempo en que se debe calcular el promedio de la expresión antes indicada, si corresponde.

Artículo décimo transitorio: Dentro del plazo de dieciocho meses contado desde la publicación en el Diario Oficial de la norma técnica que se indica en el artículo tercero transitorio y antes de la entrada en vigencia del Reglamento, la Comisión deberá incorporar la información correspondiente a los costos variables de la unidad de punta dentro del informe técnico a que hace referencia el artículo 50°.- del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Asimismo, la Comisión, con ocasión de la publicación del referido informe, deberá definir los ponderadores de indisponibilidad forzada, según lo dispuesto en el artículo 28.- del Reglamento. De la misma forma, la Comisión, con ocasión de la publicación del referido informe, deberá realizar el estudio de subsistemas eléctricos, a que hace referencia el Artículo 47° bis.- del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo.

Artículo décimo primero transitorio: Por un periodo de 10 años desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, el cálculo de la potencia de suficiencia de las componentes de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento y de los sistemas de almacenamiento de energía, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.

La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento o de un sistema de almacenamiento de energía, corresponderá a la multiplicación entre la potencia máxima de dicha componente o sistema, y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla.

Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial
<1	0%
1	50%
2	70%
3	85%
4	95%
≥5	100%

En los casos de componentes de almacenamiento o sistemas de almacenamiento de energía cuyas capacidades sean fracciones de horas, el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial se determinará a partir de la tabla anterior, realizando una aproximación lineal entre las horas que corresponda.

Entre los años uno y cuatro siguientes al plazo de 10 años al que se refiere el inciso primero del presente artículo, se aplicarán las mismas disposiciones establecidas en el artículo noveno transitorio respecto a la potencia inicial de una unidad generadora para la determinación de la potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento y para sistemas de almacenamiento de energía. Para la aplicación de lo anterior, se deberá reemplazar en la expresión establecida en el artículo antes mencionado, el término de la potencia inicial de la unidad generadora (*Pini DS62_i*) por el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial indicado en la tabla anterior, según corresponda, permitiendo pasar gradualmente desde el reconocimiento de potencia inicial establecido en la tabla al reconocimiento de potencia ELCC.

Por su parte, la potencia preliminar se determinará con las mismas disposiciones aplicables a una unidad generadora o sistema de almacenamiento de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente

Artículo décimo segundo transitorio: Una vez transcurridos cinco años desde la entrada en vigencia del Reglamento, el Ministerio de Energía evaluará la implementación de los mecanismos introducidos por éste al mercado de las transferencias de potencia y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional y, de ser necesario, se realizarán modificaciones al Reglamento que permitan perfeccionar la implementación de los mecanismos introducidos por éste.

Por su parte, una vez transcurridos cinco años desde la publicación del Reglamento, el Ministerio de Energía evaluará la implementación del cálculo de la potencia de suficiencia establecido en el Artículo décimo primero transitorio y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional y, de ser necesario, se realizarán modificaciones a dicha disposición que permitan perfeccionar su implementación. Con todo, cualquier eventual modificación no será aplicable a las instalaciones que a esa fecha se les esté aplicando lo dispuesto en el referido artículo transitorio.

ANÓTESE, TÓMESE RAZÓN Y PUBLÍQUESE

**SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

**JUAN CARLOS JOBET ELUCHANS
MINISTRO DE ENERGÍA**

MTS/RPO/RGC/FMD/LCA/CRS/MFH