

**OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS [1]
MODIFICACIÓN REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA**

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	GÉNERO	ART. DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
1	ACERA AG.	No aplica	7°	<p>Se señala "<i>Por otra parte, cada Participante del Balance de Potencia, en caso que efectúe retiros de potencia para abastecer a clientes no sometidos a regulación de precios o empresas distribuidoras, deberá contar con un contrato de suministro destinado a estos efectos. En este caso, a cada Participante del Balance de Potencia se le asignará un Retiro de Potencia.</i>"</p> <p>Por otra parte, el artículo 95° del DS 125/2017 (reglamento de Coordinación y Operación) establece que "<i>Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.</i>"</p> <p>En función de lo anterior, se entiende que el propietario de un sistema de almacenamiento (que opere solo este tipo de instalaciones) no podrá comercializar con clientes finales y, por lo tanto, tampoco estará afecto a reconocer retiros en el balance de transferencias de potencia. Sin embargo, los retiros que realice un sistema de almacenamiento para el proceso de almacenamiento son definidos por sus propietarios, y eventualmente, éstos podrían producirse durante las horas de control de punta, por lo tanto, existirían retiros efectuados durante el horario de control de punta que no estarían siendo computados como retiros para el cálculo del balance de transferencias de potencia.</p> <p>Por otra parte el artículo 94° del DS 125/2017 señala "<i>Las inyecciones y retiros de energía realizados para el proceso de almacenamiento y destinados al arbitraje de precios de energía, deberán ser asignados al Coordinado del respectivo Sistema de Almacenamiento de Energía o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, al costo marginal de las respectivas barras de inyección y retiro, para los efectos del mercado de corto plazo.</i>" Es decir, se señala el tratamiento para las inyecciones y retiros de energía de este tipo de instalaciones, pero no para las inyecciones y retiros de potencia.</p> <p>Es necesario aclarar cuál será el tratamiento que recibirán los retiros efectuados por sistemas de almacenamiento (destinados al proceso de almacenamiento de energía) en el balance de transferencias de potencia. <u>Estimamos que los retiros que realicen los sistemas de almacenamiento (para el proceso de carga del sistema de almacenamiento) durante las horas de control de punta sí debiesen ser considerados como retiros en el balance de transferencias de potencia:</u></p>	

				<p>1)En caso de que dichos retiros (1)ocurran en el periodo de control de horas de punta y (2) No se computen para el balance de transferencias de potencia, la suma de las demanda de punta equivalentes de los clientes no considerará dichos retiros, y por lo tanto, el factor único indicado en el artículo 65° que permite igualar la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los clientes a la Demanda de Punta del sistema (o subsistema según corresponda) será mayor. Con esto, aquellos generadores que tengan contratos de suministro con clientes finales verán amplificadas en mayor proporción los retiros de potencia que deberán asumir en el balance de transferencias de potencia, respecto a un caso en donde sí se computen los retiros efectuados por los sistemas de almacenamiento para el balance de transferencias de potencia. Es del caso señalar que, al menos en el caso de los contratos regulados, este efecto de ampliación de retiros deberá ser asumido completamente por el suministrador.</p> <p>2)Si los retiros de un sistema de almacenamiento destinados a la carga de la componente de almacenamiento no se computan para el balance de transferencias de potencia, no existiría ningún incentivo para que estos sean realizados fuera del horario de control de punta (a diferencia de lo que ocurre para los retiros de clientes finales). Además, dependiendo de su magnitud, un sistema de almacenamiento, a través de la definición de sus retiros, podría tener la facultad de determinar las horas de demanda máxima del sistema, sin ningún tipo de incentivo para realizarlo de manera eficiente. Lo anterior, puede ser relevante desde una perspectiva de competencia, ya que las horas de demanda máxima son una variable crítica en el proceso de cálculo del balance de transferencia de potencia, cuyas implicancias repercuten en la remuneración de potencia de todos los otros actores.</p>	
2	ACERA AG.	No aplica	8°	Se solicita indicar cuál es la razón para que las empresas indicadas en este artículo se puedan excluir del balance de transferencias de potencia. Considerando que la metodología del cálculo de potencia considera variables sistémicas como el Margen de Potencia o el Margen de Reserva Teórico, es relevante que todas las unidades de generación y sistemas de almacenamiento de energía que están presentes en el sistema participen del balance de transferencias de potencia, de manera de que sean consideradas de manera correcta.	Eliminar artículo 8° y eliminar artículo 68°
3	ACERA AG.	No aplica	13°, literal h	<p>El literal h indica lo siguiente: "<i>h) Energía de Regulación: Energía afluyente anual para la condición hidrológica definida en el Artículo 39 del presente reglamento; más la energía acumulada al 1 de abril, promedio de los últimos 20 años de la estadística disponible, en Centrales Renovables con Capacidad de Regulación diaria o superior, cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica, conforme a lo indicado en el Artículo 40 del presente reglamento; más la proporción de energía afluyente de unidades pertenecientes a las centrales indicadas anteriormente, provenientes de centrales sin capacidad de regulación, conforme a lo establecido en el Artículo 42 del presente reglamento.</i>"</p> <p>La definición de Energía de Regulación es exclusiva para centrales renovables con capacidad de regulación con fuente de energía primaria hidráulica, y no considera a otras tecnologías renovables que tienen capacidad de regulación como por ejemplo la Concentración Solar de Potencia o las Baterías de Carnot.</p> <p>¿Qué metodología de cálculo se aplicará para centrales renovables con capacidad de regulación cuya energía primaria no es hidráulica?</p> <p>Es relevante que el reglamento indique los principios que se utilizarán para el cálculo de potencia inicial de este tipo de instalaciones, de manera que no queden supeditados completamente a disposiciones de nivel de Norma técnica.</p>	

4	ACERA AG.	No aplica	13°, literal s	<p>En relación a la determinación de la Potencia máxima de sistemas de almacenamiento, o la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, es importante que tal potencia se establezca de forma coherente con la señal de reconocimiento de Potencia Inicial establecida en el Artículo primero transitorio, el cual reconoce un porcentaje de contribución en Potencia Inicial a sistemas de almacenamiento desde 1 hora en adelante.</p> <p>Actualmente por norma técnica se establece la obligación de sostener durante 5 horas la potencia máxima de la central para todo tipo de unidades. Lo anterior invalidaría los objetivos perseguidos con el Artículo primero transitorio, ya que por ejemplo un sistema de almacenamiento de 1 hora, a pesar de conseguir un 50% de potencia inicial, sería disminuido a 1/5 en la etapa de determinación de potencia de suficiencia preliminar.</p> <p>Con el propósito de viabilizar la implementación del Artículo primero transitorio se sugiere establecer a nivel reglamentario, que la potencia máxima de Sistemas de Almacenamiento y la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento deberá realizar con el objetivo de certificar la cantidad de horas de almacenamiento declarado por el respectivo proyecto.</p>	<p>s) Potencia Máxima: Máximo valor que puede sostener de manera continua una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin. En el caso de Sistemas de Almacenamiento y la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, la Potencia Máxima se establecerá con el objetivo de certificar la cantidad de horas de almacenamiento declarado por el respectivo proyecto.</p>
---	-----------	-----------	----------------	---	--

5	ACERA AG.	No aplica	13°, literal u	<p>En el literal u) se incluye la definición de sistema de almacenamiento de energía: <i>"u) 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. Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales, conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional."</i></p> <p>En la definición anterior, se referencia el artículo 97° del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. En particular, dicho artículo señala lo siguiente:</p> <p><i>"Artículo 97.- Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>a. La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150º bis de la Ley;</i> <i>b. El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión;</i> <i>c. La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley;</i> <i>d. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150º ter de la Ley, y</i> <i>e. El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente."</i> <p>Ante esto, se detecta que existen cargos sistémicos que no están siendo considerados en dicho artículo, cómo por ejemplo: sobrecostos de energía producto de la operación de centrales de generación por fuera de su orden de mérito, pagos realizados por concepto de sobrecostos de partida y detención de unidades generadoras, pagos realizados por concepto de constitución y uso de reserva hídrica y compensaciones del impuesto a las emisiones. Se solicita indicar la razón de esta exclusión. En el entendido de que esto se debe a que los cargos indicados anteriormente son asumidos por los generadores a prorrata de sus retiros, y por otra parte, en la actualidad existe una restricción para que los propietarios de sistemas de almacenamiento puedan comercializar con clientes finales, y por lo tanto, no estarían sujetos a cargos que son asignados a generadores a prorrata de sus retiros, se solicita realizar una distinción entre prorrata de retiros y prorrata de retiros de clientes finales, de manera de que los retiros que realice un sistema de almacenamiento para el proceso de almacenamiento no estén sujetos a los cargos que se prorratan según retiros.</p>	<p>Artículo 97° del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>"Artículo 97.- Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150º bis de la Ley; b. El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión; c. La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley; d. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150º ter de la Ley, y e. El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente." <p>Además, los retiros que realice un sistema de almacenamiento para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos sistémicos que asumidos a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros.</p>
6	ACERA AG.	No aplica	13°	<p>Considerando la publicación de la Ley N°21.505 efectuada en 2022, se solicita incluir la definición de los Sistemas de Generación-Consumo, definidos en el art. 225 literal af) de la LGSE, y detallar, en los artículos que corresponda del presente reglamento, el tratamiento que se les otorgará a este tipo de instalaciones en el balance de transferencias de potencia.</p>	

7	ACERA AG.	No aplica	13°	<p>Agregar definición del concepto " curva de carga horaria equivalente", que se emplea en el artículo 37° del reglamento.</p> <p>Se estima relevante hacer la distinción con la demanda de punta equivalente, definida en el artículo 65°, de manera de aclarar que se deben considerar los 52 mayores registros de la curva de carga anual, y no del horario de control de punta (confusión se puede originar por la utilización del término "equivalente").</p>	Curva de carga horaria equivalente: Curva de carga anual, del sistema o subsistema respectivo, que resulta al aplicar el proceso de optimización descrito en el artículo 37° del presente reglamento.
8	ACERA AG.	No aplica	20°	Se propone incorporar un término a la frase para mayor claridad	"...sea tratado de forma tal que durante dicho periodo se anule o disminuya la potencia de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía... "
9	ACERA AG.	No aplica	23°	La verificación de Potencia máxima a Sistema de Almacenamiento de Energía debe contar con un criterio distinto al que actualmente se considera en la definición de Potencia Máxima establecida en la Norma Técnica de transferencias de potencia (<i>Potencia Máxima: Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la DO</i>), esto debido a que en caso de contar con una Capacidad inferior a 5 horas, no será posible cumplir con este criterio de verificación.	Los criterios y condiciones bajo los cuales se debe realizar tal verificación deberán ser transparentes, no arbitrarios ni discriminatorios, acordes a las características de las Unidades de Generación y Sistemas de almacenamiento de Energía , e informados con la debida antelación al Participante del Balance de Potencia respectivo.
10	ACERA AG.	No aplica	30°	Si una unidad de generación, en condiciones normales de operación no puede ser despachada por el CEN usando su combustible alternativo debido a que presenta restricciones ambientales señaladas en su RCA, entonces esto debe afectar su reconocimiento de potencia. La actual redacción del artículo 30° permite que unidades limitadas por RCA, aún puedan declarar capacidad de respaldo, amparados solo en situaciones excepcionales del sistema.	Inciso tercero artículo 30°: "Se entenderá que una unidad generadora posee capacidad de respaldo y está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta certifique que puede operar en forma continua, en condiciones normales de operación , considerando las restricciones ambientales asociadas a éste. Para tal efecto se deberá acreditar que la unidad generadora puede operar continuamente por al menos 24 horas, a una Potencia Máxima que se debe verificar en los mismos términos que la del Insumo Principal, sujeto a la normativa ambiental vigente y demostrando factibilidad en el suministro permanente del Insumo Alternativo correspondiente.
11	ACERA AG.	No aplica	33°	Falta establecer notificación a la SEC en caso de incumplimiento de lo informado por parte los participantes del balance de transferencias de potencia respecto a la disponibilidad del insumo principal e insumo alternativo.	"En caso de que no se cuente con la disponibilidad de los insumos informada, el Coordinador deberá enviar una comunicación al propietario de las instalaciones, a la Comisión Nacional de Energía y a la SEC. Ante esta situación, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar... " .
12	ACERA AG.	No aplica	33°	Para realizar la verificación de disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo se deben considerar las restricciones en la cadena logística de entrega de combustible, aspecto que ha sido levantado por las mismas empresas propietarias y por el Coordinador como limitante real para cumplir con los requerimientos del sistema.	"... el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo 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, y considerando especialmente las restricciones en la cadena de suministro del insumo principal e insumo alternativo , 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."

13	ACERA AG.	No aplica	35°	<p>La medición de la información estadística del insumo primario de las Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales debe ser directa, y, en caso alguno, a través de su estadística de generación, de manera de eliminar el efecto curtailment. Es relevante que esta distorsión sea corregida, de manera de que no se aplique una medida discriminatoria que no está presente para el resto de tecnologías.</p> <p>Por otra parte, el artículo 60° establece un proceso de verificación respecto a que la Potencia de Suficiencia definitiva pueda transitar por las instalaciones del Sistema de Transmisión, señalando que en caso que esta potencia no pueda transitar por alguna de dichas instalaciones, ésta será reducida tal que desaparezca la saturación o congestión identificada, aumentando de manera proporcional la Potencia de Suficiencia definitiva de las restantes unidades generadoras Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que participan del cálculo. Por lo anterior, el hecho de que el cálculo de potencia inicial de Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales considere el efecto de los recortes, implica un doble derrateo por esta variable, ya que, en primera instancia, su potencia inicial estuvo determinada por la existencia de recortes.</p>	<p>"Para tal efecto, el Coordinador utilizará la información estadística del insumo primario que aporte cada Participante del Balance de Potencia, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal, de los últimos 5 años anteriores. La estadística a utilizar debe ser relativa al insumo principal y no debe considerar el efecto de recortes de generación. Las características y detalle de dicha información estadística deberán ser acorde con el Insumo Principal de que se trate".</p>
14	ACERA AG.	No aplica	37°	<p>En relación a las reglas descritas para la determinación de la Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, solicitamos explicitar lo indicado en la "MINUTA PROCESO DE CONSULTA CIUDADANA DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS", en relación a que "El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema."</p> <p>Dicha consideración es un insumo de relevante para realizar estimaciones del futuro reconocimiento en potencia inicial a dichas tecnologías, y contribuirá de forma importante a mitigar la incertidumbre regulatoria en remuneración en potencia que actualmente pospone un despliegue a gran escala de sistemas de almacenamiento.</p>	<p>"La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para cada instalación de forma individual de acuerdo a lo establecido en el presente artículo. Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, y con resolución horaria, que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema respectivo, considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior. El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema. Dicha optimización deberá utilizar..."</p>
15	ACERA AG.	No aplica	37°	<p>Respecto a la metodología establecida para el cálculo de la Potencia inicial de sistemas de almacenamiento de energía y de la componente de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en caso de que el Ministerio de Energía cuente con dichas estimaciones, se solicita su publicación de manera de conocer los impactos de la metodología propuesta.</p>	

16	ACERA AG.	No aplica	37°	Para una correcta optimización de la Demanda con el objetivo de disminuir su nivel máximo y mínimo, es necesario caracterizar de buena forma la eficiencia del sistema de almacenamiento de energía, el cual para el caso de la Batería tiene una eficiencia en la carga, y una eficiencia en la descarga. De lo contrario no se podrá determinar la curva de carga horaria equivalente de manera precisa.	Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, los siguientes antecedentes: a) Potencia máxima de inyección y retiro de las instalaciones. b) Capacidad de almacenamiento en horas. c) Eficiencia de las instalaciones en sus procesos de inyección y retiros. d) Demanda horaria del sistema, o subsistema, para el Año de Cálculo.
17	ACERA AG.	No aplica	37°	Se solicita incorporar entre los antecedentes a utilizar en la optimización, la cantidad de ciclos que el sistema de almacenamiento puede realizar diariamente. Lo anterior debido a que este parámetro puede tener un impacto significativo en la metodología propuesta.	Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, los siguientes antecedentes: a) Potencia máxima de inyección y retiro de las instalaciones. b) Capacidad de almacenamiento en horas. c) Eficiencia de las instalaciones. d) Demanda horaria del sistema, o subsistema, para el Año de Cálculo. e) Cantidad de ciclos diarios de carga/descarga que puede realizar la instalación.
18	ACERA AG.	No aplica	49°	Se pide definir y publicar el modelo probabilístico utilizado por el CEN para calcular la potencia de suficiencia preliminar.	"Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine el Coordinador, el cual deberá considerar para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios. El modelo probabilístico que defina y utilice el Coordinador deberá estar disponible para todo público en la pagina web del Coordinador".
19	ACERA AG.	No aplica	50°	Para los Autoprodutores, éstos se representan por una central de potencia igual a su excedente, considerando que son sistemas de infraestructura productiva que poseen capacidad de generación propia, por lo que sus consumos son autoabastecidos y sus excedentes inyectados al sistema eléctrico. Por lo tanto, los consumos propios asociados a la infraestructura productiva no deben ser considerados como un consumo de potencia porque son autoabastecidos y sus excedentes son inyectados al sistema eléctrico.	"...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 un Retiro de Potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda, conforme al presente Título. Para el caso los autoprodutores no se considerarán como Retiro de Potencia los consumos autoabastecidos por su generación propia. "
20	ACERA AG.	No aplica	53° bis	Falta establecer notificación a la SEC en caso de incumplimiento de los informado por parte los participantes del balance de transferencias respecto a la disponibilidad efectiva de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía.	En caso de que la disponibilidad de la Unidad Generadora o del Sistema de Almacenamiento de Energía sea distinta a la informada el Coordinador deberá enviar una comunicación al propietario de las instalaciones, a la Comisión Nacional de Energía y a la SEC, informando de la situación. Ante esta situación, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador una actualización de esta disponibilidad inmediateamente detectada la diferencia."

21	ACERA AG.	No aplica	55°	<p>En relación a la determinación de Indisponibilidad Forzada de nuevas tecnologías con primera participación en las transferencias de potencia, creemos importante que el reglamento señale explícitamente que la homologación en base a estadística nacional o internacional deberá realizarse en base a estadística representativa que refleje de manera precisa y adecuada las características de la tecnología, excluyendo casos particulares de los primeros pilotos tecnológicos.</p> <p>Lo anterior, en línea con el objetivo de fomentar nuevas tecnologías de generación y almacenamiento en el sistema eléctrico nacional, no penalizando inadecuadamente a los futuros entrantes en base a la performance de los primeros pilotos tecnológicos que se instalen en el sistema.</p>	<p>Artículo 55: Para el caso de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean consideradas por primera vez en las transferencias de potencia que debe determinar el Coordinador, la indisponibilidad forzada de estas unidades o sistemas de almacenamiento será estimada en base a estadísticas nacionales o internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda, o las que garantice el fabricante. Para tales efectos se deberá utilizar estadística representativa que refleje de manera precisa y adecuada las características de la tecnología, excluyendo casos particulares de los primeros pilotos tecnológicos.</p> <p>Entre el segundo y cuarto año de incorporada la Unidad Generadora respectivo o Sistema de Almacenamiento de Energía respectivo, 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, internacionales o las que garantice el fabricante. Luego del quinto año de incorporada la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía respectiva deberá aplicarse lo indicado en los Artículos 52 y siguientes del presente reglamento.</p>
22	ACERA AG.	No aplica	56°	<p>Se indica "<i>La Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades Unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50 y Artículo 51 del presente reglamento, y la indisponibilidad forzada de cada unidad o sistema de almacenamiento. La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLPdm</i>"</p> <p>Se solicita aclarar de qué forma se debe realizar el análisis probabilístico antes indicado, y cómo debe ser evaluado para el proceso de cálculo de potencia preliminar de cada unidad generadora o sistema de almacenamiento de energía.</p>	

23	ACERA AG.	No aplica	63° bis y 63° ter	<p>En relación con los nuevos artículos 63° bis y 63° ter propuestos, se identifica que dicha disposición se enmarca en las modificaciones legales que propone el proyecto de ley de transición respecto la redefinición de potencia de punta. En consideración a que el proyecto de ley se encuentra en sus primeras etapas de tramitación, y existe un alto grado de incertidumbre en el texto final que será aprobado y sus respectivos plazos, se estima adecuado excluir los citados artículo 63° bis y 63° ter de la actual modificación al Decreto N°62, y evaluar una futura revisión una vez se cuente con el texto definitivo aprobado en la tramitación legislativa.</p> <p>Adicionalmente, es importante mencionar que dentro del proceso de diagnóstico elaborado por el Ministerio de Energía (en el marco de discusión de un nuevo reglamento de potencia) uno de los elementos más importantes y compartidos en la industria concluyó que no existen métricas claras ni objetivos de suficiencia bajo el mecanismo DS N°62 vigente. Por lo anterior, estimamos que la modificación propuesta genera un alto grado de incertidumbre en la industria, en consideración que solo se señalan principios generales para la realización del estudio por parte del Coordinador, lo cual a su vez conllevará en una desfavorable señal de incertidumbre respecto el horario de control de puntas, tanto a clientes como suministradores.</p> <p>Por los motivos señalados, se sugiere eliminar el artículo 63° bis y 63° ter propuestos.</p>	Eliminar artículo 63° bis y 63° ter.
24	ACERA AG.	No aplica	63° bis	<p>En caso de que el Ministerio decida mantener el artículo 63° bis, Respecto a la frase <i>“Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter”</i>. Es necesario explicitar los supuestos a considerar para definir los escenarios “con” control de punta y “sin” control de punta. Lo anterior, dado que el control de punta es un ejercicio administrativo sobre el cual la demanda define un costo y en función de esto puede modificar (o no) su comportamiento, pero a priori ¿cómo podría saber/estimar el Coordinador el impacto en el comportamiento de una demanda que debe definir su estrategia de consumo en el horario de control de punta?</p>	<p>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. Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter. La Norma Técnica establecerá los supuestos requeridos para la realización de este estudio.</p>
25	ACERA AG.	No aplica	63° ter	<p>En caso de que el Ministerio decida mantener el artículo 63° ter, respecto al siguiente párrafo:</p> <p><i>“La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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”</i></p> <p>Lo indicado en el párrafo mencionado no especifica bajo que escenarios o condiciones particulares podría producirse una modificación del período de control de punta quedando sujeto a la interpretación de lo que se considere como "cambios relevantes" en las condiciones del sistema eléctrico.</p> <p>Considerando lo relevante de la definición de los períodos de control de punta para los distintos actores que participan en la cadena de valor del mercado eléctrico vemos necesario definir que se considerará como "cambios relevantes" y "modificaciones considerables" a fin de tener mayores certezas sobre posibles modificaciones al período de control de punta.</p>	<p><i>“La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en el segundo semestre del año respectivo, podrá modificar los periodos de control de punta, previo informe fundado, 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”</i></p>

26	ACERA AG.	No aplica	SEGUNDO, literal a)	<p>Se indica: 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, en cuyo caso deberán informar al Coordinador en los términos y plazos que este determine. En el caso de que no opten por el régimen indicado anteriormente, deberán sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, lo cual deberá ser coordinado por medio de la empresa de distribución respectiva."</p> <p>Al respecto, tenemos los siguientes comentarios:</p> <p>1) De acuerdo a los cambios que se están introduciendo en el artículo 58° bis del presente reglamento, estimamos que sólo los PMGD térmicos tendrían incentivos para pasar a un régimen de despacho centralizado. Por otra parte, actualmente sólo el 10% de la capacidad instalada del segmento PMGD corresponde a tecnologías térmicas. En consideración de los puntos anteriores, estimamos fundamental que la modalidad por defecto que aplique a los PMGD sea el autodespacho (condición actual), y que solamente quienes deseen cambiar a un régimen de despacho centralizado deban informar al Coordinador al respecto. Esta medida contribuiría a disminuir el trabajo administrativo asociado a las notificaciones al Coordinador y otorgaría certeza respecto al régimen de despacho que aplicaría a la mayor parte de los proyectos PMGD en operación.</p> <p>2) Estimamos relevante explicitar que el propietario u operador de PMGD tendrá la facultad de decidir el régimen de despacho de su instalación. Es importante especificar que esta elección corresponde exclusivamente a una notificación por parte del propietario o titular del PMGD, de forma similar a cuando se informa la opción de tarificación para sus inyecciones (Precio estabilizado o Costo marginal del sistema), y que no estará sujeto a una aprobación por parte del Coordinador.</p>	<p>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 sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, lo cual deberá ser coordinado por medio de la empresa de distribución respectiva, en cuyo caso deberán informar al Coordinador en los términos y plazos que este determine. Los propietarios u operadores del PMGD tendrán la facultad de decidir el régimen de despacho de su instalación, por lo tanto, la notificación que realicen al Coordinador no estará sujeta a la aprobación de este último. En el caso de que no opten por el régimen indicado anteriormente, operarán con autodespacho.</p>
----	-----------	-----------	---------------------	---	---

27	ACERA AG.	No aplica	SEGUNDO, literal a)	<p>Se indica: 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, en cuyo caso deberán informar al Coordinador en los términos y plazos que este determine. En el caso de que no opten por el régimen indicado anteriormente, deberán sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, lo cual deberá ser coordinado por medio de la empresa de distribución respectiva."</p> <p>De la redacción propuesta se entiende que el propietario u operador de PMGD tendrá la facultad de decidir si su instalación operará o no con Autodespacho, sin embargo, no se indican los detalles asociados a la modificación propuesta.</p> <p>- ¿Cómo y cuándo puede un PMGD definir su régimen de despacho? -¿Será posible cambiar de una opción de despacho a otra durante la vida útil del proyecto? -En caso de ser posible el cambio de régimen, ¿existirá un periodo mínimo de permanencia en cada régimen y un periodo mínimo de antelación en la notificación de cambio de opción de despacho?</p> <p>Es relevante que estas facultades y condiciones se especifiquen a nivel reglamentario, de manera de que no queden mandatadas a los términos y plazos que determine el Coordinador, sin ningún principio establecido a nivel reglamentario.</p>	
28	ACERA AG.	No aplica	TERCERO	<p>En vista de la publicación de la Ley N° 21.505 que habilita a los sistemas de almacenamiento stand alone para participar en las transferencias de energía y potencia, estimamos que se debiesen modificar los artículos 93° y 95° del reglamento de Coordinación y Operación (Decreto Supremo N° 125, de 2017) relativos a la restricción para comercializar con clientes finales que aplica para este tipo de instalaciones. En particular, dichos artículos señalan que:</p> <p><i>"Artículo 93.- Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados para el proceso de almacenamiento, estarán destinados exclusivamente a la operación en Modo Retiro, y no podrán ser destinados a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres."</i></p> <p><i>"Artículo 95.- Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres."</i></p> <p>Entendemos que previamente existía dicha restricción con motivo de que los Sistemas de almacenamiento no estaban habilitados para participar en el mercado de corto plazo, y por lo tanto, en caso de haber suscrito contratos con clientes finales, existirían retiros de energía y potencia en el mercado de corto plazo que no estaría asociados a ningún suministrador, imposibilitando realizar la cuadratura del balance físico con el balance de contratos. Sin embargo, con la publicación de la Ley N° 21,505, entendemos que dicha situación ya no estaría vigente.</p>	Eliminar artículo 93° y 95° del Decreto Supremo N° 125, de 2017.

29	ACERA AG.	No aplica	TERCERO, literal e)	<p>Se indica "...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... "</p> <p>Se solicita confirmar si de acuerdo a la disposición anterior, el titular de una central renovable con capacidad de almacenamiento será el encargado de definir los retiros de energía del sistema, que pudiese realizar su instalación. En caso de ser así, se sugiere explicitarlo en el reglamento.</p>	
30	ACERA AG.	No aplica	TERCERO, literal e)	<p>Se indica "...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.... "</p> <p>Se solicita aclarar de qué manera se evaluará la priorización indicada, asumiendo que los retiros del sistema de almacenamiento serán definidos por el titular de la instalación.</p>	
31	ACERA AG.	No aplica	Artículo primero transitorio	<p>En relación con la contabilización de 10 años referidos en este artículo, se sugiere explicitar que estos se realizan desde el respectivo mes de publicación del reglamento, es decir 120 meses desde tal fecha.</p>	<p>"Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 años contados desde el mes de la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo."</p>

32	ACERA AG.	No aplica	Artículo primero transitorio	<p>El artículo primero transitorio define que la tabla de cálculo para la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento y para la componente de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento se aplicará por un período de 10 años a contar de la fecha de publicación del Decreto en el diario Oficial. Al respecto, se hace notar que el período de aplicación de este artículo transitorio no reúne las condiciones necesarias para ser un factor habilitante para la entrada de nuevos proyectos de almacenamiento al Sistema, y en este sentido, es muy relevante que dicho incentivo sea coherente con los plazos de evaluación de inversiones de estas tecnologías. En particular, las tecnologías de baterías normalmente requieren al menos de un plazo de 20 años para recuperar su valor de inversión, similar a otras tecnologías de almacenamiento.</p> <p>En la actualidad los sistemas de almacenamiento y centrales renovables con capacidad de almacenamiento tienen una penetración minoritaria en el sistema, por lo tanto, la mayor parte de este tipo de proyectos se encuentran en fase de desarrollo y es poco probable que entren en operación antes de la fecha de publicación del Reglamento en el Diario Oficial. De hecho, sólo una vez que se establezca la señal de estabilidad de ingresos que propone el presente artículo, vía publicación en Diario Oficial, recién el mercado reaccionará con el desarrollo de nuevos proyectos. Por esta razón, el periodo de aplicación efectivo que tendrá la tabla de reconocimiento de potencia inicial indicada en el presente artículo será menor al plazo de 10 años que actualmente se considera, lo que resta eficacia a la señal de de estabilidad de ingresos del mercado de potencia que busca establecer dicho régimen transitorio.</p> <p>Además, en la actualidad se está tramitando en el Congreso un el proyecto de Ley de transición energética (Boletín N° 16078-08). En particular, en este proyecto de ley se considera una licitación por infraestructura de sistema de almacenamiento que recibirá un pago por V.A.I.A por 15 años. Es fundamental que la extensión temporal de ambos procesos sean lo más coincidentes posibles, de manera de obtener ofertas más competitivas para dicha licitación.</p> <p>Por las razones anteriores solicitamos que el periodo de vigencia de la tabla indicada en el artículo sea de 20 años desde la publicación de la modificación del reglamento de trasferencias de potencia en el Diario Oficial, de manera de considerar adecuadamente los plazos de recuperación de inversión asociados a estas tecnologías y el periodo de tiempo que le tomará al mercado reaccionar a la señal que se está estableciendo y materializar nuevos proyectos.</p>	<p>"Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 20 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo."</p>
----	-----------	-----------	------------------------------	---	---

33	ACERA AG.	No aplica	Artículo primero transitorio	<p>En el reglamento vigente (DS 62), para centrales renovables con capacidad de regulación sólo existe una metodología de cálculo definida para aquellas instalaciones que tienen un recurso primario de generación hidroeléctrico. En función de lo anterior, en la práctica, para calcular el reconocimiento de potencia de una central CSP (que además de las centrales hidroeléctricas, corresponde a la única tecnología de central renovable con capacidad de regulación que actualmente se encuentra en el sistema), se aplica el mismo tratamiento que para una central termoeléctrica. Este tratamiento implica que la potencia de suficiencia reconocida depende en gran medida de la potencia máxima de la instalación, lo que en caso de un sistema CSP, podría redundar en un menor reconocimiento de potencia, considerando que este tipo de instalaciones se diseñan para operar con un alto número de horas de almacenamiento.</p> <p>En este contexto, el borrador de reglamento propuesto no considera una señal para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de larga duración o para centrales renovables con capacidad de regulación que puedan realizar un aporte similar en la operación del sistema eléctrico, ya que otorga un reconocimiento del 100% de la potencia máxima para sistemas de almacenamiento de 5 o más horas de duración. Considerando un contexto de retiro de centrales carboneras, los niveles de inercia del sistema podrían descender considerablemente durante la presente década, lo que podría redundar en una barrera para descarbonizar, o bien, para poder aumentar la penetración de energías renovables. Es precisamente en este contexto, en donde se requerirá de instalaciones que puedan aportar inercia al sistema sin generar emisiones contaminantes, en donde centrales renovables con capacidad de regulación podrían realizar una contribución (CSP, Centrales de bombeo, etc.). Este tipo de instalaciones tiene periodos de desarrollo más elevados que las tecnologías renovables que más se han desarrollado a fecha en el sistema (eólica y solar PV), por lo tanto, las señales que incentiven su desarrollo deben ser establecidas oportunamente, de manera de que estas instalaciones puedan estar disponibles cuando el sistema lo requiera.</p> <p>En esta línea se propone extender las disposiciones del artículo primero transitorio exclusivamente a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación que cumplan los siguientes requisitos copulativos (i)cuyo recurso de generación primario no sea hidroeléctrico (ii)cuya fecha de entrada en operación sea posterior a la fecha de publicación del reglamento en el Diario Oficial.</p> <p>Esta propuesta busca establecer una señal para el desarrollo de nuevas instalaciones de centrales renovables con capacidad de regulación con recurso primario diferente a hidroelectricidad (en el entendido de que en el reglamento vigente DS 62, existe una metodología aplicable a centrales hidroeléctricas que recoge la capacidad de gestionar energía para dicha tecnología), y por otra parte, equipara el reconocimiento que el nuevo reglamento otorga a sistemas de almacenamiento de corta duración en su artículo primero transitorio.</p>	
----	-----------	-----------	------------------------------	---	--

34	Enel Generación Chile S.A.		Artículo 33	<p>Se propone exigir a las unidades generadoras térmicas que no posean un inventario en tiempo real y que sean ocasionalmente despachadas, se les realicen pruebas de disponibilidad para un funcionamiento de al menos 24 horas de operación a potencia máxima con el fin de garantizar que tienen disponibilidad de insumo</p>	<p>Para cada Unidad Generadora térmica, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo, 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 para un funcionamiento de al menos 24 horas de operación a potencia máxima, 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.</p>
35	Enel Generación Chile S.A.		Artículo primero transitorio	<p>Se propone extender a 15 años el reconocimiento de la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que contempla la tabla que se encuentra en el Artículo primero transitorio del borrador.</p> <p>Lo anterior, con el fin que los actores que participen de la Licitación pública e internacional de Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía, que contempla el Proyecto de Ley denominado "Transición Energética" y el proceso de Licitación de Suministro Regulado 2023/01, tengan mayor certidumbre respecto al reconocimiento de potencia de suficiencia que tendrían estos activos.</p>	<p>Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 15 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.</p>
36	Enel Generación Chile S.A.		Artículo primero transitorio	<p>No queda definido cuanto sería el reconocimiento de la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que tenga 5 horas de capacidad de almacenamiento.</p> <p>Se propone dar un porcentaje de reconocimiento de 100% para un Sistema de Almacenamiento o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que tenga 5 horas de capacidad de almacenamiento.</p>	<p>Modificar "> 5" por "≥ 5"</p>
37	Enel Generación Chile S.A.		Artículo tercero	<p>Modificar el artículo 97° del Decreto Supremo N°125, de 2017, Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, de manera de explicitar que las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento por bombeo estén exentas de los cargos asociados a los clientes finales.</p>	<p>Agréguese, en el artículo 97.-, a continuación de la frase "para el proceso de almacenamiento "la frase ", de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo,".</p>

38	Enel Generación Chile S.A.		Artículo tercero	<p>Modificar el literal a. del artículo 2° del Decreto Supremo N°125, de 2017, Reglamento de Coordinación y Operación del SEN para permitir que los propietarios de un Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo puedan acogerse a una operación con autodespacho.</p> <p>De esta forma el propietario del Sistema de Almacenamiento de Energía podrá gestionar el riesgo del Mercado de Corto Plazo en virtud de nuestra observación N°8</p>	<p>Incorporar el siguiente párrafo al literal a. al artículo 2:</p> <p>a. Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. <u>También serán considerados bajo el régimen de autodespacho los un Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, de conformidad a lo establecido en el presente reglamento.</u></p>
39	Enel Generación Chile S.A.		Artículo tercero	<p>Agregar el inciso v. al artículo 44° del Decreto Supremo N°125, de 2017, Reglamento de Coordinación y Operación del SEN para señalar que la programación de la operación se realizará considerando la Operación esperada para Sistemas de Almacenamiento de Energía que operen con Autodespacho.</p>	<p>Incorporar el siguiente literal v. al artículo 44:</p> <p>v. Operación esperada para Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo que operen con Autodespacho;</p> <p>Los literales v. y w. pasarán a ser los literales w. y x., respectivamente.</p>
40	Enel Generación Chile S.A.		Artículo tercero	<p>Agregar el artículo 53° bis al Decreto Supremo N°125, de 2017, Reglamento de Coordinación y Operación del SEN para indicar que los propietarios de un Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo que se acojan a una operación con autodespacho sean incorporados por el Coordinador en la programación de la operación.</p> <p>De esta forma el propietario del Sistema de Almacenamiento de Energía podrá gestionar el riesgo del Mercado de Corto Plazo en virtud de nuestra observación N°8</p>	<p>Incorporar el siguiente artículo 53° bis:</p> <p>Artículo 53° bis: Los Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo que operen con Autodespacho, de conformidad a a lo dispuesto en la normativa vigente, deberán ser incorporados por el Coordinador en la programación de la operación, considerando el pronóstico centralizado de generación indicado en el Capítulo 3 del presente Título.</p> <p>El Coordinado con las características anteriormente descritas, deberá enviar al Coordinador, en el tiempo y forma que este requiera y de acuerdo con la normativa vigente, toda la información relevante para la incorporación de sus instalaciones en el proceso de programación.</p>

41	Enel Generación Chile S.A.		Artículo tercero	<p>Agregar el artículo 103° bis al Decreto Supremo N°125, de 2017, Reglamento de Coordinación y Operación del SEN para permitir que los propietarios de un Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo puedan acogerse a una operación con autodespacho.</p> <p>De esta forma el propietario del Sistema de Almacenamiento de Energía podrá gestionar el riesgo del Mercado de Corto Plazo.</p>	<p>Incorporar el siguiente artículo 103° bis:</p> <p>Artículo 103° bis: Sin perjuicio del artículo precedente, los propietarios u operadores de un Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, podrán optar por operar con Autodespacho, en cuyo caso deberán informar al Coordinador en los términos y plazos que este determine. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo Sistema de Almacenamiento de Energía u Central de Almacenamiento por Bombeo será responsable de determinar la potencia y energía a inyectar al sistema eléctrico.</p> <p>En el caso de que no opten por el régimen indicado anteriormente, deberán sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador.</p> <p>Para los efectos de la programación de la operación del sistema eléctrico, los propietarios u operadores de Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo acogido al régimen de Autodespacho, deberán coordinar dicha operación con el Coordinador un programa de inyecciones y retiros de la componenete de Almacenamiento o Sistema de Almacenamiento de Energía.</p> <p>El Coordinador podrá definir un umbral de capacidad de Almacenamiento que sea operada con autodespacho. Superado dicho umbral los propietarios u operadores de un Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de Almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberán sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador.</p>
----	----------------------------	--	------------------	---	---

42	Enel Generación Chile S.A.		Artículo tercero	<p>En subsidio a las observaciones N°5, N°6, N°7 y N°8, agregar literal c. al artículo 103° del Decreto Supremo N°125, de 2017, Reglamento de Coordinación y Operación del SEN para que el Coordinador tenga una metodología adicional en lo referente al Modo de Inyección buscando la optimización de la energía almacenada.</p>	<p>Incorporar el siguiente literal c. al artículo 103:</p> <p>c. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo serán consideradas de forma tal que se garantice la utilización del 100% de la energía almacenada durante el periodo considerado en la operación diaria. Dicha utilización deberá considerar la minimización del costo total de operación y falla, y preservando la seguridad de servicio en todo el horizonte de la etapa de la Programación de la Operación.</p>
43	Enel Generación Chile S.A.		Artículo tercero	<p>En subsidio a las observaciones N°5, N°6, N°7 y N°8, agregar literal c. al artículo 112° del Decreto Supremo N°125, de 2017, Reglamento de Coordinación y Operación del SEN para que el Coordinador tenga una metodología adicional en lo referente al Modo de Inyección buscando la optimización de la energía almacenada.</p>	<p>Incorporar el siguiente literal c. al artículo 112:</p> <p>c. Las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento serán consideradas de forma tal que se garantice la utilización del 100% de la energía almacenada durante el periodo considerado en la operación diaria. Dicha utilización deberá considerar la minimización del costo total de operación y falla, y preservando la seguridad de servicio en todo el horizonte de la etapa de la Programación de la Operación.</p>
44	Enel Generación Chile S.A.		No aplica	<p>La Ley N°21.505 que "Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad" incorporó los Sistemas generación-consumo en el literal af) del artículo 225, en el siguiente tenor.</p> <p>af) Sistema generación-consumo: Infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes.</p> <p>Los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.</p> <p>A estos sistemas les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga el reglamento, el que establecerá las disposiciones y requisitos necesarios para la debida aplicación del presente literal."</p> <p>Puesto que no existe una definición concreta acerca del aporte de la potencia de suficiencia que pueden entregar estos activos, cuando se comportan como medios de generación, se propone incluir una metodología que permita reconocer el aporte que entregan estos activos a la suficiencia.</p> <p>Lo anterior con el fin único de dar mayores certezas para el desarrollo de proyectos de H2V.</p>	<p>No aplica</p>

45	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 13	Respecto de los retiros de energía que deberán efectuar los sistemas de almacenamiento, para no tener la necesidad de diferenciar la aplicación de cargos u otras variables, se propone generar una definición ad-hoc para los retiros de energía que realizan los sistemas de almacenamiento. Como un análogo a los consumos propios de las centrales de generación. Esta definición evitará interpretaciones posteriores como la que da cuenta el oficio SEC 8829 del 20 de abril del 2021 en el que se debió interpretar que los consumos propios de un PMGD no estaban sujetos a pago de peajes de distribución.	Agregar en artículo 13 del DS 62: "Retiro de SAE: retiro de energía desde el sistema eléctrico que se destina exclusivamente para la carga de un sistema de almacenamiento y para su posterior inyección al sistema. Los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales."
46	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 13	La definición de "Sistema de Almacenamiento de Energía" del artículo 13 y el artículo 97 del DS 125, indican que el regulador busca dejar claramente establecido que los retiros asociados a los sistemas de almacenamiento no estarán sujetos a los pagos asociados a los clientes finales. Con el mismo objetivo, se considera necesario establecer explícitamente que los retiros para la carga de los sistemas de almacenamiento no serán considerados para efectos de determinar los costos sistémicos establecidos en los artículos 63, 154, 167, 168 del DS 125.	Agregar en artículo 97 del DS 125: "f) Los costos sistémicos a los que se refieren los artículos 63, 154, 167, 168 del presente reglamento"
47	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 13	En relación a la determinación de la Potencia máxima de sistemas de almacenamientos, o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, es importante que tal potencia se establezca de forma coherente con la señal de reconocimiento de Potencia Inicial establecida en el Artículo primero transitorio, el cual reconoce un cierto % de contribución en Potencia Inicial a sistemas de almacenamientos desde 1 hora en adelante. Actualmente por norma técnica se establece la obligación de sostener durante 5 horas la potencia máxima de la central para todo tipo de unidades. Lo anterior invalidaría los objetivos perseguidos con el Artículo primero transitorio, ya que por ejemplo un sistema de almacenamiento de 1 hora, a pesar de conseguir un 50% de potencia inicial, sería disminuido a 1/5 en la etapa de determinación de potencia de suficiencia preliminar. Con el propósito de viabilizar el Artículo primero transitorio inmediatamente publicado este nuevo DS 62 se sugiere establecer a nivel reglamentario, que la potencia máxima de Sistemas de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento deberá realizar con el objetivo de certificar la cantidad de horas de almacenamiento declarado por el respectivo proyecto.	Agregar en artículo 13 del DS 62, literal s) Potencia Máxima: "...ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin. En el caso de Sistemas de Almacenamientos y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, la Potencia Máxima se establecerá con el objetivo de certificar la cantidad de horas de almacenamiento declarado por el respectivo proyecto."
48	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 13	Se recomienda explicitar que no se les costearán costos sistémicos a los retiros de sistemas de almacenamiento o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y extender explícitamente a estas centrales.	Agregar en artículo 13 del DS 62, literal u) Sistema de Almacenamiento de Energía: "... conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que prueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o cualquier otro costo sistémicos actual o futuro atribuible al acto de retiro de energía para cargar un Sistema de Almacenamiento o la componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento."
49	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 23	La verificación de Potencia máxima a Sistema de Almacenamiento de Energía debe contar con un criterio distinto al de mantener por 5 horas la potencia máxima, esto debido a que en caso de contar con una Capacidad inferior a 5 horas, no será posible cumplir con este criterio de verificación.	Agregar en artículo 23 del DS 62: "Los criterios y condiciones 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. En el caso de los Sistemas de Almacenamiento o la componente de Almacenamiento de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se deberá tomar en cuenta las limitaciones de operación."

50	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 31	Se recomienda indicar explícitamente que el calculo mediante la formula de disponibilidad de insumo corresponde a una Unidad Generadora Termica	Agregar en artículo 31 del DS 62: "A las unidades generadoras térmicas que estén afectas a la menor disponibilidad ..." "Para el caso de una Unidad Generadora Térmica que posea capacidad de respaldo ..."
51	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 31	Se incorpora el factor DIA (disp. insumo alternativo) como la mínima disponibilidad de los últimos 5 años, al igual que para DIP. Es necesario revisar su definición de la siguiente manera: 1) Para crear el incentivo de maximizar el aporte de la central cuando efectivamente puedan existir "problemas" con el suministro primario se sugiere que el DIA este temporalmente alineado con el DIP 2) Si el costo marginal está muy por debajo del CV alternativo, es posible que no se pueda declarar disponibilidad de alternativo dado que los suministradores ven que la opción de una transacción real es muy baja y puede que no envíen ofertas.	Considerar lo siguiente en el artículo 31 del DS 62: Calcular DIA para el período en que se determina el DIP.
52	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 33	La verificación de disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo se debe realizar en los períodos de control de punta, de manera de que las centrales térmicas demuestren su aporte a la suficiencia cuando efectivamente se necesita y no en otros períodos del año. Adicionalmente, se deben considerar las restricciones en la cadena logística de entrega de combustible, que ha sido levantada por las mismas empresas propietarias y por el Coordinador como limitante real para cumplir con los requerimientos del sistema.	Agregar en artículo 33 del DS 62: "... el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo durante el período de control de punta , 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, y considerando especialmente las restricciones en la cadena de suministro del insumo primario , 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."
53	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 34	El artículo 34 da a entender que se puede ser Autoprodutor con Sistemas de Almacenamiento de Energía, pero según la definición en el DS 125 en el Artículo 2 los define solo a centrales generadoras. Por lo tanto, incluir las modificaciones incluyendo Sistemas de Almacenamiento de Energía no sería procedente.	Eliminar en artículo 34 del DS 62: "Los autoprodutores deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una central de potencia igual a dicho excedente. A partir de la Potencia Inicial del inciso precedente, cada autoprodutor se incorporará al procedimiento de cálculo de las transferencias de potencia de manera equivalente al resto de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía , conforme a las disposiciones que se establecen en el presente reglamento."
54	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 34	En consideración a la definición Sistemas de Generación-Consumo incorporada en la Ley N°21.505 sugiere señalar los requisitos mínimos a considerar para que tales sistemas sean considerados en el balance de transferencias de potencia.	Considerar lo siguiente en el artículo 34 del DS 62: Se sugiere extender el alcance señalado en el artículo 34 respecto autoprodutores para incorporar explícitamente a los Sistemas de Generación-Consumo.

55	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 35	Se establece que la potencia inicial de medios de generación renovable no convencional se utilizará la información estadística del insumo primario, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal de los últimos 5 años anteriores, así como las disposiciones de la norma técnica. Dado que el artículo no menciona explícitamente el aporte de la suficiencia que tienen dichas unidades, podría ocurrir que se establezca en la norma técnica una metodología como la vigente, en donde se presenta una alta volatilidad en los resultados para las centrales eólicas, dado que solo toma en cuenta el aporte de dichas centrales en las 52 horas de máxima demanda y el menor valor de factor de planta de los últimos 5 años. Adicionalmente, cuando el sistema cuente con almacenamiento, las centrales renovables no convencionales contribuirán a la suficiencia permitiendo que los sistemas de almacenamiento puedan cargarse en periodos de alta generación renovable y descargarse en periodos de mayor stress del sistema. Es por ello, que el artículo debe establecer también que el Coordinador debe determinar la potencia inicial de este tipo de centrales utilizando una metodología que determine el aporte de la suficiencia de este tipo de centrales.	Agregar en artículo 35 del DS 62: "... Las características y detalle de dicha información estadística deberán ser acorde con el Insumo Principal de que se trate. Adicionalmente, el Coordinador también utilizará los resultados del aporte de la suficiencia que realiza cada central, tomando en cuenta las características del parque de generación, sistemas de almacenamientos instalados y la curva de carga del sistema o subsistema. "
56	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 37	En el artículo 37 se presenta la metodología para determinación de la potencia inicial de sistemas de almacenamiento, sin embargo solicitamos que se puede precisar la propuesta del ejercicio de optimización a realizar a la que se hace referencia en el segundo párrafo, en particular si se realiza una optimización horaria para cada día (es decir 365 problemas de optimización por unidad) o se optimiza horariamente todo el año (un solo problema de optimización de 8760 horas). Si es el primer caso, considerar que los resultados serán muy sensibles a las condiciones de borde que se definan en cada etapa. Se indica que el ejercicio de optimización debe considerar la demanda horaria del sistema o subsistema, sin embargo se propone que para optimizar la colocación de almacenamiento, se considere la demanda neta y no la demanda total, de forma que el cálculo la contribución del almacenamiento, converse con el despacho real.	Considerar lo siguiente en el artículo 34 del DS 62: "...Una vez aplicado el proceso de optimización, el que consiste en una optimización horaria para cada día/ horaria todo el año,"
57	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 37	Se sugiere señalar entre los antecedentes a utilizar en la optimización, la cantidad de ciclos que el sistema de almacenamiento puede realizar diariamente, en virtud de lo informado por el respectivo propietario. Lo anterior debido a que este parámetro puede tener un impacto significativo en la metodología propuesta.	Agregar en artículo 37 del DS 62: "e) Cantidad de ciclos diarios de carga/descarga que puede realizar la instalación."
58	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 37	En relación a las reglas descritas para la determinación de la Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se considera relevante que el artículo 37, señale explícitamente lo indicado en la "MINUTA PROCESO DE CONSULTA CIUDADANA DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS", en relación a que "El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema."	Agregar en artículo 37 del DS 62: "...considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior. El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema. Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, los siguientes antecedentes:"
59	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 50	Según se indica en el artículo 50 del DS 62 y el artículo 110 del DS 125 (en consulta), los retiros para cargar los sistemas de almacenamiento serán considerados como demandas y por ende se les determinará una Demanda de Punta Equivalente. Aunque el programa de retiros es comunicado por cada Coordinador titular de Sistemas de Almacenamiento, existe una excepción que permite al coordinador instruir retiros de energía desde el sistema eléctrico por razones de seguridad. Por lo anterior, se solicita especificar que no se considera una demanda de punta equivalente para retiro de energía que hayan sido instruidos por el Coordinador.	Agregar en artículo 50 del DS 62: "... Los retiros de energía que hayan sido instruidos por el coordinador no se considerarán para la estimación de demanda de punta equivalente."

60	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 55	En relación a la determinación de Indisponibilidad Forzada de nuevas tecnologías con primera participación en las transferencias de potencia, creemos importante que el reglamento señale explícitamente que la homologación en base a estadística nacional o internacional deberá realizarse en base a estadística representativa que refleje de manera precisa y adecuada las características de la tecnología, excluyendo casos particulares de los primeros pilotos tecnológicos. Lo anterior, en línea con el objetivo de fomentar nuevas tecnologías de generación y almacenamiento en el sistema eléctrico nacional, no penalizando inadecuadamente a los futuros entrantes en base a la performance de los primeros pilotos tecnológicos que se instalen en el sistema.	Agregar en artículo 55 del DS 62: "... aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda, o las que garantice el fabricante. Para tales efectos se deberá utilizar estadística representativa que refleje de manera precisa y adecuada las características de la tecnología, excluyendo casos particulares de los primeros pilotos tecnológicos. "
61	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo 58 bis	Se recomienda incluir en este artículo las obligaciones relacionadas a la incorporación al proceso de programación y operación del Coordinador.	Considerar lo siguiente en el artículo 58 bis: Se recomienda especificar y dejar por escrito en el reglamento que estas unidades con autodespacho, al incorporarse al proceso de programación y operación del Coordinador, deben cumplir con los requerimientos de entrega de información al proceso de programación. Además de cumplir con la declaración y verificación de disponibilidad de combustible.
62	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo primero transitorio	Se recomienda clarificar cuanto sería el reconocimiento de la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que tenga 5 horas de capacidad de almacenamiento.	Modificar en el artículo primero transitorio: "> 5" por "≥ 5" (mayor o igual a 5).
63	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo primero transitorio	El artículo primero transitorio define que la tabla de cálculo para la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento se aplicará por un período de 10 años a contar de la fecha de publicación del Decreto en el diario Oficial. Al respecto, se hace notar que el período de aplicación de este artículo transitorio no reúne las condiciones necesarias para ser un factor habilitante para la entrada de proyectos de almacenamiento al Sistema. En efecto, toda vez que se aplique la tabla desde la fecha de publicación y por un período fijo, los proyectos nuevos de almacenamiento dependerán de su fecha de entrada en operación para estimar ingresos, añadiendo incertidumbre a la evaluación y, por lo tanto, disminuyendo su viabilidad. Por lo tanto, la mejor opción sería establecer un plazo fijo que aplique desde la entrada en operación de los proyectos de manera de dar certeza y estabilidad en los ingresos de pago por potencia. Además se solicita que el período sea de al menos 15 años, más acorde a un período de inversión y que sea coherente con la licitación de almacenamiento que está proponiendo el Ministerio en el Proyecto de Ley de Transición Energética.	Reemplazar el primer párrafo del artículo transitorio por lo siguiente: "El cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento que se encuentren en operación o que entren en operación antes del 31 de diciembre del año 2030, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo por un período de 15 años a contar de su fecha de entrada en operación o la fecha de publicación del decreto, lo que sea que ocurra más tarde".
64	Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Artículo primero transitorio	En relación a la contabilización de años referidos en este artículo, se sugiere explicitar que estos se realizan desde el respectivo mes de publicación del reglamento, es decir 120 meses desde tal fecha. Dada la ventana de cálculo anual de potencia, la actual redacción deja a interpretación si los años serían partiendo de enero del respectivo año de publicación o del respectivo mes de publicación.	Agregar en artículo primero transitorio: "... años contados desde el mes de la publicación en el Diario Oficial del Reglamento , el cálculo de la Potencia de Suficiencia..."

65	Asociación Gremial de Generadoras de Chile		Artículo segundo	En el mencionado artículo se realizan modificaciones al D.S 88 /2020 de manera de mantener la coherencia de dicho decreto con los cambios introducidos al tratamiento de la potencia de suficiencia, en particular para sistemas de almacenamiento con autodespacho. Con el mismo objetivo, se sugiere realizar las modificaciones necesarias en el D.S 88/2020, para establecer que los retiros para Sistemas de Almacenamiento no estarán sujetos al cobro de peajes asociados al uso de los sistemas de transmisión.	Agregar en artículo 30 del DS 88/2020: "Los Medios de generación de pequeña escala que hagan uso de las instalaciones de una Empresa Distribuidora para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión de una Empresa Distribuidora, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el artículo 120º de la Ley. Las inyecciones de energía y potencia que no estén destinadas a dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados en zonas de concesión de Empresas Distribuidoras no estarán sujetas al pago señalado en el inciso anterior. Los retiros de energía para cargar sistemas de almacenamiento que se conecten en redes de distribución no estarán sujetos al pago señalado en el inciso primero del presente artículo. "
66	Asociación Gremial de Generadoras de Chile		Artículo tercero	Se sugiere modificar el artículo 97º del Decreto Supremo N°125, de 2017, Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, de manera de explicitar que las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento por bombeo estén exentas de los cargos asociados a los clientes finales.	Agregar en artículo 97 del DS 125/2017: A continuación de la frase "para el proceso de almacenamiento "la frase “, de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo,” .
67	Asociación Gremial de Generadoras de Chile		Artículo tercero	En el mencionado artículo se realizan modificaciones al D.S125 /2017 de manera de mantener la coherencia de dicho decreto con los cambios introducidos al tratamiento de la potencia de suficiencia, en particular respecto de la participación de los sistemas de almacenamiento en la coordinación y operación del sistema eléctrico. En ese sentido, se observa que no ha sido modificado el artículo que impide la comercialización de energía a titulares de sistemas de almacenamiento.	Modificar artículo 95 del DS 125/2017: "Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres, entregando para ello las garantías a las que se refiere el Capítulo 3 "De la cadena de pagos en el Mercado de Corto Plazo", del Título IV "De la Coordinación del Mercado Eléctrico del presente reglamento"."
68	Asociación Gremial de Generadoras de Chile		Artículo tercero	En el artículo no se está considerando la incorporación a la programación de la operación el programa de retiros de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento.	Modificar artículo tercero literal c): "... titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía, o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, destinados al arbitraje de precios de energía ..." .
69	Asociación Gremial de Generadoras de Chile		Artículo tercero	En el caso que el Coordinador Eléctrico Nacional instruya retiros a un Sistema de Almacenamiento de Energía o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en una hora de demanda máxima no se debería cobrar retiro de potencia.	Agregar al artículo 110 del DS 125: "...la instrucción directa de carga por parte de CEN no activará costos de retiro conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o cualquier otro costo sistémico actual o futuro atribuible al acto de retiro de energía para cargar un Sistema de Almacenamiento la componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento" .

70	Coordinador		Artículo 34	<p>Es necesario que el Reglamento especifique cómo se determina la Potencia Inicial de un Autoprodutor que cuenta con un Sistema de Almacenamiento o, si corresponde, la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.</p> <p>De igual forma, se estima necesario que el Reglamento disponga el estándar de prueba que demuestra que las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía del Autoprodutor están en condiciones de aportar excedentes de potencia al sistema eléctrico y de qué forma el Autoprodutor puede ser modelado como una central de potencia igual a dicho excedente.</p>	<p>Se debe especificar la formulación y el mecanismo para determinar la Potencia Inicial de un Autoprodutor que cuenta con Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento.</p> <p>De igual forma, definir el estándar que se exige para que un Autoprodutor pueda ser representado por una central generadora.</p>
71	Coordinador		Artículo 37	<p>Este artículo establece que la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la Componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, se calcula como la diferencia entre los siguientes dos valores:</p> <p>a) El promedio de los 52 mayores valores horarios de la Curva de Carga Anual; y,</p> <p>b) El promedio de los 52 mayores valores horarios de la Curva de Carga Anual que se obtiene luego de resolver una gestión óptima de la demanda con el Sistema de Almacenamiento de Energía o con la Componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.</p> <p>A partir de esta fórmula, las horas de los 52 mayores valores de ambas Curvas de Carga Anual pueden ser distintas. En consecuencia, la diferencia de ambos promedios puede terminar siendo inconsistente o técnicamente imposible.</p> <p>Por ejemplo, ante el siguiente caso:</p> <p>a) Por una parte se observa que las horas de los 52 mayores valores de la Curva de Carga Anual son consecutivas; y,</p> <p>b) Por otra, las horas de los 52 mayores valores que resultan de la gestión óptima de un equipo de almacenamiento y cuya capacidad es intra diaria, es decir, con un almacenamiento insuficiente para poder inyectar la Potencia Máxima al sistema eléctrico por al menos 24 horas consecutivas.</p> <p>En este ejemplo, si la gestión óptima es coherente, las horas que conforman los 52 mayores valores de cada curva debieran ser prácticamente las mismas. Ese resultado podría no ser cierto si únicamente se promedian los 52 mayores valores horarios de cada curva y no se respeta que las horas sean las mismas, tal como está en el artículo del proyecto de reglamento.</p> <p>En consecuencia, para que la gestión de la Curva de Carga Anual por parte de un equipo de almacenamiento resulte coherente y técnicamente factible, el conjunto de las 52 horas de la Curva de Carga Anual que define la Demanda de Punta (Artículo 13 g) y el conjunto de las 52 horas de la Curva de Carga Anual que definen la Demanda de Punta y que resulta con la gestión del equipo de almacenamiento deben ser las mismas.</p>	<p>Se propone que el artículo establezca de forma explícita que el conjunto de las 52 horas de la Curva de Carga Anual y el conjunto de las 52 horas de la Curva de Carga Anual gestionadas por el equipo de almacenamiento son las mismas.</p>

72	Coordinador		Artículo 37	<p>La expresión “capacidad de almacenamiento” se declara como un dato en los antecedentes de este artículo pero no se define en el reglamento.</p>	<p>En cuanto a la definición, se propone la siguiente alternativa. “<i>Capacidad de almacenamiento: Corresponde al tiempo de descarga a máxima capacidad y se define como el intervalo temporal mínimo requerido para que un Sistema de Almacenamiento de Energía o una Componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, complete la descarga total de su máxima capacidad. Este parámetro se expresa en horas y se estima como el cociente entre la energía que puede llegar a almacenar el sistema o componente y su potencia nominal .”</i></p>
73	Coordinador		Artículo 38	<p>La potencia inicial de la central renovable con capacidad de almacenamiento debe considerar la limitación de la inyección que pueden alcanzar la unidad generadora y la componente, como producto de restricciones de sus instalaciones, como por ejemplo por limitaciones de los inversores que sean comunes a ambos componentes.</p> <p>Adicionalmente, no se especifica si para la componente de generación se deben efectuar los descuentos de energía asociados a la carga del componente de almacenamiento. Es necesario incorporar el tratamiento para el componente de generación.</p> <p>Finalmente, se estima necesario que el reglamento disponga que los sistemas híbridos deben contar con los medidores de energía en calidad de facturación independientes para cada componente (generación y almacenamiento) con el fin de registrar las inyecciones y retiros correspondientes, y así como poder llevar la estadística de disponibilidad respectiva.</p>	<p>La Potencia Inicial de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, corresponderá a la suma de la Potencia Inicial de la componente de almacenamiento, calculada de acuerdo a lo establecido en el artículo precedente, y la Potencia Inicial de la componente de generación, calculada en función del insumo primario correspondiente, de acuerdo con lo establecido en el presente reglamento y la norma técnica y <u>descontando la energía retirada por el sistema de almacenamiento.</u></p> <p><u>La Potencia Inicial de la central no podrá ser mayor a la capacidad máxima de inyección individual y conjunta de sus componentes producto de las restricciones de sus instalaciones.</u></p> <p><u>Una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento debe contar con los sistemas de medidas independientes para cada una de sus componentes de generación y almacenamiento.</u></p>
74	Coordinador		Artículo 52	<p>Se sugiere eliminar la frase "sus componentes". Los componentes de la unidad generadora ya se encontrarían implícitos en la definición de unidad generadora del Art. 2 aa). Por otro lado, la indisponibilidad forzada se calcula en base a los estados operativos que se registran para las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento según Art. 25.</p>	<p>Artículo 52: La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora, sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía estuvo en operación y el tiempo en que la respectiva unidad sus componentes o sistema de almacenamiento estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año.</p> <p>En el caso de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, el Coordinador deberá calcular la indisponibilidad forzada para su componente de generación y almacenamiento de forma separada.</p>

75	Coordinador		Artículo 52	<p>Se establece que el Coordinador debe llevar la estadística de la indisponibilidad forzada de las componentes de generación y almacenamiento de una central generadora. En ese sentido, es necesario que el reglamento precise el manejo que debe hacerse a la indisponibilidad forzada de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento en su conjunto, es decir de aquellas instalaciones que junto con las componentes de generación y almacenamiento permiten intercambiar energía con el sistema eléctrico.</p> <p>En la práctica, en estos casos se obtiene un ifor equivalente como el promedio ponderado del ifor de cada unidad (o componente) por la potencia máxima de cada unidad (o componente) según artículo 5-9 de la NTTP aunque en esta última no se tiene incorporado los sistemas de almacenamiento.</p>	<p>Incorporar el tratamiento para obtener la indisponibilidad forzada de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento en su conjunto ya sea en el reglamento o en una actualización de la norma técnica (NTTP) que incorpore los sistemas de almacenamiento.</p>
76	Coordinador		Artículo 53	<p>Se sugiere eliminar la frase "sus componentes". Los componentes de la unidad generadora ya se encontrarían implícitos en la definición de unidad generadora del Art. 2 aa). Por otro lado, la indisponibilidad forzada se calcula en base a los estados operativos que se registran para las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento según Art. 25.</p>	<p>...</p> <p>IFOR : Indisponibilidad forzada.</p> <p>TOFF : Tiempo medio acumulado en que la Unidad Generadora, sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los periodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente.</p> <p>TON : Tiempo medio acumulado en que la Unidad Generadora, sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.</p>
77	Coordinador		Artículo 60	<p>Este artículo dispone que aquella Potencia de Suficiencia Definitiva que no pueda transitar por las instalaciones del Sistema de Transmisión debe reducirse a favor de la Potencia de Suficiencia Definitiva de las restantes Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que participan del cálculo.</p> <p>Se propone que la reducción que resuelve necesaria para resolver la congestión, se resuelva sólo a favor de las restantes Unidades Generadoras que participan del cálculo.</p> <p>La razón es porque en los hechos los Sistemas de Almacenamiento no disponen de un insumo para poder incrementar su producción, en su lugar, sólo pueden incrementar su Potencia de Suficiencia Definitiva si antes tuvieron la oportunidad reducirla del mismo sistema o subsistema. Es decir, los Sistemas de Almacenamiento sólo pueden inyectar la Potencia de Suficiencia a partir de las Unidades Generadoras y no por su propia cuenta y habilidad.</p>	<p>Se deberá verificar que la Potencia de Suficiencia definitiva resultante pueda transitar por las instalaciones del Sistema de Transmisión que corresponda. En caso que esta potencia no pueda transitar por alguna de dichas instalaciones, ésta será reducida tal que desaparezca la saturación o congestión identificada, aumentando de manera proporcional la Potencia de Suficiencia definitiva de las restantes Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que participan del cálculo.</p>

78	Coordinador	Artículo 63 bis	<p>Se estima que no es necesario incorporar un escenario de demanda "con" y "sin" período de control de punta porque el mismo artículo indica que se determinará la suficiencia para todas las horas del año y será un dato de entrada para determinar las horas de control de punta. Se sugiere eliminar párrafo "<i>Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter.</i>"</p> <p>Por otro lado, respecto de los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio y los resultados que debe contener, se estima necesario que queden estipulados en la NT de Transferencias de Potencia correspondiente. Por lo tanto, ante la ausencia de una NT actualizada con estos supuestos y resultados, es necesario que sean establecidos por la Comisión mediante Resolución Exenta o definidos en un artículo transitorio del presente reglamento. A continuación, recién entonces, el Coordinador podrá establecer los supuestos adicionales o simplificaciones requeridos para la realización de este estudio.</p>	<p>Artículo 63 bis: 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. Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter. <u>La Norma Técnica establecerá los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio y los resultados que éste deberá contener. El Coordinador podrá establecer los supuestos adicionales o simplificaciones requeridos para la realización de este estudio.</u></p> <p>El estudio preliminar, 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 publicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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 el estudio definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia el primer semestre del siguiente año.</p>
79	Coordinador	Se elimina el Artículo Segundo del DS62/2006 que modifica el DS327/1997	<p>Al eliminar las modificaciones del DS327/1997 (aún vigente) dispuestas por el DS62/2006, se da a entender que se cancela la derogación que hubo de los artículos y títulos relativos a las transacciones entre generadores, a consecuencia del balance de las potencias firmes de sus unidades generadoras y las demanda de potencia de punta de sus clientes finales. Por esta razón se estima que no es conveniente eliminar el Artículo Segundo del DS62/2006.</p>	<p>Mantener actual Artículo Segundo del DS62/2006.</p>

80	Coordinador	Artículo Segundo	<p>El artículo segundo modifica el DS88/2019 al cambiar "Todo PMGD operará con Autodespacho" por "Los propietarios u operadores de un PMGD podrán optar por operar con Autodespacho, en cuyo caso deberán informar al Coordinador en los términos y plazos que este determine. En el caso de que no opten por el régimen indicado anteriormente, deberán sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, lo cual deberá ser coordinado por medio de la la empresa de distribución respectiva."</p> <p>Este cambio requiere de una revisión y adecuación de los otros cuerpos normativos, en particular LGSE, DS88/2019, DS125/2017, NTCO y NTCO-PMGD, entre otros. La idea es que este cambio propuesto en este reglamento pueda tener una adecuada consistencia con los alcances y responsabilidades que tendrán los agentes e instituciones involucradas a partir de este cambio, es decir CNE, SEC, Distribuidoras, empresas coordinadas y Coordinador, entre otros.</p> <p>De igual forma, para que este cambio pueda materializarse de manera armónica y alineada con los principios de seguridad del servicio y operación económica, se deben tomar en consideración las restricciones tecnológicas y las adecuaciones necesarias para que los PMGD, que no opten por el Autodespacho, puedan incorporarse de manera efectiva a la programación y a la supervisión de la operación en tiempo real a cargo del Coordinador. Por último, sobre este punto, la normativa debe especificar cuál es el alcance y la responsabilidad que le cabe a la empresa distribuidora en la instrucción y seguimiento sobre los PMGD que no hayan optado por el régimen de Autodespacho.</p>	<p>a) Revisión y adecuación de los otros cuerpos normativos, en específico LGSE, DS88/2019, DS125/2017, NTCO y NTCO-PMGD.</p> <p>b) Especificar el alcance y la responsabilidad que le cabe a la empresa distribuidora en la instrucción y seguimiento sobre los PMGD que no hayan optado por el régimen de Autodespacho.</p>
81	Coordinador	Artículo primero transitorio	<p>La potencia inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la Componente de Almacenamiento de Centrales Renovable con Capacidad de Almacenamiento dispuesta en la tabla del Artículo Primero Transitorio no considera la eficiencia del proceso de carga y descarga de la componente o del sistema de almacenamiento. Se estima necesario que incluir un factor que dé cuenta de la eficiencia de este equipamiento al momento de determinar su potencia inicial.</p>	<p>Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.</p> <p>La Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente o sistema, <u>la eficiencia de las instalaciones</u> y el porcentaje de reconocimiento de Potencia Inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla...</p>
82	Coordinador	Artículo primero transitorio	<p>La Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la Componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento se obtiene a partir de una relación porcentual que depende de la Capacidad de Almacenamiento. Esta relación porcentual permanece fija y por un período de 10 años.</p> <p>Se estima oportuno revisar la relación porcentual en función de la Capacidad de Almacenamiento, habida cuenta de la necesidad de incentivar Sistemas de Almacenamiento o Componentes de Almacenamiento de más duración, donde por ejemplo el sistema eléctrico recomienda en torno a 6 u 8 horas.</p>	<p>Se estima oportuno revisar la relación porcentual en función de la Capacidad de Almacenamiento, habida cuenta de la necesidad de incentivar Sistemas de Almacenamiento o Componentes de Almacenamiento de más duración.</p>

83	Coordinador		Artículo segundo transitorio	El inicio del primer estudio estará condicionado a la publicación de la Resolución Exenta de la Comisión que establecerá los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio indicado en el Artículo 63 bis y los resultados que éste deberá contener.	Artículo segundo transitorio: El primer estudio que deberá realizar el Coordinador Eléctrico Nacional en conformidad al procedimiento establecido en el artículo 63 bis del Reglamento aprobado por el Decreto 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, deberá iniciarse a lo más en el año de cálculo siguiente a la fecha de la publicación del presente decreto y de la Resolución Exenta de la Comisión que establecerá los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio y los resultados que éste deberá contener.
84	Coordinador		Artículo tercero transitorio	De acuerdo con lo observado anteriormente, a la espera de actualización de la Norma Técnica (NTTP) que recoja los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio y los resultados que éste debe contener, se estima necesario que la Comisión resuelva este requerimiento a través de una Resolución Exenta que puede estar anunciada en un artículo tercero transitorio.	Un mes después de la fecha de la publicación del presente decreto, la Comisión, mediante Resolución Exenta, establecerá los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio indicado en el Artículo 63 bis y los resultados que éste deberá contener.
85	Coordinador		General	Los Sistemas de Almacenamiento y las componentes de almacenamiento de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento no disponen de un Insumo Principal ni de un Insumo Alternativo.	Los Sistemas de Almacenamiento y las componentes de almacenamiento de no disponen de un Insumo Principal ni de un Insumo Alternativo.
86	Coordinador		General	No se indica un tratamiento específico para determinar la potencia inicial de centrales con almacenamiento por bombeo, por lo tanto estos mantendrían la metodología del DS128/2016 cuyo reconocimiento de potencia difiere de los otros sistemas de almacenamiento.	Incorporar tratamiento similar al resto de sistemas de almacenamiento para determinar la potencia inicial de centrales con almacenamiento por bombeo que reemplace la metodología del DS128/2016.
87	Coordinador		General	En la propuesta de reglamento se mencionan los sistemas de almacenamiento de pequeña escala (Art. 8 y 9), sin embargo, en la normativa no están definidos, en particular aquellos que se conectan en los sistemas de distribución.	Incorporar definición de sistemas de almacenamiento de pequeña escala en el reglamento de potencia y su tratamiento para efectos de determinar la potencia de suficiencia. Adicionalmente, se deben realizar los ajustes correspondientes en los demás cuerpos normativos vigentes: Norma Técnica (NTTP), DS88/2019, DS125/2017, NTCO y NTCO-PMGD.
88	Coordinador		Nuevo artículo	Incluir en el reglamento una definición que fije un estándar respecto a la disponibilidad del insumo primario y alternativo para centrales térmicas. Actualmente, no se cuenta con dicho estándar, lo que implica que las situaciones de limitación de combustible sólo se pueden verificar cuando en la operación real no pueden cumplir con la instrucción de despacho (situación límite). Por tanto, no existen "incentivos" para las empresas generadoras, en particular las que operan con diésel, garanticen su suministro de combustibles mediante mecanismos de suministros firmes.	Incluir un artículo: Art. (nuevo): Limitación de insumo principal o alternativo para una Unidad Generadora Térmica. La Unidad Generadora Térmica se encuentra con una Limitación de Combustible, cuando se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima debido a la restricción de suministro de combustible y por al menos el número de horas que indique la Norma Técnica respectiva. Este tiempo no podrá ser inferior a 5 horas continuas. Para una Unidad Generadora Térmica que tiene insumo respaldo, esta limitación es independiente para cada insumo.

89	Generación Solar SpA	N/A	Artículo primero transitorio	<p>El borrador de modificaciones del Reglamento de Transferencias de Potencia ("DS N°62") incorpora una tabla para el reconocimiento de potencia que depende de la cantidad de horas en las cuales el sistema de almacenamiento es capaz de entregar energía al sistema eléctrico. Esta tabla incorporada en el artículo primero transitorio del DS N°62 implícitamente indica que existen economías de escala en el aumento de horas de un sistema de almacenamiento, sin embargo corresponde a un sesgo implícito de existencia de economías de escala en la inversión en baterías de mayor duración, ya que, en el caso de aumentar una hora, por ejemplo, de 3 a 4 horas (un 33% de incremento), la remuneración sólo aumenta un 12% (ver tabla de referencia N°1 incorporada en la columna G). Considerando lo anterior y para efectos de analizar en concreto este punto, se cotizó con los principales oferentes de baterías del mercado y se solicitó precios para la configuración de baterías de 2, 4 y 6 horas de almacenamiento, con la misma cantidad de energía, resultando en la constatación de un ahorro por MWh/día del 8,7% y 3,2% (de 327, 299 y 289 kUSD/MWh/días, respectivamente). De acuerdo con el análisis anterior, se concluye que la remuneración anual cae en un 32% y 30% sucesivamente (de USD 2,16 a 1,46 y 1,03 millones anuales), por lo que económicamente no es conveniente ni rentable cambiar a una configuración que aumente la cantidad de horas (ver tabla de referencia N°2 con los valores y comparaciones incorporada en la columna G). Asimismo, es relevante señalar que la rentabilidad de las baterías se obtiene de dos fuentes principalmente: (i) arbitraje de precios día/noche y (ii) pago por la potencia reconocida. A modo de ejemplo, para una batería con capacidad de almacenamiento de 2 horas, la remuneración por potencia es muy similar a la que se obtiene por el arbitraje de precios, considerando las proyecciones realizadas por expertos del mercado y, en el de caso de aumentar la cantidad de horas de la configuración de la batería de 2 a 4 horas de almacenamiento, manteniendo la energía, disminuye la remuneración por potencia en un 32,1%, lo cual no es compensado por la remuneración por arbitraje, el cual en el mejor escenarios, se mantendría o disminuiría levemente. Por lo anterior, considerando los requerimientos del sistema eléctrico, esto es: (i) cantidad de horas relevantes registradas a un costo marginal cero; (ii) requerimiento de entrada de generadores térmicos con un alto costo marginal; y (iii) futura salida de 4.000 MW de potencia instalada de centrales a carbón conforme a los planes de descarbonización, es necesario hacer rentable la instalación de baterías de larga duración, eliminando el sesgo existente en la remuneración planteada en el reglamento de pago por potencia. Con el objetivo de eliminar dicho sesgo, no se debe considerar la potencia propiamente tal, sino que la energía que se puede suministrar, por lo que lo que se podrá decidir la configuración más adecuada para las instalaciones. En definitiva, se requiere considerar una remuneración creciente por aumento de horas que efectivamente permita rentabilizar la instalación y operación de baterías de larga duración.</p>	<p>Se solicita aumentar los reconocimientos de potencia en todos los bloques de horario de tal manera que se ajusten proporcionalmente de acuerdo con la capacidad que tenga cada batería para contar con mayor disponibilidad de energía, sin reducir los porcentajes de reconocimientos actuales que se incorporan en el borrador de modificaciones del DS N°62.</p>
----	----------------------	-----	------------------------------	---	--

90	Colbún S.A.	No aplica	General	<p>Entendemos que la decisión del Ministerio de Energía de no continuar con la tramitación del nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia que había propuesto el año 2022 y, en cambio, optar por modificar el Decreto Supremo N° 62 (reglamento vigente), responde a la idea de priorizar e impulsar los objetivos de política pública, respecto a las metas de descarbonización del sector, la participación de las energías renovables en la matriz energética y el fomento a los sistemas de almacenamiento de energía.</p> <p>En este contexto, creemos que es importante evaluar la posibilidad de extender el período de vigencia del reconocimiento transitorio de los sistemas de almacenamiento a 15 años desde la publicación del reglamento, para dar coherencia con el último objetivo señalado y con otros procesos que se llevan adelante que promueven el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, como por ejemplo la licitación que se propone en el proyecto de ley de transición energética, en la cual se consideran 15 años.</p> <p>Adicionalmente, creemos que es igualmente importante dar una señal de estabilidad regulatoria en la transición desde el reconocimiento transitorio (primeros 15 años propuestos) al reconocimiento permanente (siguientes años) del aporte a la suficiencia de los sistemas de almacenamiento de energía, considerando un período de gradualidad en que se ponderen ambas metodologías (Tabla y nueva metodología basada en optimización sobre la curva de carga).</p>	
91	Colbún S.A.	No aplica	General	<p>Se observa que en esta modificación al reglamento de Transferencias de Potencia (DS62) también se incorporan modificaciones al reglamento de Coordinación y Operación (DS125) y al reglamento de medios de Generación de Pequeña Escala (DS88).</p> <p>Entendemos que estas incorporaciones responden a la necesidad de implementar, en parte, las disposiciones establecidas en la Ley de Almacenamiento.</p> <p>Sin embargo, no se observa en esta instancia ninguna modificación o incorporación en alguno de estos reglamentos en lo que respecta a la nueva definición de "Sistemas de Generación - Consumo" que se incorporó recientemente en la Ley de Almacenamiento.</p>	Solicitamos confirmar si la "bajada" reglamentaria referida a los Sistemas de Generación - Consumo se realizará en esta instancia de modificación al reglamento de potencia o si se realizará en una futura instancia modificando alguno de los reglamentos señalados. Lo anterior, considerando que la referida Ley, en su primer artículo transitorio, mandata al Ministerio de Energía para dictar los reglamentos dentro del plazo de un año desde su publicación en el DO, es decir, antes del 21 de noviembre de 2023.
92	Colbún S.A.	No aplica	Art. 13	<p>En el literal g) se mantiene la definición de "Demanda de Punta" como la "<i>Demanda promedio de los <u>52 mayores valores horarios de la curva de carga anual</u> de cada sistema o subsistema.</i>"</p> <p>Considerando que la "curva de carga" está definida en la LGSE (art. 225 literal c)) como el "<i>gráfico que representa la <u>potencia producida en el sistema eléctrico en función del tiempo</u></i>", no es claro si los retiros horarios efectuados por un sistema de almacenamiento para el proceso de carga se computan para efectos de determinar la Demanda de Punta del sistema, es decir, si estos retiros ocurren dentro de las 52 horas de mayores valores horarios de la curva de carga anual, puesto que dicho retiro horario tiene asociado mayor generación a esa hora.</p>	Solicitamos confirmar si la potencia "producida" por un sistema de almacenamiento (que se descarga e inyecta al sistema) en alguna de las 52 horas de mayores valores horarios de la curva de carga anual se computa o no para efectos de determinar la Demanda de Punta del sistema. Lo mismo para el caso en que un sistema de almacenamiento se carga y retira del sistema (lo que implica mayor producción de las unidades generadoras) en alguna de las 52 horas de mayores valores horarios de la curva de carga anual.
93	Colbún S.A.	No aplica	Art. 25	<p>No queda claro de qué forma los estados operativos de las unidades generadoras serán aplicables a los SAE y tampoco si a estos últimos se les considerará un registro estadístico de su carga (dado que no aplica llevar un registro estadístico de disponibilidad de combustible). Eventualmente podría darse el caso de un SAE que nunca se cargue desde la red (no efectúe retiros, los que son de decisión del titular de la instalación), con lo cual el CEN no dispondrá de este "insumo" para efectuar inyecciones desde dicha instalación.</p>	Solicitamos confirmar si este detalle quedará establecido en la Norma Técnica correspondiente.

94	Colbún S.A.	No aplica	Art. 34	Falta actualizar la definición de " Autoproducción ", porque dicha definición se encuentra en el artículo 2 del reglamento de Coordinación y Operación (DS125) y se refiere a " <i>Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.</i> " Sin embargo, en el artículo 34 del borrador de reglamento de potencia se considera que un sistema de almacenamiento de energía puede pertenecer a esta categoría.	Incluir a los sistemas de almacenamiento dentro de la definición de un "Autoproducción" del reglamento de Coordinación y Operación (DS125) para dar consistencia a la modificación del artículo 34 de reglamento de potencia.
95	Colbún S.A.	No aplica	Art. 34	¿Este artículo aplica para los Autoproducciónes que cuenten con capacidad de almacenamiento (BESS behind the meter, por ejemplo)?	Solicitamos aclarar este punto.
96	Colbún S.A.	No aplica	Art. 34	A un Autoproducción con Capacidad de Almacenamiento, ¿le está permitido retirar energía de la red para cargar su componente de almacenamiento?	Solicitamos aclarar este punto.
97	Colbún S.A.	No aplica	Art. 37	La nueva metodología que se diseñó para reconocer el aporte de los sistemas de almacenamiento en régimen (a partir del año 11 desde la publicación del reglamento, dado que los primeros 10 años regirá de manera "transitoria" la Tabla del artículo 1° Transitorio) se basa en el efecto que causa la incorporación de un almacenamiento sobre la demanda de punta del sistema (curva de carga). Creemos que esta metodología es susceptible de ser mejorada.	Proponemos revisar si la metodología planteada da las señales correctas para la incorporación eficiente de los sistemas de almacenamiento. En este sentido, proponemos analizar la posibilidad de que la demanda a considerar en esta metodología para reconocer el aporte a la suficiencia de los sistemas de almacenamiento de energía en régimen, sea la "demanda residual", es decir, la demanda de punta descontando la generación renovable no gestionable: solar, eólica, hidro pasada, etc. Lo anterior, con el propósito establecer en el diseño que el aporte a la suficiencia se reconozca adecuadamente cuando se presente el mayor estrés sistémico (probabilidad de pérdida de carga) y no simplemente cuando se den las mayores demandas horarias (que podrían verificarse en las horas de sol).
98	Colbún S.A.	No aplica	Art. 37	No es claro que, en el futuro, la eventual "saturación tecnológica" de los sistemas de almacenamiento provoque una correspondiente disminución en el reconocimiento del aporte a la suficiencia de estos, como sí lo haría una metodología como el ELCC.	Solicitamos aclarar cuál será el efecto en el reconocimiento de esta tecnología si se produjera una sobre instalación de esta en el futuro.

99	Colbún S.A.	No aplica	Art. 37	<p>En el primer inciso se señala que el cálculo de la potencia inicial se debe realizar para cada instalación en forma individual, pero en el segundo inciso se indica que la optimización se deberá realizar considerando la inyección y retiro de las <u>instalaciones señaladas en el inciso anterior</u>.</p> <p>No se entiende si ambos incisos se refieren a que la optimización se realizará considerando la inyección y retiro real de todos los sistemas de almacenamiento y componentes de almacenamiento o bien se realiza la optimización considerando solo la inyección y retiro de la instalación cuya potencia inicial se está calculando. De ser así, se entendería que dicha inyección y retiro no corresponde a la que ocurre en el mercado de energía sino que es la que resulta del proceso de optimización que disminuye las diferencias entre demandas mínimas y máximas.</p>	<p>Considerar la siguiente modificación al inciso segundo del Artículo 37:</p> <p><i>"La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para cada instalación de forma individual de acuerdo a lo establecido en el presente artículo.</i></p> <p><i>Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, y con resolución horaria, que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema respectivo, considerando solamente la inyección y retiro de la s instalación es señaladas en el inciso anterior , a la cual se le realiza el cálculo. Dichos retiros e inyecciones corresponderán al resultado de la optimización."</i></p>
100	Colbún S.A.	No aplica	Art. 37	<p>En el literal a) del segundo inciso se señala que la optimización deberá utilizar como insumo, entre otros, la "potencia máxima de inyección y retiro <u>de las instalaciones</u>".</p> <p>No se entiende si se refiere a todas las otras instalaciones de almacenamiento y componentes de almacenamiento, o bien, solamente a la instalación individual a la que se le está calculando la Potencia Inicial.</p>	<p>Se propone modificar el segundo inciso del Artículo 37:</p> <p><i>"Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, los siguientes antecedentes:</i></p> <p><i>a) Potencia máxima de inyección y retiro de la s instalación es a la cual se realiza el cálculo.</i></p> <p><i>b)"</i></p>
101	Colbún S.A.	No aplica	Art. 37	<p>En el inciso tercero y siguiente, se señala que:</p> <p><i>"Una vez aplicado el proceso de optimización, se deberá determinar la curva de carga horaria equivalente, a partir de la demanda del sistema, o subsistema respectivo, considerando, horariamente, la suma de los retiros y la resta de las inyecciones de las instalaciones indicadas en el inciso primero del presente artículo.</i></p> <p>La Potencia Inicial de cada instalación se determinará a partir de la siguiente expresión:</p> $P_{ini} = \text{Demanda de punta} - \text{Demanda de punta}_{aim}$ <p>Demande de punta_{aim}: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema."</p> <p>Dicho proceso de optimización y asignación de potencia inicial no debe contraponerse a lo indicado en los artículos 40 a 42.</p>	<p>Se propone modificar el tercer inciso y siguiente el Artículo 37 en el siguiente sentido:</p> <p><i>"Una vez aplicado el proceso de optimización, se deberá determinar la curva de carga horaria equivalente, a partir de la demanda del sistema, o subsistema respectivo, considerando, horariamente, la suma de los retiros y la resta de las inyecciones de las instalaciones indicadas en el inciso primero del presente artículo.</i></p> <p><i>Dicho proceso de optimización deberá desarrollarse sin perjuicio de lo establecido en los artículos 40 a 42 del reglamento.</i></p> <p><i>La Potencia Inicial de cada instalación se determinará a partir de la siguiente expresión: ..."</i></p>

102	Colbún S.A.	No aplica	Art. 38	Dado que por un período transitorio de 10 años desde la publicación del reglamento se efectuará un reconocimiento separado para las componentes de generación y de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, este artículo debería considerar la verificación de "condiciones técnicas" que posibiliten: (i) la inyección simultánea de potencia al sistema de ambas componentes, y (ii) la carga de la componente de almacenamiento directamente desde la red.	
103	Colbún S.A.	No aplica	TERCERO, literal e)	La modificación propuesta habilita a la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento para realizar retiros del sistema para la carga de la componente de almacenamiento (aunque la prioridad de carga es desde la componente de generación). Sin embargo, esta habilitación podría implicar que en el segmento PMGD una central renovable con capacidad de almacenamiento (PMGD) realice retiros valorizados a Costo Marginal y posteriormente inyecte esa energía al sistema para ser tarifada a Precio Estabilizado.	Se propone analizar si corresponde aplicar una restricción para evitar la situación descrita.
104	Colbún S.A.	No aplica	Art. 1° Transitorio	El período transitorio de reconocimiento de potencia para los sistemas de almacenamiento de energía y componentes de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento definido en 10 años desde la publicación del reglamento es insuficiente, especialmente para proyectos (y tecnologías de almacenamiento) cuyo desarrollo y puesta en servicio demore más tiempo.	Proponemos modificar el Artículo primero transitorio para extender el período transitorio de reconocimiento de los sistemas de almacenamiento de energía y componentes de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento de 10 a 15 años: "Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 15 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo."

105	Colbún S.A.	No aplica	Art. 1° Transitorio	<p>Vemos que no se aplica gradualidad en el paso del reconocimiento transitorio de sistemas de almacenamiento por Tabla (hasta el año 10) a la nueva metodología (año 11 y siguientes), pudiendo haber un cambio abrupto en el reconocimiento entre el año 10 y el 11.</p> <p>Debe considerarse gradualidad entre el reconocimiento potencia inicial para un sistema de almacenamiento o la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento.</p>	<p>Proponemos incorporar un período de transición entre el régimen de reconocimiento transitorio (Tabla) y el régimen permanente de reconocimiento para los sistemas de almacenamiento bajo la nueva metodología.</p> <p>Agregar al final del artículo Primero Transitorio el inciso quinto siguiente:</p> <p>"Una vez finalizado el período de 15 años señalado, durante los siguientes 4 años la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula de cálculo:</p> $P_{ini}^i = \frac{1}{5} \left(\sum_{i=1}^{5-n} P_{ini_Trans}^i + \sum_{i=1}^5 P_{ini_Art37}^i \right)$ <p>Donde:</p> <p>$P_{ini_Trans}^i$: Corresponde a la asignación indicada en el Artículo Primero Transitorio</p> <p>$P_{ini_Art37}^i$: Corresponde a la asignación indicada en el Artículo 37</p>
106	Transisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 1	<p>En el artículo 1° se define los participantes del Balance de Potencia, incorporando a los Sistemas de Almacenamiento puros en las transferencias económicas. Ahora bien, considerando que los sistemas de almacenamiento no generan energía, sino que la almacenan, para posteriormente inyectarla a la red, el Reglamento debería hacer mención a la capacidad de inyección de los participantes del balance de potencia, en lugar de referirse a la capacidad de generación. Ello, con el fin de ampliar este concepto para integrar efectivamente a todos los participantes del Balance de Potencia.</p> <p>A mayor abundamiento, la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad, habilita a los sistemas de almacenamiento puros para participar en las transferencias económicas.</p> <p>Por lo tanto, y considerando todo lo anteriormente expuesto, se debe precisar que las transferencias de potencia se determinaran en función de la capacidad de inyección compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existente. De lo contrario, manteniendo la palabra "generación" se estaría limitando sólo unidades generadoras.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p><i>"Las transferencias de potencia entre propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen 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 72º-17 de la Ley, exceptuando a aquellos que se abstengan de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, según el Artículo 8º del presente reglamento, en adelante los "Participantes del Balance de Potencia", se determinarán a partir de la capacidad de generación <u>inyección</u> compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, que se asignen a cada generador o sistema de almacenamiento de energía.</i></p> <p><i>Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo según se establece en el artículo 162 numeral 3 de la Ley, a partir de la Potencia de Suficiencia y los compromisos de Demanda de Punta de cada Participante del Balance de Potencia."</i></p>

107	Transmisoras de Chile A.G.	ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 13	<p>En el artículo 13, literal t), se define el término Retiro de Potencia. Ahora bien, considerando que, de acuerdo con la modificación incorporada en el artículo 110 del Reglamento de Coordinación y Operación, el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio; en la definición de retiro de potencia, se deben excluir los retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador, ya que no corresponden a decisiones y responsabilidad propia de los coordinados, sino es una instrucción cuyo objetivo es garantizar el buen funcionamiento del sistema.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto: <i>“t) Retiro de Potencia: Compromiso de potencia de un Participante del Balance de Potencia para el suministro a clientes no sometidos a regulación de precios o empresas distribuidoras, contando con un contrato de suministro destinado a esos efectos. <u>Los retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador a sistemas de almacenamiento o centrales con capacidad de almacenamiento en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio no serán asignados como Retiros de Potencia a los Participantes del Balance de Potencia.</u>”</i></p>
108	Transmisoras de Chile A.G.	ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 13	<p>En el artículo 13, literal y), se define el término Suficiencia de Potencia. Se hace mención que para el cálculo de la Suficiencia de Potencia se considera para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento una oferta de potencia, en función de incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución.</p> <p>Al utilizar la palabra “unidad”, al referirse a la indisponibilidad forzada o la indisponibilidad de las instalaciones que conectan a los sistemas de transmisión o distribución, se estaría limitando la participación de los sistemas de almacenamiento, ya que se podría entender que sólo se refiere a unidad generadora, excluyendo a los sistemas de almacenamiento.</p> <p>Sin embargo, considerando que la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad, habilita a los sistemas de almacenamiento puros para participar en las transferencias económicas, se debería precisar y explicitar que también se refiere a sistemas de almacenamiento.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto: <i>“y) Suficiencia de Potencia: Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades <u>o sistemas de almacenamiento</u>, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad <u>o sistema de almacenamiento</u> al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLPdm.”</i></p>
109	Transmisoras de Chile A.G.	ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 35	<p>En el artículo 37, se establece que la Potencia Inicial de Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales será determinada en función del tipo de energético que, como insumo primario, se utilice para la generación de energía y en conformidad a las disposiciones que establezca la norma técnica.</p> <p>Considerando que, por ejemplo, la metodología de Potencia Inicial de las centrales térmicas, sistemas de almacenamiento, centrales hidráulicas con capacidad de regulación se determinan en el Reglamento, mientras que, por el contrario, la metodología aplicable a las centrales de cogeneración y renovables queda relegada a la norma técnica.</p> <p>Se solicita homologar la jerarquía regulatoria de la metodología de determinación de la Potencia Inicial para las distintas tecnologías, de tal manera que equiparar estas unidades a las otras descritas en los artículos precedentes.</p>	<p>Considerando la observación realizada, agradecemos homologar la jerarquía regulatoria de la metodología de determinación de la Potencia Inicial, de tal manera que la metodología para asignar la Potencia Inicial de Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales se establezca a nivel reglamentario y no en la norma técnica.</p>
110	Transmisoras de Chile A.G.	ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 37	<p>En el artículo 37, se define el cálculo para asignarle una Potencia Inicial a los Sistemas de Almacenamiento de Energía.</p> <p>Agradeceremos aclarar la razón por la cual, para el caso de los Sistemas de Almacenamiento y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se incorpora un proceso de optimización para cada día y con resolución horaria. Adicionalmente, solicitamos que toda la información, supuestos y resultados de la metodología queden disponibles en el sitio web del CNE de modo que ésta sea trazable y replicable por cualquier interesado.</p>	<p>Considerando la observación realizada, agradeceremos aclarar la razón por la cual, para el caso de los Sistemas de Almacenamiento y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se incorpora un proceso de optimización para cada día y con resolución horaria. Adicionalmente, solicitamos que toda la información, supuestos y resultados de la metodología queden disponibles en el sitio web del CNE de modo que ésta sea trazable y replicable por cualquier interesado.</p>

111	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 37	<p>En el artículo 37, se define el cálculo para asignarle una Potencia Inicial a los Sistemas de Almacenamiento de Energía.</p> <p>No obstante, la disposición no es lo suficientemente específica, por lo que se solicita entregar mayor precisión en la metodología del cálculo de potencia inicial de los sistemas de almacenamiento, como por ejemplo la cantidad de ciclos de cada instalación, la aproximación de aquellos sistemas que pueden variar su potencia y duración, entre otros. Asimismo, se propone dejar los detalles en la Norma Técnica.</p> <p>Adicionalmente, se solicita dejar disponible la información, supuestos y resultados de la metodología de modo que se trazable, transparente y replicable por cualquier interesado.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p>"Artículo 37: [...]"</p> <p><i>Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, y con resolución horaria, que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema respectivo, considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior. Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, los siguientes antecedentes:</i></p> <p><i>a) Potencia máxima de inyección y retiro de las instalaciones.</i></p> <p><i>b) Capacidad de almacenamiento en horas.</i></p> <p><i>c) Eficiencia de las instalaciones.</i></p> <p><i>d) Demanda horaria del sistema, o subsistema, para el Año de Cálculo.</i></p> <p><u>La Norma Técnica establecerá el procedimiento para calcular lo anterior. "</u></p>
112	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 49	<p>En el artículo 49, se señala que para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar un modelo probabilístico que determine el Coordinador.</p> <p>Considerando, que la descripción del modelo es un tema específico, no obstante, es relevante tener claridad respecto a las condiciones y características del modelo que se utilizara, se solicita que los principios del modelo probabilístico que determinará el Coordinador tengan una bajada en la norma técnica; que su procedimiento y código sea público; y que exista un periodo de observaciones por parte de los Coordinados.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p>"Artículo 49: <i>Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine el Coordinador, el cual deberá considerar para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios. <u>El modelo probabilístico será público y de código abierto.</u></i></p> <p><u>Adicionalmente, la Norma Técnica establecerá los principios del modelo probabilístico que deberá considerar el Coordinador y los plazos para observaciones de los Coordinados. "</u></p>

113	Transmisoras de Chile A.G.	ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 50	<p>En el artículo 50, se señala que, para la determinación de la Potencia de Suficiencia preliminar, la Potencia Inicial determinada conforme al presente reglamento, será reducida en un factor proporcional a los consumos propios de cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía. Luego, precisa que es considerado como consumos propios de una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía.</p> <p>Atendiendo que, de acuerdo con la modificación incorporada en el artículo 110 del Reglamento de Coordinación y Operación, el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, es necesario indicar que para la determinación de la Potencia de Suficiencia preliminar no deber ser considerados como retiro de potencia aquellos instruidos por el coordinador por este motivo, ya que no corresponden a decisiones y responsabilidad propia de los coordinados, sino es una instrucción directamente para garantizar el buen funcionamiento del sistema.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto: <i>“Artículo 50: Para iniciar la determinación de la Potencia de Suficiencia preliminar, la Potencia Inicial determinada conforme al presente reglamento, será reducida en un factor proporcional a los consumos propios de cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía. Los consumos propios de una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía corresponden a la porción de su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares. 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 un Retiro de Potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda, conforme al presente Título. <u>Sin perjuicio de lo anterior, no deberán ser reconocidos como Retiros de Potencia, aquellos retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador a centrales con capacidad de almacenamiento o sistemas de almacenamiento en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello.”</u></i></p>
114	Transmisoras de Chile A.G.	ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 53 bis	<p>En el artículo 53 bis, se menciona que el Coordinador podrá verificar la disponibilidad efectiva de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades.</p> <p>Al utilizar la palabra “unidades”, se podría entender que sólo se refiere a unidades generadoras, excluyendo a los sistemas de almacenamiento.</p> <p>Sin embargo, considerando que previamente en el inciso se hace mención a los sistemas de almacenamiento, y que, además, la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad, habilita a los sistemas de almacenamiento puros para participar en las transferencias económicas, se debería precisar y explicitar que también se refiere a sistemas de almacenamiento.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto: <i>“El Coordinador podrá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la norma técnica, la disponibilidad efectiva de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades <u>o sistemas de almacenamiento.</u>”</i></p>

115	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 56	<p>En el artículo 56, se señala que el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando el valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía, su potencia inicial, afectada por las reducciones y la indisponibilidad forzada de cada unidad o sistema de almacenamiento.</p> <p>Es relevante tener claridad respecto a las condiciones y características del modelo probabilístico que se utilizara, por lo que se solicita mayor detalle del análisis probabilístico para la determinación de la Potencia de Suficiencia preliminar, el cual debería ser tratado en la Norma Técnica correspondiente.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p><i>“Artículo 56: La Potencia de Suficiencia preliminar de cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las Unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50 y Artículo 51 del presente reglamento, y la indisponibilidad forzada de cada unidad o sistema de almacenamiento. <u>Los aspectos a considerar en el modelo probabilístico serán indicados en la Norma Técnica correspondiente.</u> La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLPdm.”</i></p>
116	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 61	<p>En el artículo 61 se define el término “Margen de Reserva Teórico” como una condición de operación asociada solamente a la generación.</p> <p>Sin embargo, considerando que la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad, habilita a los sistemas de almacenamiento puros para participar en las transferencias económicas, se vuelve relevante ampliar la acepción de este concepto, de modo que se incorporen los sistemas de almacenamiento en la definición y se reemplace capacidad de generación por capacidad de inyección.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p><i>“El margen de reserva teórico o mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación <u>inyección</u> que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, será determinado conforme a lo establecido en este reglamento”.</i></p>

117	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 63 bis	<p>En el artículo 63 bis se establece que 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. El estudio preliminar, las bases de cálculo y los supuestos utilizados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador y 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 de 15 días, contado desde la fecha de publicación de dicho estudio.</p> <p>Se propone modificar la frase “un plazo no superior a de 15 días”, ya que esto implicaría determinar un plazo mínimo, por un “plazo de 15 días” de tal manera que cada coordinado envíe sus observaciones cuando lo estime conveniente siempre y cuando sea dentro de los 15 días.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto: <i>“Artículo 63 bis: 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. Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter. Para estos efectos, el Coordinador establecerá los supuestos requeridos para la realización de este estudio, previa aprobación de la Comisión.</i> <i>El estudio preliminar, 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 publicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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 de 15 días, contado desde la fecha de publicación de dicho estudio. El Coordinador deberá publicar el estudio definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia el primer semestre del siguiente año”.</i></p>
118	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 63 ter	<p>En el último inciso del artículo 63 ter, se establece que La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, 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.</p> <p>Para dar certeza y mayor claridad, se solicita indicar que en el informe que debe elaborar la Comisión para la determinación de periodo de control de punta se establezcan las condiciones y criterios que gatillarán un cambio en el periodo de control de punta.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone Incorporar al final del inciso tercero lo siguiente: <i>"La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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. La Comisión incluirá en el informe antes referido las condiciones y criterios que deben cumplirse para realizar un cambio en el periodo de control de punta."</i></p>

119	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 64	<p>En el artículo 64, se señala que el Coordinador debe llevar un registro de los retiros de potencia promedio horaria de cada uno de los clientes participantes del Balance de Potencia.</p> <p>Considerando que, de acuerdo con la modificación incorporada en el artículo 110 del Reglamento de Coordinación y Operación, el Coordinador podrá instruir, a los sistemas de almacenamiento, retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio , se debe llevar un registro independiente de los retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador, ya que no corresponden a decisiones y responsabilidad propia de los coordinados, sino que es una instrucción cuya finalidad es garantizar el buen funcionamiento del sistema.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p><i>"Artículo 64: El Coordinador deberá llevar un registro de los retiros de potencia promedio horaria de cada uno de los clientes de los Participantes del Balance de Potencia.</i></p> <p><i><u>El Coordinador deberá llevar un registro de los retiros de potencia promedio horario instruidos excepcionalmente por el Coordinador a sistemas de almacenamiento o centrales con capacidad de almacenamiento en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello."</u></i></p>
120	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO PRIMERO Decreto Supremo N°62 Artículo 65	<p>En el artículo 65, se señala que el Retiro de Potencia que se debe asignar horariamente a cada Participante del Balance de Potencia será igual a la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente multiplicada por un factor único que iguale la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los clientes.</p> <p>Considerando que, de acuerdo con la modificación incorporada en el artículo 110 del Reglamento de Coordinación y Operación, el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio; en la definición de retiro de potencia, no se deben incluir los retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador, ya que no corresponden a decisiones y responsabilidad propia de los coordinados, sino es una instrucción cuyo objetivo es garantizar el buen funcionamiento del sistema.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p><i>"Artículo 65: A partir del registro establecido en el artículo precedente, el Retiro de Potencia que se debe asignar horariamente a cada Participante del Balance de Potencia será igual a la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente multiplicada por un factor único que iguale la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los clientes, a la Demanda de Punta a que hace referencia el Artículo 13, letra g) del presente reglamento, para el sistema o subsistema, según corresponda.</i></p> <p><i>Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente corresponderá al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta que se establezca en el Decreto que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171º de la ley y se encuentre vigente a la fecha de realización del cálculo preliminar al que hace referencia el artículo 4º.</i></p> <p><i><u>Los retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador a sistemas de almacenamiento o centrales con capacidad de almacenamiento en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio no serán asignados como Retiros de Potencia a los Participantes del Balance de Potencia ."</u></i></p>

121	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO TERCERO Decreto Supremo N°125 Artículo 96	<p>En el artículo tercero del Reglamento se incluye modificaciones al Decreto 125 que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN.</p> <p>En el artículo 96, se señala que el Coordinador podrá instruir el cambio de modo de operación de un Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento en virtud de preservar la seguridad del servicio.</p> <p>Considerando que si bien el Coordinador tiene la obligación de preservar la seguridad y calidad del servicio (Artículo 72-1° de la LGSE), por lo cual es adecuado que tenga la facultad de cambiar el modo de operación de estas unidades y sistemas de almacenamiento, es necesario precisar que al instruir retiros de potencia de manera excepcional por estos motivos, no deberían ser asignados como retiros de potencia para el cálculo en el Balance de Potencia, ya que no corresponden a decisiones y responsabilidad propia de los coordinados, sino es una instrucción directamente para garantizar el buen funcionamiento del sistema. Por lo tanto, solicitamos incorporar el siguiente párrafo: <u>“Adicionalmente, los retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador no serán asignados como Retiros de Potencia a los Participantes del Balance de Potencia”.</u></p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p><u>“Artículo 96.- El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Adicionalmente, los retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador no serán asignados como Retiros de Potencia a los Participantes del Balance de Potencia.”.</u></p>
122	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO TERCERO Decreto Supremo N°125 Artículo 97	<p>En el artículo tercero del Reglamento se incluyen modificaciones al Decreto 125 que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN.</p> <p>En el artículo 97, se señala que los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales y se enumeran una serie de pagos y cálculos en los que no se deben considerar dichos retiros.</p> <p>Atendiendo a que no se debería establecer una doble contabilidad por los retiros de los sistemas de almacenamiento, éstos no deberían estar afectos al pago de ningún cargo asociados a los clientes finales, en función de sus retiros.</p>	<p><u>“Artículo 97.- Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para:</u></p> <p><u>a. El acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150º bis de la Ley;</u></p> <p><u>b. El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión;</u></p> <p><u>c. El asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley;</u></p> <p><u>d. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150º ter de la Ley ; ;</u></p> <p><u>e. El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente ; y.</u></p> <p><u>f. El pago de cualquier otro cargo calculado a prorrata de los retiros del sistema destinados a cliente final.”</u></p>
123	Transmisoras de Chile A.G.		ARTÍCULO TERCERO Decreto Supremo N°125 Artículo 99	<p>En el artículo tercero del Reglamento se incluyen modificaciones al Decreto 125 que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, dentro de las modificaciones se reemplaza el actual artículo 99.</p> <p>En este nuevo artículo 99, se señala que el Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación, el programa de retiros comunicado por los titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo. No obstante, en el Reglamento no se detalla cómo serán incluidos en la programación de la operación. Considerando que este es un tema importante, pero bastante específico, debiese tratarse en la Norma Técnica de Transferencia de Potencia en conjunto con la forma, periodicidad y oportunidad en que los Coordinados titulares de estas instalaciones comunican su programa de retiros al Coordinador.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p><u>“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 y los procedimientos y condiciones que se especifiquen en la Norma Técnica correspondiente .”</u></p>

124	Transmisoras de Chile A.G.	ARTÍCULO TERCERO Decreto Supremo N°125 Artículo 110	<p>En el artículo tercero del Reglamento se incluyen unas modificaciones al Decreto 125 que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, dentro de las modificaciones se reemplaza el actual artículo 110.</p> <p>En este nuevo artículo 110, se señala que las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación, definiéndose cada uno de ellos. Al final de la disposición se indica que <u>“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”</u>.</p> <p>Considerando que si bien el Coordinador tiene la obligación de preservar la seguridad y calidad del servicio (Artículo 72-1° de la LGSE), por lo cual es adecuado que tenga la facultad de instruir retiros de manera excepcional por estos motivos, no deberían ser asignados como retiros de potencia para el cálculo en el Balance de Potencia, ya que no corresponden a decisiones y responsabilidad propia de los coordinados, sino es una instrucción directamente para garantizar el buen funcionamiento del sistema. Por lo tanto, solicitamos incorporar el siguiente párrafo: <u>“Dichos retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador no serán asignados como Retiros de Potencia a los Participantes del Balance de Potencia”</u>.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto: <i>“Artículo 110.- En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento. 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. <u>Dichos retiros instruidos excepcionalmente por el Coordinador no serán asignados como Retiros de Potencia a los Participantes del Balance de Potencia.”</u></i></p>
125	Transmisoras de Chile A.G.	ARTÍCULO CUARTO Decreto Supremo N°86	<p>Considerando que el Ministerio de Energía ha elaborado una nueva versión del Reglamento de transferencias de potencia, cuyos principales objetivos tienen relación con aquellas materias necesarias para impulsar los objetivos de política pública, las metas de descarbonización del sector, la participación de las energías renovables en la matriz energética y el fomento a los sistemas de almacenamiento de energía.</p> <p>En este sentido, se han incorporado modificaciones con la finalidad de integrar los sistemas de almacenamiento de energía y su reconocimiento de potencia. Para materializar completa, efectivamente estos cambios es necesario también modificar el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para la fijación de precios de nudo. Por lo tanto, se solicita modificar dicho Reglamento con el objetivo de viabilizar la incorporación de los sistemas de almacenamiento.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se solicita modificar dicho Reglamento con el objetivo de viabilizar la incorporación de los sistemas de almacenamiento.</p>

126	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo primero transitorio	<p>En el Artículo primero transitorio se señala que, por un periodo de 10 años desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, 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 con la siguiente tabla:</p> <table border="1" data-bbox="774 289 1456 441"> <thead> <tr> <th>Capacidad de almacenamiento (horas)</th> <th>Porcentaje de reconocimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><1</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>50%</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>70%</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>85%</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>95%</td> </tr> <tr> <td>>5</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Como es posible observar en la tabla la capacidad de almacenamiento (horas), faltaría incluir la capacidad de almacenamiento igual a 5 horas, ya que pasa de 4 horas a mayor que 5. Por lo tanto, se solicita corregir la tabla para incorporar en la última fila Capacidad de almacenamiento igual o mayor a 5 y asignarle el porcentaje de almacenamiento 100%</p>	Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento	<1	0%	1	50%	2	70%	3	85%	4	95%	>5	100%	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <table border="1" data-bbox="1865 282 2596 428"> <thead> <tr> <th>Capacidad de almacenamiento (horas)</th> <th>Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><1</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>50%</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>70%</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>85%</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>95%</td> </tr> <tr> <td>≥5</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial	<1	0%	1	50%	2	70%	3	85%	4	95%	≥5	100%
Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento																															
<1	0%																															
1	50%																															
2	70%																															
3	85%																															
4	95%																															
>5	100%																															
Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial																															
<1	0%																															
1	50%																															
2	70%																															
3	85%																															
4	95%																															
≥5	100%																															
127	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo primero transitorio	<p>En el Artículo primero transitorio se señala que, por un periodo de 10 años desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, se calculará la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento de acuerdo con lo establecido en dicho artículo transitorio, y luego aplicará lo dispuesto en el cuerpo del reglamento, en particular lo que se refiere al artículo 37.</p> <p>Considerando que es importante que la implementación regulatoria sea gradual y progresiva para que los participantes puedan adaptarse y ajustarse, de manera de promover la inversión, es necesario incluir un periodo de gradualidad de 5 años donde la Potencia Inicial se calcule como una ponderación entre la tabla y la metodología del cuerpo del presente Reglamento.</p>	<p>Considerando la observación realizada, se propone la siguiente modificación en el texto:</p> <p><i>“Artículo primero transitorio: [...] En los casos de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento cuyas capacidades sean fracciones de horas, el porcentaje de reconocimiento de la 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 implementarán gradualmente las disposiciones establecidas en el artículo 37 del presente Reglamento, ponderando por un factor $n/5$ la Potencia Inicial calculada de acuerdo al artículo 37 y por un factor $(5-n)/5$ la Potencia Inicial calculada de acuerdo con el presente artículo, donde n corresponde al número del año siguiente al décimo año transitorio, permitiendo pasar gradualmente desde el reconocimiento de potencia inicial establecido en la tabla al reconocimiento de potencia inicial del artículo 37.”</i></p>																												

128	AES Andes	No Aplica	art 13	<p>En relación a la determinación de la Potencia máxima de sistemas de almacenamientos, o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, es importante que tal potencia se establezca de forma coherente con la señal de reconocimiento de Potencia Inicial establecida en el Artículo primero transitorio, el cual reconoce un cierto % de contribución en Potencia Inicial a sistemas de almacenamientos desde 1 hora en adelante.</p> <p>Actualmente por norma técnica se establece la obligación de sostener durante 5 horas la potencia máxima de la central para todo tipo de unidades.</p> <p>Lo anterior invalidaría los objetivos perseguidos con el Artículo primero transitorio, ya que por ejemplo un sistema de almacenamiento de 1 hora, a pesar de conseguir un 50% de potencia inicial, sería disminuido a 1/5 en la etapa de determinación de potencia de suficiencia preliminar.</p> <p>Con el propósito de viabilizar el Artículo primero transitorio inmediatamente publicado este nuevo DS 62 se sugiere establecer a nivel reglamentario, que la potencia máxima de Sistemas de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento deberá realizar con el objetivo de certificar la cantidad de horas de almacenamiento declarado por el respectivo proyecto.</p>	<p>s) Potencia Máxima: Máximo valor que puede sostener de manera continua una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin. En el caso de Sistemas de Almacenamientos y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, la Potencia Máxima se establecerá con el objetivo de certificar la cantidad de horas de almacenamiento declarado por el respectivo proyecto.</p>
129	AES Andes	No Aplica	art 37	<p>En relación a las reglas descritas para la determinación de la Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, consideramos muy importante que el artículo 37, señale explícitamente lo indicado en la "MINUTA PROCESO DE CONSULTA CIUDADANA DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS", en relación a que "El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema."</p> <p>Dicha consideración es un insumo de vital importancia para realizar estimaciones del futuro reconocimiento en potencia inicial a dichas tecnologías, y contribuirá de forma importante a mitigar la incertidumbre regulatoria en remuneración en potencia que actualmente perjudica un despliegue a gran escala de sistemas de almacenamiento.</p>	<p>La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para cada instalación de forma individual de acuerdo a lo establecido en el presente artículo. Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, y con resolución horaria, que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema respectivo, considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior. El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema.</p>

130	AES Andes	No Aplica	63 bis-ter	<p>En relación con el nuevo artículo 63 bis 63 ter propuesto, se identifica que dicha disposición se enmarca en las modificaciones legales que propone el proyecto de ley de transición respecto la redefinición de potencia de punta. En consideración a que el proyecto de ley se encuentra en sus primeras etapas de tramitación, y existe un alto grado de incertidumbre en el texto final que será aprobado y sus respectivos plazos, se estima adecuado excluir el citado artículo 63 bis de la actual modificación al Decreto N°62, y evaluar una futura revisión una vez se cuente con el texto definitivo aprobado en la tramitación legislativa.</p> <p>Adicionalmente, es importante mencionar que dentro del proceso de diagnóstico elaborado por el Ministerio de Energía (en el marco de discusión de un nuevo reglamento de potencia) uno de los elementos más importantes y compartidos en la industria concluyó que no existen métricas claras ni objetivos de suficiencia bajo el mecanismo DS N°62 vigente. Por lo anterior, estimamos que la modificación propuesta genera un alto grado de incertidumbre en la industria, en consideración que solo se señalan principios generales para la realización del estudio por parte del Coordinador, lo cual a su vez conllevará en una desfavorable señal de incertidumbre respecto el horario de control de puntas, tanto a clientes como suministradores.</p> <p>Por los motivos señalados, se sugiere eliminar el artículo 63 bis-ter propuesto.</p>	Eliminar art. 63 bis-ter
-----	-----------	-----------	------------	---	--------------------------

131	AES Andes	No Aplica	art 55	<p>En relación a la determinación de Indisponibilidad Forzada de nuevas tecnologías con primera participación en las transferencias de potencia, creemos importante que el reglamento señale explícitamente que la homologación en base a estadística nacional o internacional deberá realizarse en base a estadística representativa que refleja de manera precisa y adecuada las características de la tecnología, excluyendo casos particulares de los primeros pilotos tecnológicos.</p> <p>Lo anterior, en línea con el objetivo de fomentar nuevas tecnologías de generación y almacenamiento en el sistema eléctrico nacional, no penalizando inadecuadamente a los futuros entrantes en base a la performance de los primeros pilotos tecnológicos que se instalen en el sistema.</p>	<p>Artículo 55: Para el caso de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean consideradas por primera vez en las transferencias de potencia que debe determinar el Coordinador, la indisponibilidad forzada de estas unidades o sistemas de almacenamiento será estimada en base a estadísticas nacionales o internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda, o las que garantice el fabricante. Para tales efectos se deberá utilizar estadística representativa que refleja de manera precisa y adecuada las características de la tecnología, excluyendo casos particulares de los primeros pilotos tecnológicos.</p> <p>Entre el segundo y cuarto año de incorporada la Unidad Generadora respectiva o Sistema de Almacenamiento de Energía respectivo, 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, internacionales o las que garantice el fabricante. Luego del quinto año de incorporada la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía respectiva deberá aplicarse lo indicado en los Artículos 52 y siguientes del presente reglamento.</p>
132	AES Andes	No Aplica	Artículo primero transitorio	<p>En relación a la contabilización de 10 años referidos en este artículo, se sugiere explicitar que estos se realizan desde el respectivo mes de publicación del reglamento, es decir 120 meses desde tal fecha.</p> <p>Dada la ventana de cálculo anual de potencia, la actual redacción deja a interpretación del Coordinador si los 10 años serían partiendo de enero del respectivo año de publicación o del respectivo mes de publicación.</p>	<p>Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 años contados desde el mes de la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.</p>

133	AES Andes	No Aplica	art 37	Se sugiere señalar entre los antecedentes a utilizar en la optimización, la cantidad de ciclos que el sistema de almacenamiento puede re	Dicha optimización deberá utilizar Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - www.leychile.cl - documento generado el 19-May-2023 como insumo, al menos, los siguientes antecedentes: a) Potencia máxima de inyección y retiro de las instalaciones. b) Capacidad de almacenamiento en horas. c) Eficiencia de las instalaciones. d) Demanda horaria del sistema, o subsistema, para el Año de Cálculo. e) Cantidad de ciclos diarios de carga/descarga que puede realizar la instalación.
134	AES Andes	No Aplica	art. 34	En consideración a la definición Sistemas de Generación-Consumo incorporada en la Ley N°21.505 se solicita , se solicita señalar los requisitos mínimos a considerar para que tales sistemas sean considerados en el balance de transferencias de potencia.	<i>Se sugiere extender el alcance señalado en el artículo 34 respecto autoproducción para incorporar explícitamente a los Sistemas de Generación-Consumo.</i>
135	AES Andes	No Aplica	42 bis	Se identifica que, con motivo de la nueva metodología para determinar la Potencia Inicial de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, el Artículo 42 bis ha sido completamente eliminado. Sin embargo el artículo sigue siendo necesario para determinar adecuadamente la potencia aportada por Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, ya que sigue siendo necesario calcular adecuadamente la energía de regulación que estas centrales aportan, según el mínimo valor entre la energía máxima anual que puede ser generada por , estanque de regulación o embalse correspondiente ; y la suma entre la energía afluente promedio anual de la central para la condición hidrológica definida en el presente reglamento. Se solicita adecuar el articulado, sin eliminarlo.	Artículo 42 bis: Para el cálculo de la Potencia Inicial de Centrales Renovables con Capacidad de Regulación , cuya fuente de energía primaria sea hidráulica, el Coordinador calculará una energía de regulación individual de cada una de estas centrales, como el mínimo valor entre la energía máxima anual que puede ser generada por su estanque de regulación o embalse correspondiente ; y la suma entre la energía afluente promedio anual de la central para la condición hidrológica definida en el Artículo 39 del presente reglamento y la energía inicial, cuando ésta corresponda.
136	AES Andes	No Aplica	Artículo 13	Se recomienda explicitar que no se les costearán costos sistémicos a los retiros de sistemas de almacenamiento o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y extender explícitamente a estas centrales.	Agregar en artículo 13 del DS 62, literal u) Sistema de Almacenamiento de Energía: "... conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que prueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o cualquier otro costo sistémico actual o futuro atribuible al acto de retiro de energía para cargar un Sistema de Almacenamiento o la componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento. "

137	Fundación Sociedades Sustentables	Artículo 25 bis	<p>Dado que el mecanismo de Estado de Reserva Estratégica fracasó como fórmula de respaldo remunerado a la termoeléctrica a carbón Ventanas 1, y dado el hecho que ninguna de las otras 7 carboneras ya retiradas han solicitado permanecer en dicho estatus de respaldo; y que tampoco ha sido solicitado por las otras 12 empresas que han comprometido cierre o reconversión en 2024 y 2025, proponemos eliminar este mecanismo de respaldo de potencia.</p> <p>La aplicación de este mecanismo, creado específicamente para incentivar el retiro de centrales a carbón, no fue solicitado por ninguna de las empresas que ya se retiraron y que retiraran sus unidades de generación a carbón entre 2024 y 2025, con excepción de AES, que solicitó ERE para su central más antigua Ventanas 1 en diciembre de 2020.</p> <p>En este único caso, cuando Ventanas 1 fue convocada por el CEN en agosto 2021, a despachar energía al sistema eléctrico, esto no ocurrió. La empresa AES Andes no cumplió con lo indicado en el DS N°62, el cual establece que una central en ERE debe conectarse al SEN luego de un aviso de 60 días previos. En consecuencia, AES Andes recibió 4,4 millones de USD entre enero y junio de 2021, como remuneración del 60% del pago por potencia por tener preparada su central, aunque nunca respondió, ni cumplió la solicitud de CEN de despachar energía al sistema. Finalmente, en junio de 2022, Ventanas 1 solicitó salir del SEN y de ERE. Sumado a lo anterior, AES anunció el pasado 24 de agosto el retiro anticipado y definitivo de su central Ventanas 2 para el 31 de diciembre de 2023, dejando sin efecto la solicitud de paso a Estado de Reserva Estratégica (ERE)</p> <p>En el contexto del objetivo de carbono neutralidad al 2050 establecida en la Ley de Cambio Climático, las recomendaciones de la Política 2050 y los compromisos climáticos incluidos en la NDC (Contribución Nacionalmente Determinada), el mecanismo de ERE constituye un subsidio a la generación a carbón y por tanto un incentivo a las emisiones de CO2 que contradice los objetivos de descarbonización y carbono neutralidad.</p> <p>Al respecto, las modificaciones al reglamento de potencia con respecto al ERE propuesta por el Ministerio de energía, no apunta al fondo de su coherencia con la política energética y no resuelven el grave incumplimiento de AES Andes (que obtuvo un ingreso ilegítimo por un servicio de respaldo no prestado), sino sólo apuntan a un cambio en el proceso burocrático, dando al Ministerio de Energía la responsabilidad de aprobar o rechazar el ERE en vez del Coordinador. Además, no propone ningún cambio en las condiciones, cálculo económico, costo social, fiscalización, verificación y sanciones al funcionamiento del ERE para prevenir nuevos fraudes en su aplicación, y mantiene su lógica subsidiaria de combustibles fósiles, yendo en contra de los objetivos de descarbonización y carbono neutralidad al año 2050. Razones por las cuales consideramos que el ERE debiese ser eliminado del reglamento de potencia.</p>	Derogase el Artículo 25 que establece el Estado de Reserva Estratégica
-----	---	--------------------	--	--

138	Fundación Sociedades Sustentables		Artículo 25 bis, cuarto párrafo	<p>Si el mecanismo de de Estado de Reserva Entratégica (ERE)no fuere eliminado en la propuesta de reforma al reglamento de potencia, recomendamos:</p> <p>Que la desición del Ministerio sobre eventuales solicitudes de ERE, debe ser respaldada por un informe técnico, de caracter público, y que posteriormente la opinión del Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa debe ser fundada y vinculante.</p>	<p>Artículo 25 bis: (...) El Ministerio de Energía deberá remitir las solicitudes de Estado de Reserva Estratégica aprobadas, junto con el documento técnico que fundamenta dicha aprobación, al Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa, a efectos de contar con su opinión vinculante en el plazo solicitado, con el objetivo de que ésta se pronuncie sobre la debida coherencia de las solicitudes en relación a los planes y políticas nacionales y sectoriales vigentes. Asimismo, el Ministerio de Energía podrá remitir las solicitudes de cambio a Estado de Reserva Estratégica a otras entidades, con el mismo objetivo pero siendo sus opiniones no vinculantes. Por su parte, el Ministerio de Energía podrá solicitar antecedentes o informes a otras entidades públicas o de carácter privado. (...)</p>
139	Fundación Sociedades Sustentables		Artículo 25, quater	<p>Consideramos que 60 días de plazo de aviso del Coordinador para que las centrales entren a despacho es excesivo, y no constituye un respaldo económicamente ni ambientalmente razonable.</p> <p>Sugerimos ajustar el plazo de aviso del Coordinador para que las unidades entren a despacho para acortar el plazo de disponibilidad de despacho de la central en estado de ERE. En países con una regulación similar se contemplan plazos inferiores a los 60 días dispuestos por el DS 62. Por ejemplo, en el caso de Alemania, el plazo de antelación para llamar a despacho es de 11 días, y en el caso de Sudáfrica es de 5 días (ver página 81 del Informe), por lo que consideramos que un promedio de 8 días resulta razonable.</p> <p>Se puede revisar el Informe – Licitación N°83296674 "Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile" elaborado por Inodú en el marco de la Mesa de Descarbonización (ver: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/Reporte_Final.pdf).</p>	<p>Artículo 25 quáter: 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 8 días corridos desde el aviso que el Coordinador le dé al correspondiente Participante del Balance de Potencia.</p> <p>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. En caso la Unidad Generadora no se encuentre en condiciones técnicas para inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional y no realice el despacho en los términos antes referidos, será de aplicación lo establecido en el Artículo 25 septies.</p>

140	Fundación Sociedades Sustentables		Artículo 25 septies	<p>Considerando lo ocurrido con la central Ventanas 1 de AES Andes, donde no hubo mayor fiscalización ni penalización por el incumplimiento de las obligaciones contenidas en ERE, incluso habiendo recibido AES Andes, unos 4,4 milloes de USD que fueron pagados por todos los agentes del mercado, sugerimos dotar de mayor claridad las consecuencias y sanciones a los titulares de ERE que no cumplen con la disponibilidad de sus centrales y en consecuencia no despachan la energía solicitada por el Coordinador. Es decir, que no se encuentra en condiciones técnicas de inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional y no opere en el plazo dado por el Coordinador (inclusive, si su operación es suspendida por ser defectuosa). Lo anterior bajo el entendido de que se tratan de obligaciones (disponibilidad y activación) de servicio de respaldo remuneradas, asumida por el titular de estas unidades generadoras.</p> <p>En ese sentido, tomando como referencia el marco comparado de la Unión Europea donde países como Alemania tienen regulación similar, debemos hacer referencia al régimen de sanciones (penalizaciones) desarrollado en el informe denominado Analyses on system adequacy and capacity mechanisms in the Western Balkans, elaborado por Compass Lexecon, DLA Piper Weiss-Tessbach, 2020 (ver: https://www.aers.rs/Index.asp?l=2&a=45.04&tp=TEEZ=). En la página 94 de dicho informe se precisa que las sanciones asociadas a unidades que no entran en despacho son penalizaciones por "indisponibilidad" y por "falta de activación".</p> <p>En el presente Artículo 25 septies observamos que se aborda la penalización por indisponibilidad a cargo del Coordinador, quien realizará las reliquidaciones correspondientes y solo cabe precisar que el Informe Técnico de verificación operacional y de confiabilidad debe ser público para que las empresas coordinadas puedan dar seguimiento a la sostenibilidad económica del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>En cuanto a la penalidad por falta de operatividad, sugerimos que esta modificación reglamentaria es la oportunidad para sistematizar la sanción correspondiente cuyo procedimiento deberá estar a cargo de la Superintendencia de Electricidad y Combustible, quien es finalmente el ente competente para normar las sanciones correspondientes, de acuerdo al título IV de la ley 18.410 (principio de tipicidad), supervisando el cumplimiento de la obligación de operatividad, y en caso de detectar incumplimiento aplicar las sanciones en esa norma regulada.</p>	<p>Artículo 25 septies: En caso que una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sea convocada al despacho por el Coordinador, en los términos establecidos en los Artículos 25 quáter y siguientes del presente reglamento, y ésta no se encuentre en condiciones de inyectar energía en el plazo indicado en el señalado Artículo 25 quáter, o no opera 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 No Disponible y no será remunerada hasta que se compruebe que está en condiciones de inyectar energía mediante la realización de una prueba o verificación.</p> <p>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. El informe Técnico para verificar el estado operacional y confiabilidad de la unidad será puesto en conocimiento de las empresas coordinadas, por el Coordinador; y posteriormente quedar disponible como documento público en la página web del Coordinador. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del correspondiente Participante del Balance de Potencia.</p> <p>Sin perjuicio de la indisponibilidad técnica de la Unidad de Generación, la Superintendencia de Electricidad y Combustible sancionará la falta de despacho de la Unidad Generadora en el plazo legal establecido, así como la suspensión del despacho por operar inadecuadamente.</p>
141	Fundación Sociedades Sustentables		Artículo 25 septies	<p>En una Disposición Transitoria del Decreto que busca modificar el DS 62, sugerimos establecer que las sanciones correspondientes al Artículo 25 septies por falta y suspensión del despacho serán aplicadas en un plazo de 30 días por la Superintendencia de Electricidad y Combustible, en aplicación del Principio de Tipicidad.</p>	

142	BHP	Artículo 33	<p>1. Se incorpora el artículo 33 donde el CEN verificará la disponibilidad de insumo principal y alternativo (a más tardar cada dos años), esto puede ocurrir a través de información del despacho o mediante auditorías sin previo aviso. Si no se llegase a contar con la disponibilidad informada, la unidad coordinada deberá enviar al CEN los antecedentes actualizados que acrediten la disponibilidad. El CEN se tomará hasta 20 días para analizar los antecedentes y durante ese tiempo se considerará la unidad con disponibilidad de combustible nula.</p> <p>i. Existen otras alternativas que no atenten contra la seguridad de suministro para el sistema, es decir, esta indisponibilidad por 20 días para revisión de antecedentes, pone en riesgo la seguridad sistémica considerando una indisponibilidad tanto de inyección de energía como servicios complementarios que soporten la operación del mismo. Por otra parte, el periodo de indisponibilidad de 20 días equivaldría a perder un 5,48% de DIP, lo cual afecta directamente a la potencia de suficiencia, impactando además el pago por potencia por los próximos 5 años, incluso cuando el resultado de la auditoría sea favorable para la central.</p> <p>ii. Por otra parte, en particular para centrales con combustible GNL principal y combustible diésel de respaldo, existe un alto riesgo de disminuir el apetito de las compañías por comprar GNL, combustible esencial para alcanzar las metas de transición energética, por introducir riesgos adicionales administrativos de generar condiciones de gas gestionable o demurrage. Esto debido a que en el caso de existir disponible volúmenes de gas en el estanque del terminal de regasificación, y durante esos 20 días no fuese posible despachar la central debido a el análisis de antecedentes por parte del CEN, se genera el riesgo de que en caso que se tenga programado el arribo de otro buque se produzca Demurrage (175.000 USD/día aproximadamente) o Sail Away, por no tener capacidad en el estanque para recibir la embarcación (dado que no se pudo consumir el gas durante esos 20 días). Esto no es cubierto por el sistema generando un riesgo a pérdida para las centrales térmicas.</p> <p>iii. Esta propuesta puede incrementar las emisiones de gases efecto invernadero. A mayor detalle, el incremento del riesgo de demurrage o Sail away, producto a lo indicado en punto ii, generaría un riesgo adicional en el mercado del GNL, impactando la compra de este combustible de suministro, sumado al riesgo de ser sometidos a gas gestionable de acuerdo a la norma técnica de GNL. Por lo anterior, se incrementan los castigos al uso de este combustible de transición energética, beneficiando el uso de combustible diésel, el cual genera mayores emisiones y no se encuentra en línea con el plan de transición energética.</p> <p>iv. Existen centrales térmicas que cuentan con combustible de respaldo como lo es el combustible diésel, donde la normativa indica que se debe activar el consumo de dicho insumo en caso de situaciones de emergencia sistémicas o bajo la aplicación de reserva hídrica por un periodo de tiempo establecido y limitado de acuerdo al diseño de cada central, no así en concordancia con la capacidad de reposición. Por lo anterior, es conocido que los contratos establecidos, relacionados al combustible líquido, tienen la característica de contratos spot (los contratos a firme no se han generado como una opción para las centrales térmicas, porque el suministro principal es el gas natural y tampoco existe una proyección a firme de combustible alternativo, sin mencionar la disminución en la disponibilidad de la centrales que utilizan combustible diésel de respaldo a una tasa mayor a lo que están diseñadas, incrementando la tasa de falla). Ante estos requerimientos, las centrales térmicas han operado con generación continua con el combustible de respaldo. Sin embargo, el año 2022, el sistema se sometió a exigencias significativas en lo que respecta al despacho con combustible diésel, donde la operación continua superó la capacidad de diseño. En estos casos, los contratos spot se activan, sin embargo, la tasa de reposición del estanque, por la cadena de logística nacional de suministro de diésel, cuando existe demanda coincidente a nivel del sector de generación, es menor a la tasa de consumo por lo que incluso cumpliendo con la normativa, el nivel del estanque se vería afectado por la capacidad técnica de rellenar el mismo. Esto también representaría una nueva sanción para la central afectada. Por otra parte, no hay un reconocimiento a las centrales que mantienen un contrato marco de compra de combustible diésel como combustible de respaldo, las cuales son las mínimas al no existir una proyección de consumo de este tipo de combustible.</p>	<p>La propuesta es retirar la indisponibilidad de la central auditada durante este periodo fundamentalmente debido al riesgo que puede implicar para el Sistema Eléctrico Nacional en referencia a seguridad sistémica. Además, se puede experimentar un incrementar los costos del sistema al retirar unidades que podrían ser competitivas afectando tanto a clientes libres como regulados. Por otra parte, en caso de activar el plan de recuperación de servicio, este no permitiría activar la centrales que pueden ser clave para reestablecer el sistema bajo un Black out</p>
-----	-----	-------------	--	--

143	BHP		<p>Existe la incorporación de DIA (disponibilidad insumo alternativo) al pago por potencia de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>Potencia inicial actual: $P_{ini} = P_{max}(ip) * DIP + P_{max}(ia) * (1 - DIP)$</p> <p>Potencia inicial nueva: $P_{ini} = \min\{P_{max}(ip); P_{max}(ip) * DIP + P_{max}(ia) * (1 - DIP) * DIA\}$</p> <p>Existen sostenidamente una diferencia importante entre el combustible (GNL) proyectado por el Coordinador con el demandado en la operación real. Esto no es un tema de temporalidad, sino metodológico producto de la omisión de condiciones relevantes en los modelos de operación, sumada a la señal constante que proviene del Coordinador Eléctrico Nacional es “no necesitamos GNL”, y se repite en proyecciones de largo y corto plazo. Se hace imposible establecer contratos de largo plazo con los modelos que el Coordinador Eléctrico Nacional hoy entrega. Se solicita como propuesta para mejorar la gestión del Coordinador Eléctrico Nacional y la mejora de los modelos de despacho, que no se pueda declarar indisponible por falta de combustible principal, si dicho combustible principal no ha sido proyectado oportunamente por el Coordinador en los informes de abastecimiento. Se hace necesario transparentar el rol crítico que cumplirá este combustible en la transición energética y se hace necesario que el rol de gestión del Coordinador lo demuestre, considerando que además las empresas serán hoy castigadas por la disponibilidad de gas, que el mismo Coordinador ha declarado no necesario. Esto aplicará siempre y cuando el insumo principal haya sido solicitado en el informe de abastecimiento del Coordinador Eléctrico Nacional. La propuesta es aplicar la indisponibilidad en caso de que el volumen de suministro principal haya sido solicitado en el informe de abastecimiento.</p> <p>Con respecto al punto anterior, la nueva Potencia inicial considera un descuento en la potencia máxima del insumo alternativo respecto a la disponibilidad del insumo alternativo durante los últimos 5 años. Esto afectará a las centrales térmicas a gas con el combustible diésel como suministro alternativo, cuando no esté disponible con GNL y diésel al mismo tiempo, por lo tanto, si existen períodos prolongados sin GNL y el CEN llama constantemente a la central con combustible diésel, la operación vaciará el estanque más rápido de lo que se puede rellenar (por restricciones de la cadena logística del mercado del diésel), afectando los estados operativos y finalmente la disponibilidad del insumo alternativo (DIA) como se explica en el punto 1. La propuesta es aplicar la indisponibilidad en periodos exigidos por la norma para no generar sanción sobre restricciones de la cadena logística ajenas a la gestión.</p>	
-----	-----	--	--	--

144	Aela Generación S.A.	Artículo primero transitorio	El artículo primero transitorio define que la tabla de cálculo para la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento se aplicará por un período de 10 años a contar de la fecha de publicación del Decreto en el diario Oficial. Al respecto, se hace notar que el período de aplicación de este artículo transitorio no reúne las condiciones necesarias para ser un factor habilitante para la entrada de proyectos de almacenamiento al Sistema. En efecto, toda vez que se aplique la tabla desde la fecha de publicación y por un período fijo, los proyectos nuevos de almacenamiento dependerán de su fecha de entrada en operación para estimar ingresos, añadiendo incertidumbre a la evaluación y, por lo tanto, disminuyendo su viabilidad. Por lo tanto, la mejor opción sería establecer un plazo fijo que aplique desde la entrada en operación de los proyectos de manera de dar certeza y estabilidad en los ingresos de pago por potencia. Además se solicita que el periodo sea de al menos 15 años, más acorde a un periodo de inversión y que sea coherente con la licitación de almacenamiento que estpa proponiendo el Ministerio en el Proyecto de Ley de Transición Energética.	Reemplazar el primer párrafo del artículo transitorio por lo siguiente: "El cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento que se encuentren en operación o que entren en operación antes del 31 de diciembre del año 2030, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo por un período de 15 años a contar de su fecha de entrada en operación o la fecha de publicación del decreto, lo que sea que ocurra más tarde"
145	Aela Generación S.A.	25 bis	El estado de reserva estratégico (ERE), en la práctica, ha demostrado no tener los resultados esperados debido al estado deteriorado de las centrales térmicas que se acogen a este mecanismo y también a la baja necesidad de despacho de unidades acogidas a ERE. Es más, la ineficiencia de este mecanismo quedó plasmada con el frustado despacho de la central Ventanas I. Por lo mismo, se solicita modificar el artículo de manera que el Coordinador pueda incorporar todos los elementos necesarios, tanto de operación como de estudios, para poder emitir una recomendación al Ministerio de Energía .	Incorporar los siguientes requisitos al informe emitido por el Coordinador: -Extender plazo a 30 días -El Coordinador deberá considerar la tasa de falla presentada por la central en el último año antes de acogerse al ERE -La Central deberá presentar un mínimo de horas de funcionamiento en los últimos 12 meses para poder acogerse a ERE
146	Aela Generación S.A.	Artículo 33	La verificación de disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo se debe realizar en los períodos de control de punta, de manera de que las centrales térmicas demuestren su aporte a la suficiencia cuando efectivamente se necesita y no en otros períodos del año. Adicionalmente, se deben considerar las restricciones en la cadena logística de entrega de combustible, que ha sido levantada por las mismas empresas propietarias y por el Coordinador como limitante real para cumplir con los requerimientos del sistema.	Agregar "... el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo durante el período de control de punta, 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, y considerando especialmente las restricciones en la cadena de suministro del insumo primario, 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."
147	Aela Generación S.A.	Artículo 37	La metodología de cálculo descrita en el artículo se basa en el aporte de la batería a la curva de carga o, en términos simples, como el aporte de la batería para minimizar las demandas máximas del sistema. Sin embargo, la fórmula utiliza la Demanda de Punta para el cálculo, por lo que la remuneración de la potencia para el almacenamiento queda sujeta a la definición de Potencia de Punta. En este contexto, para dar mayor certeza a la metodología se debe establecer, dentro del mismo artículo, que se utilizarán las 52 horas de demanda máxima y no la demanda de punta del sistema.	Se propone modificar la fórmula del artículo 37 de manera que en lugar de utilizar la Demanda de Punta, se usen las 52 demandas máximas del sistema.

148	Aela Generación S.A.		Artículo 23	La verificación de Potencia máxima a Sistema de Almacenamiento de Energía debe contar con un criterio distinto al de mantener por 5 horas la potencia máxima, esto debido a que en caso de contar con una Capacidad inferior a 5 horas, no será posible cumplir con este criterio de verificación.	Los criterios y condiciones 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. En el caso de los Sistemas de Almacenamiento o la componente de Almacenamiento de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se deberá tomar en cuenta las limitaciones de operación.
149	Arauco Bioenergía S.A.	No aplica	GENERAL	Es necesario incorporar, además de los Sistemas de Almacenamiento, los Sistemas de generación-consumo que se encuentran definidos en el artículo 225 letra af) de la Ley General de Servicios Eléctricos, teniendo en especial consideración que se trata de infraestructura productiva con capacidad de generación y que inyecta al sistema eléctrico sus excedentes de potencia en un único punto de conexión.	Incorporar a todo el DS62, los Sistemas de generación-consumo definidos en el artículo 225 letra af) de la Ley General de Servicios Eléctricos, en todos los puntos que correspondan.
150	Arauco Bioenergía S.A.	No aplica	Artículo 13 del DS 62	Incorporar definición de Sistema generación-consumo conforme al artículo 225 letra af) de la Ley General de Servicios Eléctricos.	Incorporar al artículo 13 del DS 62 la definición de Sistema generación-consumo en los términos definidos en el artículo 225 letra af) inciso primero de la Ley General de Servicios Eléctricos.
151	Arauco Bioenergía S.A.	No aplica	Artículo 34 del DS 62	Incorporar Sistema generación-consumo en el artículo 34 del DS 62 en los términos que se proponen.	Los autoprodutores, Sistemas de generación-consumo o los Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una central de potencia igual a dicho excedente en un único punto de conexión al sistema eléctrico. A partir de la Potencia Inicial del inciso precedente, cada autoprodutor, Sistema de generación-consumo o Sistema de Almacenamiento de Energía , se incorporará al procedimiento de cálculo de las transferencias de potencia de manera equivalente al resto de las unidades generadoras, conforme a las disposiciones que se establecen en el presente reglamento.
152	Arauco Bioenergía S.A.	No aplica	Artículo 50 del DS 62	Para los Autoprodutores y los Sistemas de generación-consumos, éstos se representan por una central de potencia igual a su excedente, considerando que son sistemas de infraestructura productiva que poseen capacidad de generación propia, por lo que sus consumos son autoabastecidos y sus excedentes inyectados al sistema eléctrico. Por lo tanto, los consumos propios asociados a la infraestructura productiva no deben ser considerados como un consumo de potencia porque son autoabastecidos y sus excedentes son inyectados al sistema eléctrico.	Tercer párrafo: 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 un Retiro de Potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda, conforme al presente Título. Para el caso los autoprodutores y los sistemas de generación-consumo no se considerarán como Retiro de Potencia los consumos autoabastecidos por su generación propia.
153	EDF ANDES		General	Como EDF Andes creemos que es fundamental aportar al desarrollo de la regulación del mercado eléctrico. En ese sentido, las observaciones que se presentan en este documento tienen como principal objetivo aportar las aclaraciones y precisiones que se estiman para disponer de una regulación que incentive el desarrollo de sistemas de almacenamiento de hasta 5 horas de duración.	

154	EDF ANDES	ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 13	La definición de "Sistema de Almacenamiento de Energía" del artículo 13 y el artículo 97 del DS 125, indican que el regulador busca dejar claramente establecido que los retiros asociados a los sistemas de almacenamiento no estarán sujetos a los pagos asociados a los clientes finales. Con el mismo objetivo, se considera necesario establecer explícitamente que los retiros para la carga de los sistemas de almacenamiento no serán considerados para efectos de determinar los costos sistémicos establecidos en los artículos 63, 154, 167, 168 del DS 125.	Definir el siguiente concepto para los efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente reglamento. Retiro de SAE: retiro de energía desde el sistema eléctrico que se destina exclusivamente para la carga de un sistema de almacenamiento y para su posterior inyección al sistema. Los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales.
155	EDF ANDES	ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 13	La definición de "Sistema de Almacenamiento de Energía" del artículo 13 no es explícita en indicar que las centrales de almacenamiento por bombeo también se consideran como sistemas de almacenamiento.	Se sugiere explicitar que las Centrales con Almacenamiento por Bombeo también se consideran sistemas de almacenamiento para la aplicación del presente reglamento.
156	EDF ANDES	ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 13	<p><i>En este artículo se presenta la siguiente definición:</i></p> <p><i>u) 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. Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales, conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional.</i></p> <p>Por su parte, el artículo 97 del DS 125, establece que: <i>"Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para:</i></p> <p><i>a. La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150º bis de la Ley;</i></p> <p><i>b. El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión;</i></p> <p><i>c. La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley;</i></p> <p><i>d. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150º ter de la Ley, y</i></p> <p><i>e. El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente."</i></p>	<p>Mediante las exigencias presentadas, el regulador busca dejar claramente establecido que los retiros asociados a los sistemas de almacenamiento no estarán sujetos a los pagos asociados a los clientes finales. Con el mismo objetivo, se considera necesario establecer explícitamente que los retiros para la carga de los sistemas de almacenamiento no serán considerados para efectos de determinar los costos sistémicos establecidos en los artículos 63, 154, 167, 168 del DS 125.</p> <p>Propuesta: Incluir un literal f en el artículo 97 del DS 125 en el siguiente sentido: "f) Los costos sistémicos a los que se refieren los artículos 63, 154, 167, 168 del presente reglamento"</p>

157	EDF ANDES	ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 13	<p>Actualmente, el reglamento no define el concepto de Potencia Máxima como sigue: "s) Potencia Máxima: Máximo valor que puede sostener de manera continua una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin."</p> <p>Por su parte, la Norma Técnica de Transferencias de Potencia establece que: 17. Potencia Máxima: Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la DO.</p> <p>Considerando el reconocimiento propuesto en el artículo primero transitorio, en que la potencia máxima de un sistema de almacenamiento no depende del tiempo en el cual esta se pueda entregar, existiría una inconsistencia entre la definición existente en la norma y su tratamiento para sistemas de almacenamiento tanto el transitorio como permanente (artículo 37).</p>	Se sugiere definir en el reglamento como se determina la potencia máxima para sistemas de almacenamiento: como la potencia máxima que pueden inyectar independiente del tiempo durante el cual se puede mantener dicha potencia de inyección.
158	EDF ANDES	ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 34	El tratamiento de la potencia de suficiencia asociado a los autoprodutores se define en el artículo 34, sin embargo no se hace mención a los Sistemas de Generación-Consumo incorporada en la Ley N°21.505.	Se sugiere establecer en el artículo 34 el tratamiento de los Sistemas de Generación-Consumo, en línea con las exigencias asociadas para los autoprodutores.
159	EDF ANDES	ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 37	En el artículo 37 se presenta la metodología para determinación de la potencia inicial de sistemas de almacenamiento, sin embargo solicitamos que se puede precisar la propuesta del ejercicio de optimización a realizar. Adicionalmente, proponemos ajustar la forma de incorporar la demanda del sistema en el ejercicio.	<p>Se solicita precisar como se aplica la optimización a la que se hace referencia en el segundo párrafo. ¿Se hace una optimización horaria para cada día? (es decir 365 problemas de optimización por unidad) o se optimiza horariamente todo el año (un solo problema de optimización de 8760 horas). Si es el primer caso, considerar que los resultados serán muy sensibles a las condiciones de borde que se definan en cada etapa.</p> <p>Se indica que el ejercicio de optimización debe considerar la demanda horaria del sistema o subsistema, sin embargo se propone que para optimizar la colocación de almacenamiento, se considere la demanda neta y no la demanda bruta, de manera el cálculo de la contribución del almacenamiento, tenga relación con el despacho real.</p>
160	EDF ANDES	ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 37	Se considera relevante que el artículo 37, señale explícitamente lo indicado en la "MINUTA PROCESO DE CONSULTA CIUDADANA DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS", en relación a que "El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema."	<p>Agregar en artículo 37 del DS 62: El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema. D</p>
161	EDF ANDES	ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 37	Se sugiere señalar entre los antecedentes a utilizar en la optimización, la cantidad de ciclos que el sistema de almacenamiento puede realizar diariamente, en virtud de lo informado por el respectivo propietario. Lo anterior debido a que este parámetro puede tener un impacto significativo en la metodología propuesta.	<p>Agregar en artículo 37 del DS 62: "e) Cantidad de ciclos diarios de carga/descarga que puede realizar la instalación."</p>

162	EDF ANDES		<p>ARTÍCULO PRIMERO.- Artículo 50</p> <p>En el artículo 50 se indica que: Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, deberán ser considerados como un Retiro de Potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda, conforme al presente Título.</p> <p>Por su parte, el borrador del reglamento en consulta modifica el 2do inciso del artículo 110 del DS 125, incluyendo la siguiente disposición: "En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento. 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."</p>	<p>Según se indica, los retiros para cargar los sistemas de almacenamiento serán considerados como demandas y por ende se les determinará una Demanda de Punta Equivalente.</p> <p>Aunque el programa de retiros es comunicado por cada Coordinado titular de Sistemas de Almacenamiento, existe una excepción que permite al coordinador instruir retiros de energía desde el sistema eléctrico por razones de seguridad. Por lo anterior, se solicita especificar que no se considera una demanda de punta equivalente para retiro de energía que hayan sido instruidos por el Coordinador.</p> <p>Propuesta: Incluir al final del artículo 50 la siguiente excepción: <i>"Los retiros de energía que hayan sido instruidos por el coordinador no se considerarán para la estimación de demanda de punta equivalente."</i></p>
-----	-----------	--	--	---

163	EDF ANDES		ARTÍCULO SEGUNDO	<p>En el mencionado artículo se realizan modificaciones al D.S 88 /2020 de manera de mantener la coherencia de dicho decreto con los cambios introducidos al tratamiento de la potencia de suficiencia, en particular para sistemas de almacenamiento con autodespacho. Con el mismo objetivo y atendiendo los considerando del decreto en consulta pública, se sugiere realizar las modificaciones necesarias en el D.S 88/2020, que permitan que los retiros para Sistemas de Almacenamiento pueden ser valorizados a precio estabilizado. Esta propuesta no afectaría de manera relevante el mecanismo de Precio Estabilizado, y permitiría dar certeza para la bancabilidad de estos proyectos, teniendo en consideración que estos instrumentos (precio estabilizado) entregan mayor certeza a los financistas. Además se eliminan potenciales distorsiones asociadas a la posibilidad de que un sistema de almacenamiento distribuido pueda instantáneamente cargar a costo marginal y vender simultáneamente esa energía a precio estabilizado, ganando un margen sin agregar valor.</p>	<p>Se sugiere modificar los siguientes artículos del D.S 88/2020</p> <p>Artículo 12º.- Todo propietario u operador de un Medio de generación de pequeña escala incluido en los balances de transferencia de energía y potencia, o que en el futuro se interconecte al sistema eléctrico, deberá optar por vender la energía que inyecte y valorizar la energía que retira para cargar sistemas de almacenamiento, al sistema al costo marginal instantáneo o por un régimen de precio estabilizado.</p> <p>Artículo 13º.- En cada balance de transferencia de energía y potencia, el Coordinador deberá considerar el régimen de precio al que haya optado el propietario u operador de un Medio de generación de pequeña escala para valorizar las inyecciones y retiros de energía para cargar sistemas de almacenamiento, que dicho medio de generación realice al sistema eléctrico.</p> <p>Artículo 14º.- Para el caso de los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de las inyecciones y retiros para cargar sistemas de almacenamiento del Medio de generación de pequeña escala a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente, será asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.</p> <p>Los retiros que el Medio de generación de pequeña escala efectúe para cargar un sistema de almacenamiento podrán ser valorizados al costo marginal instantáneo de energía o a precio estabilizado según sea su régimen de inyección.</p>
-----	-----------	--	------------------	---	--

164	EDF ANDES	ARTÍCULO SEGUNDO	<p>En el mencionado artículo se realizan modificaciones al D.S 88 /2020 de manera de mantener la coherencia de dicho decreto con los cambios introducidos al tratamiento de la potencia de suficiencia, en particular para sistemas de almacenamiento con autodespacho. Con el mismo objetivo, se sugiere realizar las modificaciones necesarias en el D.S 88/2020, para establecer que los retiros para Sistemas de Almacenamiento no estarán sujetos al cobro de peajes asociados al uso de los sistemas de transmisión.</p>	<p>Se sugiere modificar el siguiente artículo del D.S 88/2020: Artículo 30º.- Los Medios de generación de pequeña escala que hagan uso de las instalaciones de una Empresa Distribuidora para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión de una Empresa Distribuidora, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el artículo 120º de la Ley. Las inyecciones de energía y potencia que no estén destinadas a dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados en zonas de concesión de Empresas Distribuidoras no estarán sujetas al pago señalado en el inciso anterior. Los retiros de energía para cargar sistemas de almacenamiento que se conecten en redes de distribución no estarán sujetos al pago señalado en el inciso primero del presente artículo.</p>
165	EDF ANDES	ARTÍCULO TERCERO	<p>En el mencionado artículo se realizan modificaciones al D.S125 /2017 de manera de mantener la coherencia de dicho decreto con los cambios introducidos al tratamiento de la potencia de suficiencia, en particular respecto de la participación de los sistemas de almacenamiento en la coordinación y operación del sistema eléctrico. En ese sentido, se observa que no ha sido modificado el artículo que impide la comercialización de energía a titulares de sistemas de almacenamiento: "Artículo 95.- Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres."</p>	<p>Se solicita modificar el artículo 95 del D.S 125/2017, para permitir la comercialización de energía a clientes finales por parte de titulares de sistemas de almacenamiento, entregando para ello las garantías correspondientes. Propuesta: Artículo 95.- Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres, entregando para ello las garantías a las que se refiere el Capítulo 3 "De la cadena de pagos en el Mercado de Corto Plazo", del Título IV "De la Coordinación del Mercado Eléctrico del presente reglamento".</p>
166	EDF ANDES	Artículo décimo primero transitorio	<p>Se recomienda clarificar cuanto sería el reconocimiento de la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que tenga 5 horas de capacidad de almacenamiento.</p>	<p>Modificar en el artículo primero transitorio: "> 5" por "≥ 5" (mayor o igual a 5).</p>

167	EDF ANDES		Artículo décimo primero transitorio	<p>Según se indica en este artículo, existirá un período transitorio en el cual se le asigna un reconocimiento de suficiencia para la potencia inicial de los sistemas de almacenamiento en función de sus horas de duración (tabla). Dicho tratamiento transitorio propuesto, regiría por 10 años desde la publicación en el D.O del decreto en consulta pública.</p> <p>En ese sentido, vemos que , mientras más tarde entre en operación un SA, tendrá menos años de dicho tratamiento y en su lugar comenzaría aplicar el reconociendo mediante la metodología propuesta de ELCC, el cual no es posible estimar en la actualidad debido a que no se conoce el detalle de la metodología propuesta ni los supuestos de aplicación. Por lo anterior, en los análisis financieros de los proyectos, los financistas consideran que una vez terminado el tratamiento transitorio la potencia de suficiencia reconocida sería igual a cero.</p> <p>Esto es crítico por ejemplo en el caso de desarrolladores que tengan en sus planes desarrollar un portafolio de proyectos. En efecto, según la vigencia de la tabla de reconocimiento transitorio propuesta, un proyecto de almacenamiento que puede acceder a un año menos del tratamiento transitorio, ve aumentado en cerca de 3,3 - 3,5 USD/MWh, el precio requerido en un PPA con clientes finales, para poder mantener la misma rentabilidad.</p>	Propuesta: Se solicita establecer un régimen transitorio que permita que todo proyecto de almacenamiento que sea declarado en construcción dentro de los próximos 5 años desde publicado el decreto en el D.O, tendrá el tratamiento transitorio establecido en la tabla por sus primeros 15 años de operación.
168	ACENOR A.G.		Artículo 7º	<p>Parte del texto original de este artículo que se transcribe: "<i>en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación que se utilice, según corresponda, y la indisponibilidad forzada de la misma y de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución. Para el caso de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación será considerada ...</i>", se ha eliminado. Sin embargo incluye conceptos importantes relativos a potencia firme, que aun cuando se señalan más adelante en el reglamento, no resultan redundantes, lo que hace aconsejable mantener este párrafo en el presente artículo.</p>	<p>Restituir el siguiente texto: "<i>en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación que se utilice, según corresponda, y la indisponibilidad forzada de la misma y de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución. Para el caso de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación será considerada ...</i>"</p>

169	ACENOR A.G.	Artículo 13, letra g)	<p>La introducción del nuevo artículo 63 ter hace necesario modificar la definición contenida en la letra g) de este artículo. En efecto, de acuerdo al artículo 65, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente se define como el promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta. Es más, en el caso de los clientes libres dentro de zonas de distribución, se usan las 52 horas de máxima carga de la distribuidora respectiva, es decir ni siquiera corresponden a la demanda máxima del cliente en cuestión. Lo anterior hace que existan al menos tres períodos distintos para computar demandas máximas: los de los clientes libres, los de los clientes regulados, los de los clientes libres en zonas de distribución, y los que se reconocen a los generadores en sus retiros. Todos ellos, son períodos distintos y no coincidentes entre sí, con lo cual cada cliente tiene "su propia señal" para reducir punta, que no coincide con las horas en que el sistema necesita reducir punta. Esto se debe a que cada periodo no es coincidente, lo que el actual reglamento adecua mediante el factor definido en el Artículo 65 del DS N°62 (para el cual tampoco se ha incluido modificación hasta ahora), que escala las demandas de cada cliente a la demanda máxima de la letra g), mediante un factor matemático único que no tiene ningún sentido económico.</p> <p>Esta no es una señal de eficiencia, ya que introduce riesgos adicionales innecesarios para los agentes del mercado. Al no coincidir lo que los generadores cobran a sus clientes con lo que se les reconoce en sus retiros, los suministradores tendrán incentivo a trasladar esto a los clientes a través del precio de oferta de suministro en el caso de los clientes regulados, y a través del precio de suministro o bien traspasándole el riesgo a los clientes libres, colocando en el contrato que la demanda es la que se le reconoce al generador en su retiro. Con ello, el consumidor que redujo punta en sus propias horas de control no tiene ningún beneficio y no aporta beneficios al sistema.</p> <p>La forma de resolver todas las distorsiones mencionadas es hacer coincidentes las demandas de punta dentro del período de control de punta, como lo resolvía la propuesta del DS N°3, y medir las demandas de todos los clientes en dicho período de horas dentro del período de control.</p>	<p>Modificar definición de la letra g) considerando el promedio de las demandas coincidentes en el período de control de punta. Al respecto, ver observación al artículo 63 ter para más detalles.</p>
170	ACENOR A.G.	Artículos 25 bis a 25 nonie	<p>De acuerdo a lo indicado en los artículos mencionados, no parece que se esté definiendo este Estado de Reserva Estratégica (ERE) para resolver un tema de potencia, sino más bien uno de energía. Por ello, no parece adecuado que los clientes paguen este ERE en el cargo por potencia sin tener clara la retribución o servicio que están recibiendo a través de este. En los mercados que usan reserva estratégica, normalmente, cuando entran a operar lo hacen a un precio de "scarcity", fijando un máximo para el costo marginal de energía. Esto afectaría las transferencias de energía, beneficiando primariamente a los generadores que compran en el mercado spot, lo que se supone se traspasaría a los consumidores finales.</p>	<p>No consideramos adecuado introducir este concepto aquí, mientras no se explicita claramente cual es el servicio que recibirán los clientes, si es que reciben, por la existencia de este ERE.</p> <p>Una vez que eso esté bien definido, este concepto debiera estar en un reglamento de transferencias de energía.</p>
171	ACENOR A.G.	Artículo 37	<p>La propuesta contenida para determinar la potencia inicial para el Almacenamiento, tanto "stand alone" como cuando forma parte de una central renovable, y que también se explica en documento "Minuta Consulta Ciudadana Modificación Reglamento Potencia", pretende usar el concepto de contribución marginal del sistema de almacenamiento determinando su aporte a la confiabilidad del sistema como la diferencia entre la demanda de punta sin almacenamiento y la demanda de punta con almacenamiento. Este concepto es usado en los procedimientos denominados ELCC (Effective Load Carrying Capability). Sin embargo, para que la comparación con y sin sea correcta, ambos escenarios deben tener la misma confiabilidad. Luego, es necesario definir previamente un objetivo de confiabilidad, el que debiera ser determinado por la Comisión Nacional de Energía, con plazos estables y una métrica para su medición. Sólo así la comparación será correcta. Caso contrario, la demanda máxima abastecida en un caso y en el otro pueden tener distinta confiabilidad. Por ejemplo, si se define una cierta Energía No Suministrada (ENS), la optimización propuesta debe converger en ambos casos a la misma ENS, caso contrario no se estará midiendo correctamente la contribución marginal.</p>	<p>La demanda máxima determinada con y sin almacenamiento debe tener la misma confiabilidad, caso contrario la contribución del almacenamiento no estará correctamente medida.</p> <p>Para ello se debe definir un objetivo de confiabilidad y una métrica para determinarlo, ambas definiciones de largo plazo determinadas por el Ministerio y/o la Comisión Nacional de Energía, con apoyo de estudios del Coordinador.</p>

172	ACENOR A.G.		CAPITULO 4: MARGEN DE RESERVA TEORICO; Artículos 61, 62 y 63	El MRT debiera ser parte de la confiabilidad del sistema, pudiendo ser una métrica que defina un objetivo de confiabilidad que afecta la cantidad de oferta , pero no el precio, por lo que no debiera estar en el precio, sino que en la cantidad.	MRT = 0
173	ACENOR A.G.		Artículo 63 bis	<p>El artículo señala que "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." Adicionalmente se señala que para este estudio, el Coordinador establecerá los supuestos requeridos para su realización, previa aprobación de la Comisión.</p> <p>El nivel de suficiencia de un sistema eléctrico requiere que se defina ex ante una métrica de suficiencia (cómo se va a medir) y un objetivo de suficiencia (con respecto a qué se va a medir). El Coordinador, bajo el actual marco regulatorio definido en la Ley General de Servicios Eléctricos no es el organismo llamado a establecer la definición de cuál es el objetivo de suficiencia del sistema ni cómo se debe medir, sino a operar el sistema eléctrico de acuerdo a los principios de seguridad, eficiencia y acceso abierto. En ningún caso el organismo responsable de operar en forma segura un sistema eléctrico debe ser el mismo que defina el nivel de seguridad que le será exigible. Por lo tanto, es necesario establecer en este artículo que la Comisión Nacional de Energía definirá objetivo y métrica de suficiencia para el estudio que debe realizar el Coordinador.</p>	<p>Incorporar como primer inciso del art. 63 bis: "La Comisión definirá un Objetivo y una Métrica de Suficiencia cada cuatro años. 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."</p> <p>Modificar el ahora segundo inciso del art. 63 bis de la siguiente forma: "El Coordinador anualmente deberá elaborar un estudio en el cual deberá estimar el nivel de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional, <u>de acuerdo al objetivo y métrica de suficiencia definidos por la Comisión</u>, para todas las horas del siguiente Año de Cálculo. Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter. Para estos efectos, el Coordinador establecerá los supuestos requeridos para la realización de este estudio, previa aprobación de la Comisión."</p>

174	ACENOR A.G.		Artículo 63 ter	<p>Este artículo señala que: <i>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 entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema Eléctrico Nacional. A partir del informe técnico indicado , 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" .</i></p> <p>Al respecto, no resulta eficiente estar cambiando el período de control de punta semestralmente. De hecho, esto lo reconoce el Reglamento al indicar también que: <i>"La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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".</i></p> <p>Es por ello, que sería recomendable fijar el período de control en plazos más largos, y también falta definir Horas de Punta. Asimismo, falta definir los atributos mínimos del período de control de punta, a saber:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos; - La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta; y - La consistencia de los Periodos de Control de Punta con un Objetivo de Suficiencia, que actualmente el sistema no tiene, y que esta propuesta de cambios tampoco incorpora, la que debiera incorporarse de acuerdo al comentario al Artículo 37. 	<p>Se propone definir las horas de punta, así como el período de control definido en este artículo, cada 4 o más años, para que los clientes puedan adecuar sus instalaciones con una visión de mediano plazo.</p> <p>Adicionalmente, se propone aplicar lo indicado en este artículo en cuanto a si el estudio indica que se debe hacer un cambio relevante o no. Asimismo, revisar si la instancia del Decreto del artículo 171 de la ley es la mejor opción para definir estos parámetros.</p> <p>Para ello se propone incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los Periodos de Control de Punta se definan para meses consecutivos dentro de un año, para días consecutivos dentro de cada semana, y para horas consecutivas dentro de cada día; - Los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos; - La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta; y - La consistencia de los Periodos de Control de Punta con un Objetivo de Suficiencia.
-----	-------------	--	--------------------	---	--

175	ACENOR A.G.	Artículo 63 ter, continuación	<p>La propuesta de cambios al reglamento mantiene la definición de Demanda de Punta igual a la "<i>Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema</i>". Sin embargo, la finalidad del pago de potencia debiera ser que los consumidores paguen el costo marginal de expandir el sistema durante la hora de carga residual máxima, y que la oferta reciba el costo marginal de expandir la capacidad durante aquellas horas que el sistema la necesita. Sólo así, el sistema eléctrico minimiza el costo total de proveer la energía y potencia demandadas, y la cantidad de energía y potencia que usa cada cliente es la eficiente. Es decir, la cantidad de potencia de suficiencia instalada es la mínima necesaria para suministrar la potencia demandada a la calidad de servicio definida. Para que ello ocurra, es necesario que la cantidad de potencia demandada por cada consumidor se compute coincidentemente con la hora de carga residual máxima del sistema. La definición indicada en el Artículo 13 g) no cumple con lo anteriormente indicado, y no da las correctas señales para que los consumidores reduzcan demanda cuando el sistema realmente lo necesita. Aunque históricamente, en sistemas hidrotérmicos las horas de carga máxima son una buena aproximación de las horas de carga residual máxima, no es así en sistemas con alta participación de energías renovables variables, como es el caso de Chile.</p> <p>Al respecto, la propuesta de modificación del DS 62 estima necesario que se incorporen cambios a fin de contar con mayores antecedentes y estudios para la determinación de horas punta, lo que incorpora en el artículo 63 ter, definiendo el período de control de punta de una forma también distinta a la definición de la letra g) del Artículo 13 : "<i>periodo acotado dentro del año que permita entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema</i>". Cabe señalar que esta última definición es más acorde para definición de demanda en horas punta, pero entra en contradicción con la definición del artículo 13 letra g. Cabe señalar que el actual período de control de punta tampoco coincide con la definición de la letra g), provocando una serie de distorsiones que se mencionaron en el comentario al artículo 13 letra g).</p> <p>Finalmente, falta definir que se entiende por horas de punta.</p>	<p>Se propone incorporar que:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora corresponderá al promedio de los registros físicos observados durante las Horas de Punta. - Por Horas de Punta se entiende el Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda residual en el sistema o subsistema, según corresponda.
176	ACENOR A.G.	Artículo 65	El factor indicado en este artículo no tienen sustento ni económico ni de eficiencia, y sólo se usa para adecuar definiciones inconsistentes, las que se pueden mejorar con las propuestas de modificación mencionadas en anteriores observaciones a los Artículos 13 letra g y al artículo 63 ter	Eliminar este artículo, o en su defecto modificarlo eliminando el factor y definiendo las demandas de punta coincidentes, según lo sugerido en la observación al Artículo 13 letra g)
177	ACESOL	Artículo 7º	Parte del texto original de este artículo que se transcribe: " <i>en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación que se utilice, según corresponda, y la indisponibilidad forzada de la misma y de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución. Para el caso de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación será considerada ...</i> ", se ha eliminado en esta versión, sin embargo incluye conceptos importantes relativos a potencia firme, que aun cuando se señalan mas adelante en el reglamento, no resultan redundantes, lo que hace aconsejable mantener este párrafo en el presente artículo.	Restituir el siguiente texto: " <i>en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación que se utilice, según corresponda, y la indisponibilidad forzada de la misma y de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución. Para el caso de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación será considerada ..</i> "
178	ACESOL	Artículo 24	Dice "En caso de que una Unidad Generadora no sea convocada al despacho". Habría que repensar si una unidad que permanece fuera de despacho por mucho tiempo, debiera recibir pago de potencia. Las unidades que reciben pago de potencia deben responder también en el mercado de energía, no es efectivo de que estén siempre de respaldo, sin operar, eso mas bien parece ser reserva fría.	Considerar esta situación en la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia, según se indica en observación a artículo 59.

179	ACESOL	Artículos 25 bis a 25 nonie	De acuerdo a lo indicado en los artículos mencionados, no parece que se esté definiendo este Estado de Reserva Estratégica (ERE) para resolver un tema de potencia, sino mas bien uno de energía. Por ello, no parece adecuado que estas unidades reciban pago de potencia, alterando la remuneración del resto de las unidades que si otorgan confiabilidad. En los mercados que usan reserva estratégica, normalmente cuando entran a operar, lo hacen a un precio de scarcity, fijando un máximo para el costo marginal de energía, lo que afectaría las transferencias de energía, pero no las de potencia.	No consideramos adecuado introducir este concepto aquí, ya que este concepto debiera estar en un reglamento de transferencias de energía.
180	ACESOL	Artículo 30	Una central que aporta suficiencia debe estar en condiciones de operar continuamente despachada para producir energía. Una central que tiene disponibilidad de combustible durante 24 horas solamente, pero que no puede operar continuamente, no debería recibir pago por potencia.	Revisar el guarismo 24 horas, que como se ha demostrado empíricamente, no es adecuado para que las centrales den el respaldo y operen cuando deban ser despachadas continuamente ante eventos de escasez que pueden ser de semanas o meses.
181	ACESOL	Artículo 37	La propuesta contenida para determinar la potencia inicial para el Almacenamiento, tanto stand alone como cuando forma parte de una central renovable, y que también se explica en documento Minuta Consulta Ciudadana Modificación Reglamento Potencia, que es uno de los documentos de esta consulta, pretende usar el concepto de contribución marginal del sistema de almacenamiento, determinando su aporte a la confiabilidad del sistema, como la diferencia entre la demanda de punta sin almacenamiento y la demanda de punta con almacenamiento. Este concepto es usado en los procedimientos denominados ELCC (Effective Load Carrying Capability), sin embargo, para que la comparación con y sin sea correcta, ambos escenarios deben tener la misma confiabilidad, luego es necesario definir previamente una métrica para que así la comparación sea correcta, caso contrario la demanda máxima abastecida en un caso y en el otro pueden tener distinta confiabilidad. Esto se hace, por ejemplo, si se define una cierta Energía no suministrada (ENS), digamos del 0,1%, la optimización propuesta debe converger en ambos casos a la misma ENS, caso contrario no se estará midiendo correctamente la contribución marginal.	La demanda máxima determinada con y sin almacenamiento debe tener la misma confiabilidad, caso contrario la contribución del almacenamiento no estará correctamente medida.

182	ACESOL		Artículo 53	<p>El cálculo actual o tradicional del IFOR, es más adecuado para centrales que operan en base y no para centrales que tengan que operar "siguiendo la curva del pato" y que pueden operar pocas horas en el año, pero su presencia en dichas horas es relevante para la operación del sistema.</p> <p>Las tendencias actuales buscan de alguna forma reconocer la importancia de que la unidad esté disponible en esa transición cuando es llamada a operar en esas pocas horas, y es por eso que se agregan nuevos estados a los tradicionales "on" y "off", que busquen identificar cuando la unidad generadora presenta una falla de forma posterior al momento que fue convocada al despacho y que aún no se encontraba inyectando energía, cuando la unidad generadora presenta una falla de forma posterior a que fue convocada al despacho y si se encontraba inyectando, y cuando la unidad generadora esta en falla, pero convocada al despacho.</p> <p>La inclusión de estos nuevos estados permite así diferenciar entre la indisponibilidad de la central cuando ésta fue necesaria o no para suplir la demanda. Incluso, los estados indicados, pueden ponderarse en forma distinta, para acentuar más el efecto de una indisponibilidad cuando la unidad es necesaria o no en el despacho.</p> <p>Esto es particularmente importante para el almacenamiento, en donde la indisponibilidad en el período de carga no vale lo mismo que la interrupción forzada en la descarga.</p> <p>Se propone incorporar el modelo de mas estados contemplado en el DS 3.</p>	<p>Redefinir IFOR como: $IFOR = TFA / (TFA + TDI + TDE)$</p> <p>T_{FA}: Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora o Almacenamiento se encuentra en Estado de Falla, para una ventana móvil de 5 años.</p> <p>T_{DI}: Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora o Almacenamiento se encuentra en Estado Disponible, para una ventana móvil de 5 años.</p> <p>T_{DE} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora o Almacenamiento se encuentra en Estado Deteriorado, para una ventana móvil de 5 años.</p> <p>Para el cálculo del parámetro TFA , se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora o Almacenamiento fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora o Almacenamiento se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora o Almacenamiento, y se deberán ponderar en menor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla que ocurren cuando dicha unidad no fue convocada al despacho o durante la carga del Almacenamiento..</p>
183	ACESOL		Artículo 59	<p>Se sigue usando un factor único de prorrateo para ajustar la suma de las potencias preliminares a la demanda máxima del sistema, lo que no tiene ningún sentido económico.</p>	<p>Proponemos que el Ministerio reemplace el actual ajuste de la suma de las potencias firmes iniciales a la demanda, mediante un despacho simplificado, no real, en donde se colocan las potencias firmes iniciales y se ordenan en forma creciente de los costos variables promedio, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.</p> <p>Un mecanismo alternativo, como el propuesto en el DS3 se acerca asintóticamente a esto, pero sigue remunerando a todas las unidades, incluso a aquellas que no aportan potencia a la hora de carga residual máxima.</p>

184	ACESOL		Artículo 63 ter	<p>Este artículo señala que: <i>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 entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema Eléctrico Nacional. A partir del informe técnico indicado , 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</i>". No resulta eficiente estar cambiando el periodo de control de punta semestralmente, de hecho esto lo reconoce el Ministerio al indicar también que: <i>"La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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"</i>. Es por ello, que sería recomendable fijar el periodo de control en plazos mas largos, y también falta definir Horas de Punta, . Asimismo, falta definir los atributos mínimos del periodo de control de punta, a saber:</p> <p>Los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos;</p> <p>La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta; y</p> <p>La consistencia de los Periodos de Control de Punta con un Objetivo de Suficiencia, que actualmente el sistema no tiene, y que esta propuesta de cambios tampoco incorpora.</p>	<p>Se propone definir las horas de punta , así como el período de control definido en este artículo con los agregados mencionados, cada 4 o mas años, para que los clientes puedan adecuar sus instalaciones con una visión de mediano plazo.</p> <p>Aplicar lo indicado en este artículo en cuanto a si el estudio indica que se debe hacer un cambio relevante o no. Asimismo, revisar si la instancia del Decreto del artículo 171 de la ley es la mejor opción para definir estos parámetros.</p> <p>Para ello se propone incluir:</p> <p>Los Periodos de Control de Punta se definan para meses consecutivos dentro de un año, para días consecutivos dentro de cada semana, y para horas consecutivas dentro de cada día;</p> <p>Los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos;</p> <p>La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta;</p> <p>Y</p> <p>La consistencia de los Periodos de Control de Punta con un Objetivo de Suficiencia, que actualmente el sistema no tiene, y que esta propuesta de cambios tampoco incorpora.</p> <p>Por Horas de Punta se entiende el Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda residual en el sistema o subsistema, según corresponda.</p>
185	Alfredo Gomez B.	Masculin	Art. 37	<p>No queda claro como se realiza la optimización diaria. Se podría suponer, que se resta la inyección calculada como la Potencia Máxima pondera por la eficiencia, donde la eficiencia seria igual al porcentaje de reconocimiento indicado en el articulo primero transitorio?. Lo otro es que dicha optimización seria simplemente descontar lo anterior a las horas de mayor demanda?</p>	<p>Solicito explicitar: i) como se calculan las inyecciones o inyección?, ii) a que se refiere exactamente la eficiencia de las instalaciones, o es de la instalación?, iii) explicitar la optimización, expresándolo como una función objetivo sujeto a restricciones.</p>
186	Alfredo Gomez B.	Masculin	Art. 63 bis	<p>En dicho articulo se menciona que el Coordinador establecerá supuestos para la realización del estudio del nivel de suficiencia, pero no se indica a que tipos de supuestos se refiere.</p>	<p>Solicito que explicitar a que tipo de supuestos se refiere</p>
187	Alfredo Gomez B.	Masculin	Art. 63 ter	<p>En dicho articulo se menciona que a partir del estudio indicado en art. 63 bis, mas un análisis propio la Comisión determinara los periodos de control de punta. Por lo cual, la comisión podría considerar variables adicionales a las consideradas por el Coordinador, y así obtener resultados distintos a los esperador a partir de dicho estudio.</p>	<p>Solicito que el proceso en que la Comisión determina los periodos de control de punta, quede vertido, al menos de manera general en este reglamento de transferencias de potencia.</p>

188	Florencia Ortúzar y Cristina Lux	femenino	Artículo 25 bis	<p>Dado que el mecanismo de Estado de Reserva Estratégica fracasó como fórmula de respaldo remunerado a la termoeléctrica a carbón Ventanas 1, y dado el hecho que ninguna de las otras 7 carboneras ya retiradas han solicitado permanecer en dicho estatus de respaldo; y que tampoco ha sido solicitado por las otras 12 empresas que han comprometido cierre o reconversión en 2024 y 2025, consultamos si la regulación de esta institución respeta la motivación que debe fundamentar todo acto de la administración. Proponemos eliminar este mecanismo de respaldo de potencia para evitar conflictos de legalidad del mismo.</p> <p>La aplicación de este mecanismo, creado específicamente para incentivar el retiro de centrales a carbón, no fue solicitado por ninguna de las empresas que ya se retiraron y que retiraran sus unidades de generación a carbón entre 2024 y 2025, con excepción de AES, que solicitó ERE para su central más antigua Ventanas 1 en diciembre de 2020.</p> <p>En este único caso, cuando Ventanas 1 fue convocada por el CEN en agosto 2021, a despachar energía al sistema eléctrico, esto no ocurrió. La empresa AES Andes no cumplió con lo indicado en el DS N°62, el cual establece que una central en ERE debe conectarse al SEN luego de un aviso de 60 días previos. En consecuencia, AES Andes recibió 4,4 millones de USD entre enero y junio de 2021, como remuneración del 60% del pago por potencia por tener preparada su central, aunque nunca respondió, ni cumplió la solicitud de CEN de despachar energía al sistema. Finalmente, en junio de 2022, Ventanas 1 solicitó salir del SEN y de ERE. Sumado a lo anterior, AES anunció el pasado 24 de agosto el retiro anticipado y definitivo de su central Ventanas 2 para el 31 de diciembre de 2023, dejando sin efecto la solicitud de paso a Estado de Reserva Estratégica (ERE)</p> <p>En el contexto del objetivo de carbono neutralidad al 2050 establecida en la Ley de Cambio Climático, las recomendaciones de la Política 2050 y los compromisos climáticos incluidos en la NDC (Contribución Nacionalmente Determinada), el mecanismo de ERE constituye un subsidio a la generación a carbón y por tanto un incentivo a las emisiones de CO2 que contradice los objetivos de descarbonización y carbono neutralidad.</p> <p>Al respecto, las modificaciones al reglamento de potencia con respecto al ERE propuesta por el Ministerio de energía, no apunta al fondo de su coherencia con la política energética y no resuelven el grave incumplimiento de AES Andes (que obtuvo un ingreso ilegítimo por un servicio de respaldo no prestado), sino sólo apuntan a un cambio en el proceso burocrático, dando al Ministerio de Energía la responsabilidad de aprobar o rechazar el ERE en vez del Coordinador. Además, no propone ningún cambio en las condiciones, cálculo económico, costo social, fiscalización, verificación y sanciones al funcionamiento del ERE para prevenir nuevos fraudes en su aplicación, y mantiene su lógica subsidiaria de combustibles fósiles, yendo en contra de los objetivos de descarbonización y carbono neutralidad al año 2050. Razones por las cuales consideramos que el ERE debiese ser eliminado del reglamento de potencia.</p>	Derogase el Artículo 25 bis que establece el Estado de Reserva Estratégica (ERE), y cualquier otra referencia al ERE en el Reglamento de Potencia
-----	----------------------------------	----------	-----------------	--	---

189	Florescia Ortúzar y Cristina Lux	femenino	Artículo 13, letra k)	<p>Si el mecanismo de de Estado de Reserva Entratégica (ERE)no fuere eliminado en la propuesta de reforma al reglamento de potencia, recomendamos:</p> <p>En línea con la modificación introducida en el cuarto párrafo del Artículo 25 bis, que habilita al Ministerio de Energía a remitir las solicitudes de cambio a Estado de Reserva Entratégica al Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa y otras entidades , con el objeto de que éstas se pronuncien sobre la debida coherencia de las solicitudes en relación a los planes y políticas nacionales y sectoriales vigentes, se sugiere precisar la definición de Estado de Reserva Entratégica para que refleje que esta remisión de la solicitud para opinión del Comité y otras entidades se justifica en la finalidad perseguida con el cambio de estado.</p> <p>De acuerdo con lo expresado en el Decreto Supremo N°42, Decreto Exento N°50 y en la Mesa Público-Privada para la Descarbonización de la matriz energética nacional, la descarbonización de la matriz energética se logrará mediante el cambio de estado de las unidades de generación que tiene por finalidad dotar de seguridad, suficiencia y eficiencia al Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>El texto propuesto en rojo.</p>	<p>k) Estado de Reserva Entratégica: Corresponde a un 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 25 bis del presente reglamento. La solicitud de cambio a dicho estado tiene por finalidad dar resguardo a la seguridad, suficiencia y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional, mientras se avanza en la descarbonización.</p>
190	Florescia Ortúzar y Cristina Lux	femenino	Artículo 25 bis, cuarto párrafo	<p>Si el mecanismo de de Estado de Reserva Entratégica (ERE)no fuere eliminado en la propuesta de reforma al reglamento de potencia, recomendamos:</p> <p>De acuerdo con lo expresado en el Decreto Supremo N°42, Decreto Exento N°50 y en la Mesa Público-Privada para la Descarbonización de la matriz energética nacional, la descarbonización de la matriz energética se logrará mediante el cambio de estado de las unidades de generación que tiene por finalidad dotar de seguridad, suficiencia y eficiencia al Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>En ese sentido, estamos a favor y saludamos que mediante la propuesta modificación del DS 62 se remitan las solicitudes de cambio de estado al Comité Interministerial de Transición Socioecológica; sin embargo, consideramos pertinente precisar que en dicho espíritu, la opinión de dicho Comité debe ser necesaria y vinculante, debiendo darse en el plazo de evaluación de esta solicitud por parte del Ministerio de Energía. Diferenciándose de las opiniones de otras entidades que pueden ser no necesarias y no vinculantes para la evaluación del Ministerio de Energía. Sumado a ello, la desición del Ministerio sobre eventuales solicitudes de ERE, debe ser respaldada por un informe técnico, de caracter público.</p> <p>El texto propuesto en rojo.</p>	<p>Artículo 25 bis: (...)</p> <p>El Ministerio de Energía deberá remitir las solicitudes de Estado de Reserva Entratégica aprobadas, junto con el documento técnico que fundamenta dicha aprobación, al Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa, a efectos de contar con su opinión vinculante en el plazo solicitado, con el objetivo de que ésta se pronuncie sobre la debida coherencia de las solicitudes en relación a los planes y políticas nacionales y sectoriales vigentes. Asimismo, el Ministerio de Energía podrá remitir las solicitudes de cambio a Estado de Reserva Entratégica a otras entidades, con el mismo objetivo pero siendo sus opiniones no vinculantes. Por su parte, el Ministerio de Energía podrá solicitar antecedentes o informes a otras entidades públicas o de carácter privado.</p> <p>(...)</p>

191	Florencia Ortúzar y Cristina Lux	femenino	Artículo 25 quáter	<p>Si el mecanismo de de Estado de Reserva Entratégica (ERE)no fuere eliminado en la propuesta de reforma al reglamento de potencia, recomendamos:</p> <p>Aprovechando las mejoras introducidas al Reglamento, sugerimos dotar de mayor claridad las consecuencias de que una unidad generadora en Estado de Reserva Estratégica no se encuentre disponible y no despache a solicitud del Coordinador, esto es, no se encuentre en condiciones técnicas de inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional y no opere en el plazo dado por el Coordinador (inclusive, si su operación es suspendida por ser defectuosa). Lo anterior bajo el entendido de que se trata de obligaciones (disponibilidad y activación) asumidas por el titular de estas unidades generadoras.</p> <p>Adicionalmente, consideramos que 60 días de plazo de aviso del Coordinador para que las centrales entren a despacho es excesivo, y no constituye un respaldo económicamente ni ambientalmente razonable. Sugerimos ajustar el plazo de aviso del Coordinador para que las unidades entren a despacho para acortar el plazo de disponibilidad de despacho de la central en estado de ERE. En países con una regulación similar se contemplan plazos inferiores a los 60 días dispuestos por el DS 62. Por ejemplo, en el caso de Alemania, el plazo de antelación para llamar a despacho es de 11 días, y en el caso de Sudáfrica es de 5 días (ver página 81 del Informe), por lo que consideramos que un promedio de 8 días resulta razonable.</p> <p>Se puede revisar el Informe – Licitación N°83296674 "Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile" elaborado por Inodú en el marco de la Mesa de Descarbonización (ver: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/Reporte_Final.pdf).</p> <p>El texto propuesto en rojo.</p>	<p>Artículo 25 quáter: 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 8 días corridos desde el aviso que el Coordinador le dé al correspondiente Participante del Balance de Potencia.</p> <p>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. En caso la Unidad Generadora no se encuentre en condiciones técnicas para inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional y no realice el despacho en los términos antes referidos, será de aplicación lo establecido en el Artículo 25 septies.</p>
-----	----------------------------------	----------	--------------------	---	---

192	Florencia Ortúzar y Cristina Lux	femenino	Artículo 25 septies	<p>Si el mecanismo de de Estado de Reserva Entratégica (ERE)no fuere eliminado en la propuesta de reforma al reglamento de potencia, recomendamos:</p> <p>Considerando lo ocurrido con la central Ventanas 1 de AES Andes, donde no hubo mayor fiscalización ni penalización por el incumplimiento de las obligaciones contenidas en ERE, incluso habiendo recibido AES Andes, unos 4,4 millones de USD que fueron pagados por todos los agentes del mercado, sugerimos dotar de mayor claridad las consecuencias y sanciones a los titulares de ERE que no cumplen con la disponibilidad de sus centrales y en consecuencia no despachan la energía solicitada por el Coordinador. Es decir, que no se encuentra en condiciones técnicas de inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional y no opere en el plazo dado por el Coordinador (inclusive, si su operación es suspendida por ser defectuosa). Lo anterior bajo el entendido de que se tratan de obligaciones (disponibilidad y activación) de servicio de respaldo remuneradas, asumida por el titular de estas unidades generadoras.</p> <p>En ese sentido, tomando como referencia el marco comparado de la Unión Europea donde países como Alemania tienen regulación similar, debemos hacer referencia al régimen de sanciones (penalizaciones) desarrollado en el informe denominado Analyses on system adequacy and capacity mechanisms in the Western Balkans, elaborado por Compass Lexecon, DLA Piper Weiss-Tessbach, 2020 (ver: https://www.aers.rs/Index.asp?l=2&a=45.04&tp=TEEZ). En la página 94 de dicho informe se precisa que las sanciones asociadas a unidades que no entran en despacho son penalizaciones por "indisponibilidad" y por "falta de activación".</p> <p>En el presente Artículo 25 septies observamos que se aborda la penalización por indisponibilidad a cargo del Coordinador, quien realizará las reliquidaciones correspondientes y solo cabe precisar que el Informe Técnico de verificación operacional y de confiabilidad debe ser público para que las empresas coordinadas puedan dar seguimiento a la sostenibilidad económica del Sistem Eléctrico Nacional.</p> <p>En cuanto a la penalidad por falta de operatividad, sugerimos que es la oportunidad de sistematizar la sanción correspondiente cuyo procedimiento deberá estar a cargo de la Superintendencia de Electricidad y Combustible, quien es finalmente el ente competente para normar las sanciones correspondientes de acuerdo al título IV de la ley 18.410 (principio de tipicidad), supervisando el cumplimiento de la obligación de operatividad, y en caso de detectar incumplimiento aplicar las sanciones en esa norma reguladas.</p> <p>El texto propuesto en rojo.</p>	<p>Artículo 25 septies: En caso que una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sea convocada al despacho por el Coordinador, en los términos establecidos en los Artículos 25 quáter y siguientes del presente reglamento, y ésta no se encuentre en condiciones de inyectar energía en el plazo indicado en el señalado Artículo 25 quáter, o no opera 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 No Disponible y no será remunerada hasta que se compruebe que está en condiciones de inyectar energía mediante la realización de una prueba o verificación.</p> <p>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. El informe Técnico para verificar el estado operacional y confiabilidad de la unidad será puesto en conocimiento de las empresas coordinadas, por el Coordinador; y posteriormente quedar disponible como documento público en la pagina web del Coordinador. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del correspondiente Participante del Balance de Potencia.</p> <p>Sin perjuicio de la indiponibilidad técnica de la Unidad de Generación, la Superintendencia de Electricidad y Combustible sancionará la falta de despacho de la Unidad Generadora en el plazo legal establecido, así como la suspensión del despacho por operar inadecuadamente.</p>
193	Florencia Ortúzar y Cristina Lux	femenino	Artículo 25 septies	<p>Si el mecanismo de de Estado de Reserva Entratégica (ERE)no fuere eliminado en la propuesta de reforma al reglamento de potencia, recomendamos:</p> <p>En una Disposición Transitoria del Decreto que busca modificar el DS 62, sugerimos establecer que las sanciones correspondientes al Artículo 25 septies por falta y suspensión del depachó serán aplicadas en un plazo de 30 días por la Superintendencia de Electricidad y Combustible, en aplicación del principio de tipicidad.</p>	

194	Bioenergías Forestales SpA	N/A	Artículo N°34	<p>Se solicita incorporar al presente artículo el reconocimiento a la disponibilidad de los SSCC, en línea con el informe sobre la definición de SSCC elaborado por la CNE. Donde señalar que la disponibilidad no debe afectar el cálculo que realiza el Coordinador. al respecto el procedimiento interno del coordinador señalar lo siguiente:</p> <p>nota: la prestación de SSCC, puede afectar el calculo que realiza el CEN para determinar la potencia de suficiencia de los Autoproductores, por eso es necesario que dicha prestación no afecte el cálculo y quede reconocido a nivel reglamentario.</p>	<p>Artículo 34: Los Autoproductores deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una central de potencia igual a dicho excedente. A partir de la Potencia Inicial del inciso precedente, cada Autoproducer se incorporará al procedimiento de cálculo de las transferencias de potencia de manera equivalente al resto de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, conforme a las disposiciones que se establecen en el presente reglamento.</p> <p>La disponibilidad de los recursos para la prestación de los SSCC no afectará los cálculos de disponibilidad del aporte de unidades generadoras y sistemas de almacenamiento a la Suficiencia del Sistema</p>
195	COPEC S.A.	No aplica	Artículo 37	<p>Respecto del proceso de optimización para determinar la curva de carga horaria equivalente, ¿El problema de optimización se realizará en función de un problema que tiene por objetivo la minimización de los spreads entre la demanda baja y la demanda alta en un día? ¿O será en función de los Costos Marginales?</p>	No aplica
196	COPEC S.A.	No aplica	Artículo 63 ter	<p>En este artículo se señala que "La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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."</p> <p><i>¿Qué factores se considerarán para definir cambios relevantes y modificaciones considerables?</i></p>	No aplica
197	COPEC S.A.	No aplica	Artículo Tercero	<p>En el punto e) del artículo tercero se señala que, "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, <u>debiéndose priorizar lo proveniente de la componente de generación.</u> "</p> <p><i>¿Cuál es el sentido de la priorización? ¿Corresponde esta prioridad a que, de forma horaria se debe cargar el sistema de almacenamiento con la energía proveniente de la componente de generación y, luego de esto, se podrá cargar desde la red? ¿O se refiere a que, en el despacho de la energía almacenada se considerará como costo variable en primera instancia la proveniente de la componente de generación y, luego de esto los costos variables de la componente asociada a la carga de la red? Dependiendo del caso, pudiese ser una frase redundante en el entendiendo que para la carga no tendría sentido técnico ni económico plantear una metodología distinta</i></p>	"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."

198	COPEC S.A.	No aplica	Artículo Tercero	El artículo tercero viene a realizar modificaciones al Decreto Supremo N°125, de 2017. En este contexto, la carga de la red tanto para sistemas de almacenamiento como sistemas de almacenamiento acoplados a generación tendrían cabida. Por lo anterior, los costos asociados a la carga vendrían dados por lo que indica el artículo 97 del DS 125. No obstante, el decreto y el artículo 97 en particular, no es claro respecto de ¿Cuáles son los costos de cargar un sistema de almacenamiento conectado en la red de distribución? Se plantea esta duda en el entendido de que no es claro el precio de carga para sistemas de almacenamiento, por lo que, se solicita se pueda desglosar los costos en que incurriría un sistema de almacenamiento al realizar la carga considerando conexiones a nivel de Transmisión, así como, de Distribución.	No aplica
199	COPEC S.A.	No aplica	Artículo primero transitorio	¿Qué se entiende por potencia máxima? ¿El Cálculo se realizará en el año cero solamente o de forma anual considerando variaciones de capacidad como, por ejemplo, la degradación del sistema de almacenamiento? De ser afirmativa la respuesta anterior, ¿Existirá una instancia anual donde se entregue la información referente a los parámetros de operación de los sistemas?	No aplica
200	DPP Holding Chile SpA		35	La medición de la información estadística del insumo primario de las Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales debería ser directa, y, en caso alguno, a través de su estadística de generación, de manera de eliminar el efecto curtailment.	Se sugiere la siguiente redacción: "Para tal efecto, el Coordinador utilizará la información estadística de disponibilidad del insumo primario que aporte cada Participante del Balance de Potencia".
201	DPP Holding Chile SpA		37	<p>No es claro que la fórmula indicada en el artículo tenga soporte en simulaciones de la operación real del sistema, lo que permitiría argumentar a favor de dicha expresión matemática. De hecho y solo como ejemplo, el Coordinador está actualmente utilizando una metodología alternativa para calcular dicha P_inicial.</p> <p>Por otra parte, el Artículo Primero Transitorio permite que la metodología de cálculo de la potencia inicial de la infraestructura de almacenamiento sea iterada hasta encontrar la idonea (iteración que estimamos necesaria de manera previa a la fijación de la metodología).</p>	<p>Artículo 37: La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para cada instalación de forma individual de acuerdo con lo establecido en el presente artículo.</p> <p>La metodología y los supuestos a considerar para el cálculo mencionado anteriormente serán detallados en un procedimiento que deberá ser definido posteriormente para dichos efectos.</p>
202	DPP Holding Chile SpA		37	Para ejecutar la simulación teórica propuesta, necesitamos especificar el número de ciclos de carga/descarga por día que se consideran para el sistema de almacenamiento de energía. Se supone que este valor debe coincidir con el valor utilizado en la operación real del sistema.	Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, y con resolución horaria, que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema respectivo, considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior, considerando el mismo número de ciclos diarios de carga y descarga utilizados en la operación real del sistema.

203	DPP Holding Chile SpA	53 BIS	<p>La disponibilidad efectiva es un indicador de base histórica. Luego, la verificación de unidades con despacho esporádico o nulo mediante auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas de operación no permitirá reconstruir la historia de los pasados 2 años. Además, ante la duda respecto de la disponibilidad pasada, el juicio del Coordinador tendería a ser favorable a la unidad, pues no se puede disminuir la disponibilidad por simple sospecha, sin una comprobación concluyente. Lo anterior va en directo desmedro de las unidades de despacho habitual, cuya disponibilidad se observa diariamente.</p>	<p>En caso de que la disponibilidad de la Unidad Generadora o del Sistema de Almacenamiento de Energía sea distinta a la informada el Coordinador deberá enviar una comunicación al propietario de las instalaciones, a la Comisión Nacional de Energía y a la SEC, informando de la situación. Ante esta situación, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador una actualización de esta disponibilidad inmediatamente detectada la diferencia."</p>
204	DPP Holding Chile SpA	60	<p>Tratándose de una operación ficticia, con todas las unidades operando según sus potencias de suficiencia, el sistema de transmisión también debería evaluarse para una condición N.</p>	<p>Sugerencia: "La operación debería simularse para una condición N y en base a los parámetros nominales de las instalaciones involucradas"</p>
205	DPP Holding Chile SpA	63 BIS	<p>Respecto a la frase "<i>Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter</i>" no queda claro por qué el escenario "con control de punta" sería diferente del escenario "sin" control en relación con el despliegue real de centrales eléctricas. Dado que la gestión de picos es, en última instancia, una iniciativa de gestión que luego se asigna a los picos de demanda, lo que determina los costos, ¿cómo podría el coordinador conocer/evaluar el impacto conductual de la demanda a determinar? ¿Su estrategia de gasto durante las horas pico?</p>	<p>Sugerencia: "Se deben explicitar los principales supuestos que se van a considerar a la hora de realizar el estudio indicado".</p>
206	DPP Holding Chile SpA	63 TER	<p>Respecto al siguiente párrafo:</p> <p>"La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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."</p> <p>Las declaraciones del párrafo anterior no indican bajo qué escenarios o condiciones específicas pueden ocurrir cambios en el período de control pico, sino cuáles son los "cambios relevantes" en las condiciones del sistema eléctrico, sujeto a interpretación en cuanto a lo que se considera</p> <p>Dada la relevancia que tiene la definición de horas pico de control para los diversos actores involucrados en la cadena de valor del mercado eléctrico, ¿cuáles son los "cambios relevantes" y los "cambios sustanciales" para dar mayor certeza sobre posibles cambios? Creo que debemos definir qué es considerado Durante los periodos de mayor control.</p>	<p>Se sugiere definir que se considerará como "cambios relevantes" y "modificaciones considerables" que podrían derivar en un cambio del período de control de punta previamente definido.</p> <p>Adicional a lo anterior, se sugiere definir un marco mínimo desde el cual se pueda eventualmente modificar el periodo de control de punta.</p> <p>A modo de ejemplo:</p> <p>A nivel diario, se sugiere especificar si el bloque asociado a control de punta será de un máximo de horas (por definir), todas ellas contiguas.</p> <p>A nivel semanal, se sugiere especificar si los bloques asociados a control de punta serán en días hábiles y contiguos.</p>

207	DPP Holding Chile SpA		Artículo Tercero, Literal e	<p>Dado el tenor del literal e) del artículo Tercero, es necesario aclarar cómo se aplicará y qué alcances tendrá el caso que una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deba ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía cuando su energía provenga de retiros del sistema para efectos de la programación de la operación y operación en tiempo real.</p> <p>Por ejemplo, no queda claro qué ocurre si contando con energía almacenada proveniente de la componente generación, la central efectúa, adicionalmente, retiros del sistema para almacenar. En este tipo de casos cabe preguntarse: (i) Qué normativa se aplicará a las inyecciones que realice posteriormente dicha central; (ii) Respecto a las inyecciones que se realicen con la energía almacenada cómo se distinguirá si dicha energía proviene de la componente generación o de los retiros; (iii) Qué normativa se aplicará a la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que deba ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía conforme a este artículo respecto a su cálculo de potencia.</p> <p>Cabe considerar que posiblemente las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en pos de un uso eficiente de su capacidad de almacenamiento, complementen el uso de dicha capacidad, realizado principalmente con la energía producida por su componente de generación, con energía retirada del sistema en menores porcentajes. Por ejemplo, considerando las variaciones de la radiación solar dentro de un año calendario, pueden existir Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento que cuenten con una capacidad acotada de almacenamiento durante los meses de invierno que puedan realizar retiros, también acotados, con el objeto de hacer más eficiente el uso de dicha capacidad.</p> <p>El que una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento sea tratada íntegramente como un Sistema de Almacenamiento de Energía para efectos de la programación de su operación y operación en tiempo real por el uso ocasional y/o marginal de su capacidad de almacenamiento con retiros del sistema no tiene sentido alguno y genera un desincentivo al uso eficiente de dicha capacidad. Además, este literal viene a complejizar el escenario para el almacenamiento, debido a que no logra dimensionar la totalidad de sus consecuencias que su implementación pudiese causar. Es por todo lo anterior que con el fin de que se evite dificultar la entrada de almacenamiento y complejizar los terminos recomendamos eliminar este literal.</p>	<p>Se sugiere eliminar este literal de la propuesta de modificación. Entendemos que la redacción que se propone tiende a complejizar el despacho e incentivos de las instalaciones involucradas.</p>
-----	-----------------------	--	-----------------------------	--	--

208	DPP Holding Chile SpA	Artículo Segundo	<p>Consideramos necesario realizar una observación respecto de esta norma debido a las importantes consecuencias que se derivan de la actual redacción de esta norma y que es indispensable aclarar antes de su entrada en vigencia.</p> <p>El contenido de este artículo hace modificaciones muy relevantes a la forma de operar de los PMGD, ya que en la actualidad este tipo de unidades operan obligatoriamente conforme al régimen de operación de autodespacho (régimen de operación único), mientras que si entra en vigencia esta modificación, los PMGD “podrán optar por operar con autodespacho” (régimen de operación al que debemos entender los PMGD podrán acceder) y, por tanto, cabe preguntarse cuál es el régimen de operación aplicable por defecto para los PMGD que no ejerzan su opción por el régimen de operación de autodespacho, no quedando otro, que el régimen de operación sujeta al Coordinador Eléctrico Nacional igual que el resto de las unidades generadoras.</p> <p>De esta forma, la normativa propuesta reemplaza el régimen único de operación existente para los PMGD, por un régimen de operación en el cual los PMGD se encontrarán sujetos a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional pudiendo optar por operar con autodespacho.</p> <p>Sin embargo, la norma propuesta no aclara puntos tan relevantes como: (i) Cómo y desde cuándo se aplica este cambio; (ii) Si se aplica a los PMGDs en operación o que están en construcción; (iv) Cómo y cuándo puede un PMGD optar por el autodespacho; (v) A quién se comunica la opción y qué requisitos se deben cumplir; (vi) Es posible revertir la opción; y (vii) Aclarar si hay un tiempo mínimo de permanencia en el régimen de autodespacho.</p> <p>Además en este minuto se lleva a cabo la modificación a la norma técnica y operación de los PMGD donde lo que busca es poder limitar inyección de energía as ciertos horarios, principalmente nocturnos, por lo que ser un PMGD coordinado no tiene sentido bajo esta definición.</p> <p>Creemos que este cambio del régimen general para los PMGD es un error y va más allá del alcance que originalmente se quiso dar a esta norma.</p> <p>En este sentido recomendamos que la norma debiese mantener como régimen de operación general para los PMGD el autodespacho y permitir la opción, bajo ciertas condiciones, de que puedan optar los PMGD por el régimen de operación de estar sujetos a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional. De esta forma, se evitaría introducir por medio de este artículo un cambio radical en la forma de operación de los PMGD que exigiría la incorporación de una regulación más detallada y clara respecto a su contenido y alcance.</p>	<p>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:</p> <p>▣</p> <p>▣) Reemplazase en el inciso primero del artículo 93 la frase "Todo PMGD operará con Autodespacho" por "Todo PMGD operará con autodespacho. Sin embargo, los propietarios u operadores de un PMGD podrán optar por operar sujetos al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, en cuyo caso deberán informar al Coordinador".</p> <p>*Es necesario incorporar una regulación especial respecto de los PMGD que opten por operar sujetos al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador y que determine materias tales como: (i) cómo y desde cuándo es posible optar por este cambio de régimen; (ii) si esta opción podrá ser adoptada por los PMGDs en operación o que se encuentran en construcción; (iii) a quién se le debe comunicar esta opción y qué requisitos se deben cumplir; (vi) determinar si posible revertir la opción; y (vii) si existe un tiempo mínimo de permanencia en el régimen de que se opte.</p> <p>De no usar la opción anterior corregir a lo siguiente: "Los propietarios u operadores de un PMGD podrán optar por operar con autodespacho, en cuyo caso deberá informar al Coordinador." Se prefiere eliminar terminos y plazos, debido a que deja abierto a cualquier otra consideración que venga del coordinador.</p>
-----	-----------------------	------------------	--	--

209	DPP Holding Chile SpA		Artículo primero transitorio	<p>En relación con la duración prevista del componente de almacenamiento de los sistemas de almacenamiento e instalaciones con capacidad de almacenamiento de energías renovables, es muy importante que dichas ayudas económicas sean compatibles con los periodos de evaluación de inversiones de estas tecnologías. En particular, las tecnologías de baterías, al igual que otras tecnologías de almacenamiento, normalmente requieren al menos 20 años para recuperar el valor de su inversión.</p> <p>En la actualidad los sistemas de almacenamiento y centrales renovables con capacidad de almacenamiento tienen una penetración incipiente en el sistema, por lo tanto, la mayor parte de este tipo de proyectos se encuentran en fase de desarrollo y es poco probable que entren en operación antes de la fecha de publicación del Reglamento en el Diario Oficial, lo que redundará en un menor periodo de aplicación de la tabla de reconocimiento de potencia inicial indicada en el presente artículo, lo que resta eficacia a la señal de de estabilidad de ingresos del mercado de potencia que busca establecer dicho régimen transitorio.</p> <p>Adicionalmente, actualmente se debate en el Congreso la Ley de Transición Energética. En particular, esta presentación trata sobre el proceso de licitación de la infraestructura del sistema de almacenamiento, que recibirá el pago de la V.A.I.A. por un periodo de 15 años. Con el fin de obtener ofertas más competitivas para la licitación en cuestión, es importante que la extensión de tiempo de ambos procesos se reduzca en la medida de lo posible.</p> <p>Por las razones mencionadas anteriormente, solicitamos que la tabla mencionada en el artículo tenga una vigencia de 20 años.</p>	"Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 20 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo."
210	CI NMF I Arena ProjectCo SpA		ARTICULO TERCERO	Se debe incluir una modificación al artículo 95 del DS N°125, el cual limita a las empresas con sistemas de almacenamiento como activo único a comercializar energía. El artículo 95 dice: "Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres." Este artículo contraviene la última modificación de la LGSE publicada en la Ley N°21.505, específicamente lo establecido en el artículo 149.	b) Elimínase el artículo 95.
211	Grenergy Renovable Limitada	NA	Art 13	Flexibilizar concepto de energía afluente para centrales con capacidad de regulación diaria. Para considerar centrales como Concentración de Potencia y Baterías de Carnot.	h) Energía de Regulación: Energía afluente anual para la condición hidrológica definida en el Artículo 39 del presente reglamento; más la energía acumulada al 1 de abril, promedio de los últimos 20 años de la estadística disponible, en Centrales Renovables con Capacidad de Regulación diaria o superior, o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento diaria o superior, en ambos casos, cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica, conforme a lo indicado en el Artículo 40 del presente reglamento; más la proporción de energía afluente de unidades pertenecientes a las centrales indicadas anteriormente, provenientes de centrales sin capacidad de regulación, conforme a lo establecido en el Artículo 42 del presente reglamento.

212	Grenergy Renovable Limitada	NA	Art 23	La verificación de Potencia máxima a SAE debe contar con un criterio distinto al de mantener por 5 horas la potencia máxima, esto debido a que en caso de contar con una Capacidad inferior a 5 horas, no será posible contar con este criterio de verificación .	Los criterios y condiciones bajo los cuales se debe realizar tal verificación deberán ser transparentes, no arbitrarios ni discriminatorios, acordes a las características de las Unidades de Generación y Sistemas de almacenamiento , e informados con la debida antelación al Participante del Balance de Potencia respectivo.
213	Grenergy Renovable Limitada	NA	Art 37	Para una correcta optimización de la Demanda con el objetivo de disminuir su nivel máximo y mínimo, es necesario caracterizar de buena forma la eficiencia del sistema, el cual para el caso de la Batería tiene una eficiencia en la carga, y una eficiencia en la descarga. De lo contrario no se podrá determinar la curva de carga horaria equivalente de manera precisa	c) Eficiencias de las instalaciones en sus procesos de inyección y retiros.
214	Grenergy Renovable Limitada	NA	Art 49	Se pide definir y publicar el modelo probabilístico utilizado por el CEN para calcular la potencia de suficiencia preliminar.	Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine el Coordinador, el cual deberá considerar para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios. El coordinador debe definir y publicar el modelo probabilístico a utilizar en su pagina web con un periodo de al menos 1 año.
215	Grenergy Renovable Limitada	NA	Artículo Tercero, c)	Para arbitraje de precio no se indica como será la operación en los escenarios de contingencias del sistema y como el Sistemas de Almacenamiento (SAE) operaria en dicha condición. Dado que el objetivo del SAE es hacer arbitraje de precio, como se relacionarían los escenarios de contingencia con el programa de retiro enviado al Coordinador.	
216	Engie Energía Chile S.A.		4	Se establece un plazo de 10 días hábiles para el envío de observaciones al cálculo preliminar y definitivo de potencia de suficiencia. Sin embargo, debido al volumen de información resulta un plazo muy acotado.	"Para el cálculo preliminar y el cálculo definitivo, los Participantes del Balance de Potencia y los Titulares de Transmisión, contará con 15 días hábiles a partir de la comunicación del Coordinador, para enviar sus observaciones al mismo."
217	Engie Energía Chile S.A.		8	Se hace mención a sistemas de almacenamiento de pequeña escala en los términos definidos en la Ley. Sin embargo, la definición de pequeña escala existe sólo para medios de generación, no para sistemas de almacenamiento.	Se propone definir "sistemas de almacenamiento de pequeña escala".
218	Engie Energía Chile S.A.		13	Literal k) define que el Estado de Reserva Estratégica debe ser aprobado por el Coordinador, sin embargo, en el art. 25 bis esto fue modificado para que dicha aprobación sea otorgada por el Ministerio.	Se propone cambiar definición del literal k) por: "Estado de Reserva Estratégica: Corresponde a un Estado Deteriorado en que puede encontrarse una Unidad Generadora, solicitado por el correspondiente Participante del Balance de Potencia y aprobado por el Ministerio , en los términos que establece el Artículo 25 bis del presente reglamento."
219	Engie Energía Chile S.A.		13	Literal y) dice: "... la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones..."	Se propone incorporar a la redacción "... la indisponibilidad forzada de las unidades y almacenamientos de energía , y la indisponibilidad de las instalaciones..."
220	Engie Energía Chile S.A.		25 sexies	En art. 25 sexies se establece la posibilidad de solicitar una prorroga de fecha de término del ERE al Coordinador, sin embargo, la aprobación de ERE y sus respectivas fechas son ahora concebidas por el Ministerio. Por lo tanto, para estar acorde a los otros artículos se propone dar la facultad de prorroga al Ministerio.	Se propone modificar la redacción por: "... Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Ministerio , prorrogar la fecha de término de permanencia en dicho estado, ..."

221	Engie Energía Chile S.A.		25 octies	En art. 25 octies se establece la posibilidad de solicitar una prórroga de fecha de término del ERE al Coordinador, sin embargo, la aprobación de ERE y sus respectivas fechas son ahora concebidas por el Ministerio. Por lo tanto, para estar acorde a los otros artículos se propone dar la facultad de prórroga al Ministerio.	Se propone modificar la redacción por: "... Balance de Potencia podrá solicitar al Ministerio que evalúe la pertinencia de prorrogar dicha fecha ..." y "... El Ministerio deberá dar respuesta a la solicitud indicada ..."
222	Engie Energía Chile S.A.		31	El Artículo establece la metodología para determinar la Potencia de Inicial de una Unidad Generadora que posea capacidad de respaldo, según lo dispuesto en el artículo 30. Es así como su Potencia Inicial se determinará de acuerdo a una expresión que considera tanto la Disponibilidad Media Anual del Insumo Principal como la Disponibilidad Media Anual del Insumo Alternativo. En ambos caso se propone utilizar disponibilidades mínimas de los últimos 5 años, sin que ellas sean consistentes en su medida de temporalidad, es decir, que sean coincidentes en el periodo auditado (cinco años anteriores).	Se solicita modificar la definición de: <i>DIA</i> : Disponibilidad media anual del Insumo Alternativo de la Unidad Generadora, coincidente con la menor disponibilidad media anual del Insumo Principal 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.
223	Engie Energía Chile S.A.		38	Se establece que la Potencia Inicial de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, corresponderá a la suma de la Potencia Inicial de la componente de almacenamiento y la Potencia Inicial de la componente de generación , calculada en función de insumo primario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y la norma técnica. Lo que no queda claro es cómo se evaluará Factor de Planta anual de la componente de generación, toda vez que el perfil de Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento se verá afectado por el proceso de almacenamiento.	Se solicita aclarar o especificar las condiciones que permitirán establecer que la Potencia Inicial de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, corresponderá a la suma de la Potencia Inicial de la componente de almacenamiento y la Potencia Inicial de la componente de generación, calculada en función de insumo primario correspondiente.
224	Engie Energía Chile S.A.		55	El artículo 55 señala que la indisponibilidad forzada para unidades generadoras o almacenamiento que sean considerados por primera vez en las transferencias por potencia puede ser asignada en función de lo garantizado por el fabricante. Este instrumento no posee métodos de auditoría. En la práctica las unidades que han utilizado este instrumento muestran que en realidad su tasa de falla es mayor a la asegurada por el fabricante.	Se solicita eliminar la frase "o las que garantice el fabricante", o en su defecto cambiar la redacción para explicitar que dicho instrumento sólo se puede utilizar en caso de no contar con estadísticas nacionales. Por ejemplo: "... Sobre la base de 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".

225	Engie Energía Chile S.A.		58 bis	<p>En línea con los análisis del Coordinador, considerando la capacidad instalada actual como futura de Pequeños Medios de Generación (PMG) y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), resulta fundamental el establecer un marco de coordinación y visibilidad para operar conjuntamente todas estas unidades generadoras de manera segura. En este sentido, es imperativo que exista una coordinación efectiva y una visión integral de la operación de estos diversos Medios de Generación cuya coordinación no solo garantiza la optimización del sistema eléctrico en su conjunto, sino que también contribuye a la seguridad y la confiabilidad del suministro eléctrico en el país.</p> <p>En particular, en el contexto del proceso de Suficiencia eléctrica se vuelve esencial disponer de registros precisos y actualizados que reflejen el estado operativo de cada uno de estos medios de generación. La recopilación y el análisis de esta información son elementos fundamentales para tomar decisiones informadas y estratégicas en la planificación y operación del sistema eléctrico nacional, todo lo cual va en concordancia con los objetivos planteados por el Coordinador, en cuanto a garantizar tanto la eficiencia como la competencia en el mercado eléctrico.</p> <p>En concordancia con lo anterior, se propone hacer extensiva la señal regulatoria establecida en el Artículo 58 bis al hacerla extensiva a todos los PMG y PMGD, independiente de su tecnología.</p>	<p>Artículo 58 bis: Las Unidades Generadoras, que operen bajo el régimen de autodespacho, se les considerará potencia equivalente nula mientras se encuentren en dicho régimen de operación.</p> <p>Junto con lo anterior, se recomienda armonizar el DS 88/2019 consistentemente, incluyendo dicho requisito para "vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia" (al menos, los Artículos: 9°, 13°, 28°, 93° y 110°).</p>
226	Engie Energía Chile S.A.		63 bis y 63 ter	<p>Se observa que los períodos de punta de cada año corresponderán a estudios anuales del Coordinador y a análisis posteriores de la CNE, no obstante lo anterior implica mucha incertidumbre respecto de los periodos de punta de los próximos años y que no sólo tendrán efectos en el mercado de la potencia sino también en el de energía, es decir si cada año cambia el período de punta no existirá certeza respecto a cual será la demanda de energía para los próximos años porque dependerá de las horas de cada año en que se elija dicho período de punta. Esto no permite efectuar una adecuada planificación del sistema eléctrico nacional y de la seguridad de abastecimiento que existe actualmente al saber con anterioridad el periodo de punta de los próximos años y saber de antemano cuando la demanda enfrenta estas restricciones para estimar su magnitud. En conclusión, la incorporación de la determinación de las horas de punta cada año con una metodología anual puede afectar las decisiones de planificación de la red, de la suficiencia del sistema al verse cambios en la demanda anualmente y efectos poco predecibles en el mercado de la potencia que requiere de cierta estabilidad en su remuneración.</p>	<p>Se propone que exista una metodología de determinación de la potencia de punta que sea estable en el tiempo para entregar señales de estabilidad a la planificación y seguridad de abastecimiento del sistema eléctrico nacional, por ejemplo cada 10 o 15 años. Favoreciendo así la estabilidad necesaria en el mercado de la potencia para asegurar la inversión en el mercado eléctrico.</p>

227	Engie Energía Chile S.A.		ARTÍCULO TERCERO	<p>De acuerdo a la propuesta de modificación al Artículo 110 del Reglamento de Coordinación de la Operación, DS 125/2017, se debiese considerar todas las posibles alternativas de operación y a su vez la coherencia con la propuesta de modificación. Es así, que se debiese modificar en la definición de Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, aquello que la componente de generación y una componente de almacenamiento, tienen <u>el mismo punto de conexión.</u></p>	<p>Se propone armonizar toda la normativa con la siguiente definición:</p> <p><i>Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas conectadas de forma que se priorice el almacenamiento de la energía proveniente de la componente de generación. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.</i></p> <p>Alternativamente, definir el alcance o limitación de los que se entiende por "mismo punto de conexión", más allá de lo definido en la NTSyCS (El Punto de Conexión de una central generadora al ST corresponde a la barra de alta tensión de sus transformadores de poder.) , en particular porque limita las alternativas de conexión, más cuando existen alternativas para verificar la dependencia y conexión eléctrica de ambas componentes, y que además no se produzca Inyección y Retiro al mismo tiempo.</p>
228	Engie Energía Chile S.A.		ARTÍCULO TERCERO	<p>En concordancia con lo mencionado en la Minuta de Consulta Ciudadana, en cuanto a que "Dada la reciente publicación de la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, resulta indispensable actualizar la normativa a efectos de armonizar la regulación de los sistemas de almacenamiento en el contexto del mercado de transferencias de potencia <u>para alcanzar un despliegue de dicha tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional</u>, otorgando certeza regulatoria a la industria y dar señales para la inversión en este tipo de proyectos." , se estima como fundamental el poder evitar todas aquellas inflexibilidades que pudiese poner limitaciones al desarrollo de cualquier tipo de almacenamiento de energía que pueda contribuir al desarrollo del sistema.</p> <p>En este punto, se estima como una condición excesiva el mantener que el Modo de Retiro y Modo de Inyección de un Sistema de Almacenamiento deba efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, más cuando en este caso (Artículo 92) sólo busca que ambos modos no ocurran de manera simultánea.</p>	<p>Se propone modificar el Artículo 92 del DS-125/2017 por el siguiente texto:</p> <p><i>Artículo 92.- En los Sistemas de Almacenamiento de Energía y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Inyección, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el Modo Inyección corresponde a aquel en el que se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.</i></p>

229	Engie Energía Chile S.A.	ARTÍCULO TERCERO	En concordancia con la modificación propuesta para el Artículo 110 del DS-125/2017, se solicita complementar el Artículo 94. Se solicita dejar de forma explícita que también incluye a las <i>Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento</i> .	Se proponen la siguiente modificación: Artículo 94.- Las inyecciones y retiros de energía realizados para el proceso de almacenamiento y destinados al arbitraje de precios de energía, deberán ser asignados al Coordinador del respectivo Sistema de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo o Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, al costo marginal de las respectivas barras de inyección y retiro, para los efectos del mercado de corto plazo.
230	Engie Energía Chile S.A.	ARTÍCULO TERCERO	En concordancia con la modificación propuesta para el Artículo 110 del DS-125/2017, se solicita complementar el Artículo 97 del DS-125/2017. Es relevante que el artículo considere y explicita todos los costos sistémicos (cargos asociados a clientes finales) actuales y posibles futuros, no serán considerados a los retiros de energía para el proceso de almacenamiento. Ejemplos, 'Conformación y uso de Reserva hídrica, Costos de Partida y Detención, Operaciones de Seguridad, etc.	
231	Engie Energía Chile S.A.	ARTÍCULO TERCERO	En concordancia con la modificación propuesta para el Artículo 110 del DS-125/2017, se solicita complementar y especificar cómo será el tratamiento de los retiros de potencia de los Sistema de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo o Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento durante el proceso de almacenamiento. Para lo anterior, es necesario tener a la vista que el Coordinador puede definir horas de carga y ello pudiese llegar a ocurrir durante el período de control o de horas de punta.	Se solicita incorporar la exclusión del cargo de retiro de potencia para Sistema de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo o Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento durante el proceso de almacenamiento.
232	Engie Energía Chile S.A.	Primero transitorio	Se observan inconsistencias entre la declaración de que "... a fin de otorgar mayor certidumbre al desarrollo de este tipo de proyectos (almacenamiento), se introduce una metodología de reconocimiento de este tipo de tecnologías de carácter transitoria, que tendrá una duración de 10 años a partir de la entrada en vigencia de la modificación al DS 62" con lo que está escrito en el Artículo. En primer lugar se observa que en el segundo párrafo se establece que: " <i>La Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, 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.</i> ", donde es importante recordar que para todo aquello que se relaciona la capacidad de generación compatible con la suficiencia, donde, y de acuerdo a la letra s) del Artículo 13, debe estar de acuerdo a la definición de Potencia Máxima contenida en la NTT, la cual establece que: " <i>Potencia Máxima : <u>Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas</u>, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación</i> ". Esa definición sería incompatible con poder considerar a la tabla como un real aporte a la certidumbre necesaria para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento. En segundo lugar, y considerando la consistencia, se esperaría que la tabla otorgue un reconocimiento de 100% para todas las unidades de almacenamiento que tengan una Capacidad de Almacenamiento mayor o igual a 5 horas.	Se propone aclarar lo que se entiende por Potencia Máxima del sistema de almacenamiento para la aplicación de la tabla. Ello podría ser cambiando el segundo párrafo por la siguiente propuesta: La Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima declarada para dicha componente o sistema y que el Coordinador haya verificado puede sostener por el número de horas de capacidad de almacenamiento declaradas, y el porcentaje de reconocimiento de Potencia Inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla. Para el caso de la Tabla se debe corregir el que se tiene un 100% de reconocimiento es para unidades con capacidad de almacenamiento mayor o igual a 5 horas.

233	Engie Energía Chile S.A.		Primero transitorio	En consideración a la nueva normativa que rige los sistemas de almacenamiento de energía contenida en la recientemente publicada Ley N° 21.505, a lo declarado en la Minuta de Consulta Ciudadana del presente proceso y a las características técnicas de los principales sistemas de almacenamiento, se propone extender la validez del reconocimiento de potencia inicial para los Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, por un período de al menos 15 años.	Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 15 años , el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.
234	Engie Energía Chile S.A.		Primero transitorio	<p>La transición hacia la carbono neutralidad en 2050 exige una estrategia que integre eficazmente energías renovables sin comprometer la estabilidad eléctrica. La adopción progresiva de combustibles con bajas emisiones en las unidades térmicas y la reconversión de las que utilizan carbón son vitales para reducir emisiones sin afectar la confiabilidad del sistema, permitiendo una mayor entrada de fuentes renovables y sistemas de almacenamiento. Esta transformación es fundamenta, ya que unidades bajas en emisiones, como aquellas que utilizan el gas como insumo primario, así como aquellas unidades carboneras que opten por la reconversión hacia el uso de combustibles bajo en emisiones, , desempeñan y desempeñarán un papel significativo en el aporte a la suficiencia actual y futura del sistema, garantizando un suministro energético sólido y confiable.</p> <p>Finalmente, es evidente y fundamental el seguir fomentando la incorporación de energías limpias y almacenamiento, todo ello al resguardo de contar con un marco económico que incentive inversiones y alargue la vida útil de unidades de generación bajas en emisiones. Asimismo, esta transición reduce la dependencia de fuentes contaminantes como el diésel, evitando situaciones críticas en momentos de alta demanda o contingencias y fortaleciendo la resiliencia del sistema en su conjunto. La implementación de estas condiciones habilitantes serán esenciales para garantizar una transición energética exitosa y sostenible.</p>	<p>Con el objetivo de avanzar de manera efectiva hacia las ambiciosas metas de carbono neutralidad y la consecución de un sistema energético totalmente basado en fuentes renovables para el año 2050, solicitamos se considere la exploración y análisis de diversas alternativas que reconozcan y fomenten la contribución de unidades térmicas que hagan uso del Gas Natural y/o que sean sometidas a una reconversión para operar con combustibles de bajas emisiones. Este enfoque busca brindar a la industria los incentivos necesarios para que realice inversiones significativas en la transformación de sistemas de combustión, almacenamiento y logística, permitiendo la adopción de Gas Natural u otras fuentes de combustibles más limpios en reemplazo del carbón. Esta transición sería efectuada dentro de un marco temporal específico, de forma paralela al desarrollo de proyectos renovables y de almacenamiento, los cuales eventualmente sustituirán el papel actual del Gas Natural en la operatividad del sistema energético.</p> <p>En vista de lo anterior, solicitamos que, entre otras medidas, que se incorpore una señal que reconozca como Potencia Inicial equivalente a la máxima para todas aquellas unidades térmicas que operen y que sean reconvertidas a una condición operativa menos contaminante y más eficiente. Esta medida podría implementarse en un horizonte temporal apropiado, lo cual permitiría que tanto las unidades que utilizan Gas Natural como aquellas unidades reconvertidas, continúen aportando de manera significativa a la suficiencia del sistema y a la reducción global de emisiones.</p>
235	Generadora Mimbres SpA	N/A	58.BIS	Proponemos suprimir el artículo ya que esto no contribuye a incrementar la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional y consideramos que esta disposición supone una discriminación injustificada en el tratamiento de los ingresos de potencia entre distintas tecnologías de generación.	Suprimir Artículo 58.BIS
236	GM Holdings		Artículo 31	Se observa que la definición de potencia inicial para aquellas centrales que pueden operar con insumo alternativo fue modificada a través de la incorporación del "DIA" como un factor que multiplica la potencia máxima con insumo alternativo. En este contexto, se recomienda que se elimine el factor "(1-DIP)" que multiplica a la potencia máxima del insumo alternativo, ya que podría alterar el factor de disponibilidad real de dicho insumo.	<p>Reemplazar</p> $P_{\text{Potencia Inicial}} = \min(P_{\text{máx}_p}; P_{\text{máx}_p} \cdot DIP + P_{\text{máx}_A} \cdot (1 - DIP)) \cdot DIA$ <p>por</p> $P_{\text{Potencia Inicial}} = \min(P_{\text{máx}_p}; P_{\text{máx}_p} \cdot DIP + P_{\text{máx}_A} \cdot DIA)$

237	GM Holdings	Artículo 33	Se observa que en el primer inciso del artículo 33, que las auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas para verificar la disponibilidad de insumo principal e insumo alternativo serán cargo del participante del balance de potencia correspondiente. Considerando lo anterior, se recomienda modificar esta definición de forma de que en caso de que las auditorías/pruebas muestren que la disponibilidad de combustible de la central es correcta, dichas verificaciones sean cargo del sistema a través de cargos por sobrecostos, considerando que la central operaría por instrucción del Coordinador y no por orden de mérito.	Se propone agregar lo siguiente en rojo a continuación del primer inciso: ... serán cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente. Sin perjuicio de lo anterior, y en caso de que la unidad generadora correspondiente cuente con la disponibilidad de insumo declarada, dichos cargos deberán ser retribuidos económicamente por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.
238	GM Holdings	Artículo 33	Se observa una sinergia entre las pruebas de disponibilidad efectiva (Artículo 53 bis) y la verificación de de disponibilidad de insumo principal e insumo alternativo, que no está siendo considerada en el reglamento. Por ejemplo, en caso de que se realicen pruebas para la verificación de disponibilidad de insumo, al mismo tiempo se estaría realizando una verificación de la disponibilidad efectiva al ver que la máquina en cuestión opera como es debido.	Se propone unir este artículo con el artículo 53 bis, de forma de que las verificaciones de disponibilidad efectiva y de disponibilidad de insumo sean contenidas dentro de un mismo proceso.
239	GM Holdings	Artículo 37	Conforme a la definición de "Demanda de punta_alm", no es clara la diferencia con la definición de "Demanda de punta". Entendiendo que la primera se define como "Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema", mientras que la segunda se define como "Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema".	Se propone incluir lo siguiente en rojo: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema, una vez realizado el proceso de optimización relacionado al sistema de almacenamiento correspondiente.
240	GM Holdings	Artículo 37	Se observa que no se define la procedencia de los antecedentes necesarios para realizar el cálculo de la potencia inicial de los sistemas de almacenamiento de energía. Se sugiere que lo anterior quede definido en el mismo artículo y que, en caso de que esta información sea entregada por los participantes del balance de potencia, se establezcan pruebas para verificar la validez de dichos datos.	Se sugiere incluir la procedencia los datos que se utilizarán para realizar el proceso de optimización, junto con el procedimiento necesario para determinar la validez de los datos.
241	GM Holdings	Artículo 38	Se observa que para centrales renovables con capacidad de almacenamiento se define que su potencia inicial será calculada como la suma de la potencia inicial de la componente de generación y la potencia inicial de la componente de almacenamiento. En este contexto, se propone considerar que dicha definición sea complementada de forma de que la suma de las potencias iniciales de ambas componentes no sea superior a la potencia máxima que puede inyectar el proyecto híbrido. Por ejemplo, en el caso de un proyecto híbrido solar + BESS, en el cual ambas componentes comparten un solo inversor, la máxima potencia inicial que se debiera reconocer debiera estar saturada por la capacidad de dicho inversor.	Se propone incluir lo siguiente en rojo y eliminar lo subrayado: La Potencia Inicial de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, corresponderá al máximo entre la Potencia Máxima de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento y <u>la suma de la Potencia Inicial de la componente de almacenamiento, calculada de acuerdo a lo establecido en el artículo precedente, y la Potencia Inicial de la componente de generación, calculada en función de insumo primario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y la norma técnica.</u>
242	GM Holdings	Artículo 53	Se observa que se mantuvo la definición de indisponibilidad forzada del reglamento original. En esta línea, se propone agregar a la definición de T_ON las horas en que las centrales están disponibles independiente del despacho. Lo anterior considera que las centrales disponibles también entregan potencia de suficiencia al sistema, independiente si están despachando o no. Como antecedente para entender el problema, una falla de corta duración tiene un alto impacto en el IFOR de centrales con poco despacho, a pesar de haber estado disponible gran parte del año.	Se propone cambiar la definición de T_ON por la siguiente en rojo: Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora, sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía se encuentra disponible , independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.

243	GM Holdings		Artículo 58 bis	Se observa que este artículo solo aplica para unidades térmicas que operan bajo el régimen de autodespacho. Se recomienda que dicho artículo considere a todas las unidades de generación que operan bajo dicho régimen, independiente de la tecnología, de forma de que la aplicación sea no discriminatoria.	Se propone eliminar la palabra térmicas
244	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	33	<p>En relación a la propuesta de nuevo Artículo 33 al Reglamento de Transferencias de Potencia, deseamos presentar algunas consideraciones con el objetivo de mejorar su contenido y asegurar su aplicabilidad efectiva en el entorno operativo y regulatorio. Si bien valoramos la intención de establecer un mecanismo para verificar la disponibilidad de insumos en las Unidades Generadoras térmicas, notamos la necesidad de clarificar y enriquecer algunos aspectos de la propuesta.</p> <p>En primer lugar, consideramos que el artículo podría ser más efectivo si se establece una condición para llevar a cabo la nueva auditoría, inspección, medición o prueba de operación. Proponemos que dicha verificación se realice exclusivamente cuando la disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo sea menor a la informada inicialmente. De esta manera, se evitaría la realización de auditorías en casos donde los participantes dispongan de más insumos de los informados, lo cual no resulta necesario ni eficiente desde el punto de vista operativo.</p> <p>En segundo lugar, creemos esencial la inclusión de un margen técnico en la propuesta que permita definir cuando se considera que existe una diferencia significativa en la disponibilidad de insumos. Proponemos que se establezca un margen técnico definido por el Coordinador Eléctrico Nacional, el cual permita determinar con precisión cuándo una diferencia es lo suficientemente relevante como para activar la verificación, dado que la diferencia podría producirse por razones diferentes y no imputables a las generadoras. Este margen técnico debería ser definido en base a consideraciones técnicas y/o operativas.</p> <p>Por último, en relación al plazo de 20 días otorgado al Coordinador para llevar a cabo la nueva auditoría, inspección, medición o prueba de operación, proponemos que se establezca una disposición que indique cómo proceder en caso de que este plazo no sea cumplido. Sugerimos que, en caso de incumplimiento, el Coordinador notifique al participante afectado y se acuerde un nuevo plazo razonable para la verificación. En dicho plazo, recomendamos que se mantenga la disponibilidad de combustible informada originalmente hasta que se realice la verificación correspondiente. Esta disposición aseguraría que los plazos sean respetados y que los participantes no se vean perjudicados por retrasos en el proceso de verificación.</p>	<p>Artículo 33: Para cada Unidad Generadora térmica, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo, 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.</p> <p>En caso que en la verificación realizada por el Coordinador se determine una disponibilidad menor de los insumos informados, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador antecedentes actualizados, que acrediten su disponibilidad de acuerdo a lo indicado en el inciso anterior. 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.</p> <p>Sin perjuicio de lo establecido anteriormente, en el caso de que la diferencia entre la información proporcionada y la verificada por el Coordinador se encuentre dentro de un margen técnico establecido por este último, se considerará la disponibilidad informada inicialmente por la Unidad Generadora.</p>
245	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	Artículo 31	Se observa que la definición de potencia inicial para aquellas centrales que pueden operar con insumo alternativo fue modificada a través de la incorporación del "DIA" como un factor que multiplica la potencia máxima con insumo alternativo. En este contexto, se recomienda que se elimine el factor "(1-DIP)" que multiplica a la potencia máxima del insumo alternativo, ya que podría alterar el factor de disponibilidad real de dicho insumo.	<p>Reemplazar</p> <p>por</p> $Pottencia\ Inicial = \min(Pmáx_p ; Pmáx_p \cdot DIP + Pmáx_A \cdot (1 - DIP)) \cdot DIA$ <p>$Pottencia\ Inicial = \min(Pmáx_p ; Pmáx_p \cdot (1 - DIP) + Pmáx_A \cdot DIP) \cdot DIA$</p>

246	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	Artículo 33	Se observa que en el primer inciso del artículo 33, que las auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas para verificar la disponibilidad de insumo principal e insumo alternativo serán cargo del participante del balance de potencia correspondiente. Considerando lo anterior, se recomienda modificar esta definición de forma de que en caso de que las auditorías/pruebas muestren que la disponibilidad de combustible de la central es correcta, dichas verificaciones sean cargo del sistema a través de cargos por sobrecostos, considerando que la central operaría por instrucción del Coordinador y no por orden de mérito.	$= \min(P_{max_p}, P_{max_p} - D_{H1} + P_{max_A} - D_{H1})$ <p>Se propone agregar lo siguiente en rojo a continuación del primer inciso: ... serán cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente. Sin perjuicio de lo anterior, y en caso de que la unidad generadora correspondiente cuente con la disponibilidad de insumo declarada, dichos cargos deberán ser retribuidos económicamente por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.</p>
247	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	Artículo 33	Se observa una sinergia entre las pruebas de disponibilidad efectiva (Artículo 53 bis) y la verificación de de disponibilidad de insumo principal e insumo alternativo, que no está siendo considerada en el reglamento. Por ejemplo, en caso de que se realicen pruebas para la verificación de disponibilidad de insumo, al mismo tiempo se estaría realizando una verificación de la disponibilidad efectiva al ver que la máquina en cuestión opera como es debido.	Se propone unir este artículo con el artículo 53 bis, de forma de que las verificaciones de diponibilidad efectiva y de disponibilidad de insumo sean contenidas dentro de un mismo proceso.
248	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	Artículo 37	Conforme a la definición de "Demanda de punta_alm", no es clara la diferencia con la definición de "Demanda de punta". Entendiendo que la primera se define como "Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema", mientras que la segunda se define como "Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema".	Se propone incluir lo siguiente en rojo: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema, una vez realizado el proceso de oiptimización relacionado al sistema de almacenamiento correspondiente.
249	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	Artículo 37	Se observa que no se define la procedencia de los antecedentes necesarios para realizar el cálculo de la potencia inicial de los sistemas de almacenamiento de energía. Se sugiere que lo anterior quede definido en el mismo artículo y que, en caso de que esta información sea entregada por los participantes del balance de potencia, se establezcan pruebas para verificar la validez de dichos datos.	Se sugiere incluir la procedencia los datos que se utilizarán para realizar el proceso de optimización, junto con el procedimiento necesario para determinar la validez de los datos.
250	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	Artículo 38	Se observa que para centrales renovables con capacidad de almacenamiento se define que su potencia inicial será calculada como la suma de la potencia inicial de la componente de generación y la potencia inicial de la componente de almacenamiento. En este contexto, se propone considerar que dicha definición sea complementada de forma de que la suma de las potencias iniciales de ambas componentes no sea superior a la potencia máxima que puede inyectar el proyecto híbrido. Por ejemplo, en el caso de un proyecto híbrido solar + BESS, en el cual ambas componentes comparten un solo inversor, la máxima potencia inicial que se debiera reconocer debiera estar saturada por la capacidad de dicho inversor.	Se propone incluir lo siguiente en rojo y eliminar lo subrayado: La Potencia Inicial de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, corresponderá al máximo entre la Potencia Máxima de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento y <u>la</u> suma de la Potencia Inicial de la componente de almacenamiento, calculada de acuerdo a lo establecido en el artículo precedente, y la Potencia Inicial de la componente de generación, calculada en función de insumo primario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y la norma técnica.

251	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	Artículo 53	Se observa que se mantuvo la definición de indisponibilidad forzada del reglamento original. En esta línea, se propone agregar a la definición de T_ON las horas en que las centrales están disponibles independiente del despacho. Lo anterior considera que las centrales disponibles también entregan potencia de suficiencia al sistema, independiente si están despachando o no. Como antecedente para entender el problema, una falla de corta duración tiene un alto impacto en el IFOR de centrales con poco despacho, a pesar de haber estado disponible gran parte del año.	Se propone cambiar la definición de T_ON por la siguiente en rojo: Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora, sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía se encuentra disponible , independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.
252	Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, GPM-AG	No aplica	Artículo 58 bis	Se observa que este artículo solo aplica para unidades térmicas que operan bajo el régimen de autodespacho. Se recomienda que dicho artículo considere a todas las unidades de generación que operan bajo dicho régimen, independiente de la tecnología, de forma de que la aplicación sea no discriminatoria.	Se propone eliminar la palabra térmicas
253	Grupo Cerro		1, 2, 3, 7, 8, 9, 13, 14, 17, 19, 20, 21, 25, 28, 34, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 42 bis, 43, 44, 45, 49, 50, 51, 52, 53, 53 bis, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 67, 68, 70, 73, 74	La LGSE otorga a los Sistemas de Almacenamiento el derecho a participar en las transferencias de potencia. Sin embargo, dichas transferencias, conforme al artículo 149°, inciso tercero, deben realizarse " en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia ". Por tanto, un sistema de almacenamiento puro no está en dicha hipótesis dado que no representa capacidad de generación compatible con la suficiencia: No tiene capacidad de generación. En vista de esto, no se podrían considerar en el reconocimiento de potencia los almacenamientos Stand Alone y el reglamento sólo podría considerar aportes a la suficiencia de generadores o generadores con almacenamiento, dado que son este tipo de agentes los que pueden generar para luego evaluar la compatibilidad de dicha producción con la suficiencia.	Debiera reemplazarse "o sistema de almacenamiento de energía" por "generador con capacidad de almacenamiento". En el caso en que son mencionadas ambas tecnologías, por ejemplo, en el artículo 37 y siguientes, sólo debieran mantenerse las centrales con capacidad de almacenamiento.
254	Grupo Cerro		13	u) Sistemas de Almacenamiento de Energía. La definición propuesta es redundante ya que no requiere especificar que la no sujeción a los cargos asociados a clientes finales sea la establecida en el artículo 97 del DS125. Este enlace a dicho reglamento dificulta su posterior modificación.	Eliminar la frase ", conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional"
255	Grupo Cerro		13	u) Sistemas de Almacenamiento de Energía. La definición propuesta ligada al artículo 97 del DS125 puede cambiar en el tiempo. Este enlace a dicho reglamento dificulta su posterior modificación y consistencia normativa general.	Agregar antes del punto final la frase "o el que lo reemplace"

256	Grupo Cerro	13	<p>u) Sistemas de Almacenamiento de Energía. Tanto la ley como el DS125 establecen los cargos a los que no están sujetos los sistemas de almacenamiento de energía Stand Alone. Sin embargo, para el caso de un Sistema de Almacenamiento con un contrato con un generador para abastecer suministros, se podría prestar permitiendo un comportamiento oportunista. Esto refuerza lo mandatado en el artículo 95 del DS125 de impedir que dichos sistemas realicen retiros para clientes. Sin embargo es necesario ampliar dicha restricción para que no se realice a través de un generador relacionado o no con el Sistema de Almacenamiento</p>	<p>Modificar el art. 94 del DS125 en el siguiente sentido: Artículo 95.- Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar directamente o a través de terceros o en nombre de terceros, retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.</p>
257	Grupo Cerro	15	<p>aquellos no lleva tilde</p>	<p>quitar tilde a la palabra "aquellos"</p>
258	Grupo Cerro	17	<p>La redacción da a entender erróneamente que un Sistema de Almacenamiento podría entrar en Reserva Estratégica. Esto resulta inconsistente con la definición de ésta y lo señalado en los artículos 25 bis y siguientes, y el artículo 55 bis.</p>	<p>Sin perjuicio de que la incorporación de sistemas de almacenamiento Stand Alone no cumple con el tenor de la LGSE por lo que no deben ser considerados en las transferencias de potencia, se sugiere incorporar luego de "o Sistemas de Almacenamiento de Energía", la conjunción ", cuando corresponda,".</p>
259	Grupo Cerro	28	<p>Se establece que la unidad generadora debe acreditar la disponibilidad del insumo principal mediante contratos o acuerdos de suministro. Sin embargo, dichos acuerdos no garantizan en nada la disponibilidad concreta del Insumo Principal ya que descansan en el momento de la convocatoria, duración y vigencia del contrato o acuerdo, la capacidad del proveedor, costo, disponibilidad en el mercado y la logística, entre otros. Como consecuencia, resulta sencillo obtener un reconocimiento del 100% de disponibilidad del Insumo Principal sin que exista, en definitiva, garantía cierta.</p> <p>El Coordinador debiera validar la disponibilidad efectiva del insumo principal en virtud de los acuerdos señalados para, en consecuencia, establecer un reconocimiento entre el 100% y el 0%</p>	<p>Insertar un inciso cuarto nuevo de un tenor equivalente al siguiente propuesto: "El Coordinador deberá analizar los términos de los contratos o acuerdos referidos en el inciso anterior, a fin de determinar el grado de disponibilidad cierta del Insumo Principal y determinar, en consecuencia, con dicho análisis, el porcentaje de reconocimiento de éste".</p> <p>Modificar el inciso final reemplazando "del 100%" por "el porcentaje que el Coordinador determine".</p>
260	Grupo Cerro	30	<p>El inciso segundo establece que la declaración de capacidad de respaldo con Insumo Alternativo deberá ser acompañada de una certificación emitida por una empresa con experiencia en la materia. Dicha declaración no debiera emanar del propietario de la unidad. Asimismo, debiera tener una actualización periódica. Al menos anual.</p>	<p>Reemplazar la frase "contar con la conformidad del Coordinador antes que sea aceptada como antecedente válido para las transferencias de potencia que corresponda" por "ser realizada independientemente por el Coordinador, a costa del propietario de la unidad generadora, con una periodicidad que no podrá ser mayor a 1 año. La certificación señalada deberá indicar expresamente el período de tiempo durante el cual es posible acreditar la capacidad de respaldo con Insumo Alternativo por el tiempo establecido en el inciso siguiente"</p>
261	Grupo Cerro	30	<p>Se establece que la unidad generadora debe acreditar la disponibilidad del insumo alternativo mediante contratos o acuerdos de suministro. Sin embargo, dichos acuerdos no garantizan en nada la disponibilidad concreta del Insumo Principal ya que descansan en el momento de la convocatoria, duración y vigencia del contrato o acuerdo, la capacidad del proveedor, costo, disponibilidad en el mercado y la logística, entre otros. Como consecuencia, resulta sencillo obtener un reconocimiento del 100% de disponibilidad del Insumo Principal sin que exista, en definitiva, garantía cierta.</p> <p>El Coordinador debiera validar la disponibilidad efectiva del insumo alternativo en virtud de los acuerdos señalados para, en consecuencia, si existe la posibilidad de operar con éste.</p>	<p>Insertar un inciso cuarto nuevo de un tenor equivalente al siguiente propuesto: "El Coordinador deberá analizar los términos de los contratos o acuerdos referidos en el inciso anterior, a fin de determinar el grado de disponibilidad cierta del Insumo Alternativo y determinar, en consecuencia con dicho análisis, si la Unidad Generadora se encuentra o no en condiciones de operar con éste".</p>

262	Grupo Cerro		33	No queda claro que sobre el Coordinador recaiga una responsabilidad sobre la verificación (consistentemente con los principios de la coordinación) sino el mandato de una tarea.	Reemplazar la frase "el Coordinador deberá realizar una verificación de su" por la frase "el Coordinador será responsable de verificar la"
263	Grupo Cerro		33	En el inciso segundo se mandata a establecer una disponibilidad nula entre la inspección y el subsanamiento de ésta. Sin embargo, dicha medida resulta débil y poco efectiva dado que en nada rasarce los daños al mercado producidos por el pago de potencia por una disponibilidad inexistente . El propietario de la unidad generadora debiera tener el peso de la prueba y respaldar fundadamente desde qué momento anterior a la verificación/inspección contaba con la disponibilidad reconocida. Consecuentemente, la disponibilidad nula debiera considerarse desde dicha fecha hasta el momento en que se verifique nuevamente la disponibilidad corregida.	En caso de que no se cuente con la disponibilidad de los insumos informada, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador antecedentes actualizados, inmediatamente una vez detectada la diferencia, que acrediten su disponibilidad de acuerdo a lo indicado en el inciso anterior. Adicionalmente, dicho Participante deberá acreditar fehacientemente desde qué fecha contaba efectivamente con la disponibilidad reconocida en el Balance de Potencia, requiriendo para ello de la aprobación del Coordinador de dicha acreditación. 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 e informar el hecho y todos los antecedentes a la Superintendencia. En el periodo de tiempo que transcurra entre la realización de la fecha en que contaba efectivamente con la disponibilidad reconocida en los Balances de Potencia, y el momento en que se verifique la disponibilidad informada, el Coordinador deberá considerar una disponibilidad de combustible nula de la Unidad Generadora y reliquidar las diferencias en favor de los demás coordinados.
264	Grupo Cerro		33	La verificación de disponibilidad de Insumo Principal y Alternativo se debe realizar en los períodos de control de punta y no en otros períodos, de modo que las tecnologías térmicas muestren en forma efectiva su aporte a la suficiencia.	Intercalar en la frase "el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo, a más tardar cada 2 años.", luego de la coma (",") la frase "durante el período de control de punta".
265	Grupo Cerro		33	La disponibilidad de combustible a nivel nacional debe ser una restricción para el reconocimiento del volumen efectivo de las unidades térmicas que dependen de éstos. Adicionalmente, se deben considerar las restricciones que impone la logística de suministro del insumo primario o alternativo. Estas son limitantes reales y efectivas para cumplir con los requerimientos del sistema que resulta en un sobre reconocimiento del aporte de centrales que, en los momentos de mayor requerimiento, simplemente no cuentan ni con el insumo ni con la logística para obtenerlo, a costa de su competencia.	Agregar en el inciso primero, entre las expresiones "Unidad Generadora," y "de conformidad", la frase "considerando particularmente el volumen del insumo principal o alternativo disponible en el país para la generación eléctrica, así como las restricciones en la cadena de suministro del insumo primario o alternativo cuando corresponda,"

266	Grupo Cerro	35	<p>Se eliminó en el inciso primero la frase "Para aquellas Unidades Generadoras que sean parte de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o una Central Renovable con Capacidad de Regulación, y que sean consideradas medios de generación renovables no convencionales según el literal aa) del artículo 225º de la Ley, cuya fuente de energía primaria sea distinta de la energía hidráulica, la Potencia Inicial deberá reconocer adecuadamente el aporte a la suficiencia de dichas unidades a propósito de la capacidad de gestión temporal de la energía con la que cuentan."</p> <p>Para el caso de centrales con capacidad de regulación como una CSP, dicha eliminación genera un vacío que impide la determinación de la Potencia Inicial en condiciones no discriminatorias con otras fuentes como el almacenamiento, quedando esto sólo reflejado en una norma de orden inferior al reglamento como la N. Técnica. Adicionalmente, constituye una tecnología que aporta a la suficiencia en forma significativamente mayor a un almacenamiento dado que puede entregar la potencia holgadamente sobre el tiempo en que lo puede hacer una batería, asemejándose al aporte de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación intradiaria.</p> <p>Finalmente, los objetivos de política pública de la modificación reglamentaria señalan expresamente que el objetivo es "en relación a las metas de descarbonización del sector, la participación de las energías renovables en la matriz energética y el fomento a los sistemas de almacenamiento de energía". Los 2 primeros objetivos se detrimentan con la omisión</p>	<p>Reemplazar la frase eliminada por la siguiente: "Para una Central Renovable con Capacidad de Regulación, cuya fuente de energía primaria sea distinta de la energía hidráulica, la Potencia Inicial deberá determinarse a través de la metodología señalada en los artículos 39, 40 y 41 según su capacidad de gestión temporal de la energía con la que cuentan."</p>
267	Grupo Cerro	35	<p>La utilización del Coordinador de la estadística del insumo primario que aporte cada Participante del Balance de Potencia castiga a los generadores que experimentan curtailment.</p>	<p>Incorporar, luego de la frase "Balance de Potencia," lo siguiente: "descontando de ésta el efecto de reducciones de la generación producto de la Coordinación de la Operación"</p>
268	Grupo Cerro	39	<p>Considerando la modificación solicitada del artículo 35, se requiere modificar el texto para incorporar en la definición las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario es distinto al hidraulico.</p>	<p>Incorporar en el texto propuesto el siguiente parrafo: " Para el caso de Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario sea distinto al hidráulico, se deberá utilizar el promedio de los dos años con menor energía afluente disponible de la estadística, para el insumo primario utilizado que le permita gestionar temporalmente su energía, conforme a lo definido en el presente Reglamento."</p>
269	Grupo Cerro	40	<p>Considerando la modificación solicitada del artículo 35, se requiere modificar el texto para incorporar en la definición las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario es distinto al hidraulico.</p>	<p>Reemplazar el texto propuesto por lo siguiente: " Las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, cuya fuente de energía primaria sea hidráulica y, donde su capacidad de regulación o de almacenamiento sea insuficiente para generar su Potencia Máxima por al menos 24 horas..."</p>
270	Grupo Cerro	41	<p>Considerando la modificación solicitada del artículo 35, se requiere modificar el texto para incorporar en la definición las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario es distinto al hidraulico.</p>	<p>Reemplazar el texto propuesto por lo siguiente: "Para determinar la Potencia Inicial de Unidades Generadoras que hacen uso de recursos hidroeléctricos de Unidades Generadoras pertenecientes a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, cuya fuente de energía primaria sea hidráulica, ubicadas aguas arriba, se les reconocerá capacidad de regulación en serie, por el porcentaje del caudal afluente que es aportado por las referidas centrales con capacidad de regulación.</p>

271	Grupo Cerro	53 bis	Se incrementan las facultades del Coordinador para realizar auditorías de acuerdo con el artículo 72°-2. Sin embargo, establecer la unidad generadora como Indisponible una vez detectado un incumplimiento y hasta que es informada la nueva disponibilidad, resulta una medida insuficiente, ya que el efecto económico de ésta permea a todo el Sistema. Se sugiere incorporar la obligación de informar a la Superintendencia para que ésta tome las medidas correspondientes de las que la Ley la ha facultado y computar la indisponibilidad desde el momento en que la central está en condiciones de acreditar que la tenía disponible antes de la auditoría.	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 detectada la diferencia, que acrediten su disponibilidad de acuerdo a lo indicado en el inciso anterior. Adicionalmente, dicho Participante deberá acreditar fehacientemente desde qué fecha contaba efectivamente con la disponibilidad reconocida en el Balance de Potencia, requiriendo para ello de la aprobación del Coordinador de dicha acreditación. 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 e informar el hecho y todos los antecedentes a la Superintendencia. En el periodo de tiempo que transcurra entre la realización de la fecha en que contaba efectivamente con la disponibilidad reconocida en los Balances de Potencia, y el momento en que se verifique la disponibilidad informada, el Coordinador deberá considerar una disponibilidad de combustible nula de la Unidad Generadora y reliquidar las diferencias en favor de los demás coordinados.
272	Grupo Cerro	63 bis	Se señala que el CEN debe "publicar el estudio definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas". Esta redacción admite más de una interpretación. La más perniciosa en términos de transparencia es que sólo son fundados los rechazos totales a una observación y los parciales no. Se sugiere una redacción alternativa con una única interpretación.	Reemplazar la frase "publicar el estudio definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas" por la frase "publicar el estudio definitivo aceptando, o fundamentando el rechazo total o parcial de las observaciones recibidas"
273	Grupo Cerro	63 bis	La metodología deja abierta la forma en que el Coordinador estimaría la demanda sin contro de punta dejando espacio para arbitrariedades.	Incorporar los supuestos necesarios. En caso contrario, establecer que éstos deen establecidos a través de la La Norma Técnica.
274	Grupo Cerro	63 bis	La duración en tiempo y horario del control de punta tiene efectos en el reconocimiento de las compras en las tarifas de distribución, pudiendo generar un enriquecimiento sin causa del distribuidor a costa de los clientes finales, o ingresos insuficientes de acuerdo a las tarifas aplicadas.	Incorporar un inciso penúltimo del siguiente tenor: " <i>En el Decreto señalado precedentemente, el Ministerio deberá incorporar en dicho informe los factores, guarismos o procedimientos que correspondan a fin de que las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sometidos a regulación de precios reflejen adecuadamente en los niveles tarifarios el cambio en los períodos de control de punta</i> ".

275	Grupo Cerro		63 ter	<p>Se establece la posibilidad de modificar el horario de punta con una periodicidad semestral en tanto ocurran "cambios relevantes" en las condiciones del Sistema.</p> <p>En este procedimiento sólo los coordinados pueden observar la determinación de las horas de punta. Sin embargo, el efecto económico de dicha determinación abarca más actores que los coordinados del artículo 72°-2 tal como lo demuestra la historia de los cambios en las horas de punta y la ausencia de los clientes regulados y asociaciones que representen grupos de interés. Por ejemplo, las de consumidores. Así, el reglamento le estaría negando el derecho a observar tal acto, por ejemplo, a agricultores y regantes regulados y las asociaciones que los representan u otros grupos de interés, redundando en retrasos en la publicación de los decretos que resultan muy sensibles para la industria.</p>	Definir un procedimiento que no forme parte del informe técnico del art. 169 de la LGSE que contemple la participación necesaria que asegure que no se generarán retrasos en la emisión de los decretos de nudo por impugnaciones
276	Grupo Cerro		63 ter	<p>Se establece la posibilidad de modificar el horario de punta con una periodicidad semestral en tanto ocurran "cambios relevantes" en las condiciones del Sistema.</p> <p>No queda claro qué debe entenderse por "cambios relevantes", generando una incerteza regulatoria significativa que afecta la ejecución de los contratos vigentes tanto libres como regulados y las tarifas finales que estos últimos perciben tanto en la componente de generación como en la de distribución.</p>	Considerar que los cambios relevantes se refieren a aquellos que fundadamente impliquen en forma persistente cambios de los periodos de suficiencia
277	Grupo Cerro		Segundo	Se establece la facultad para los PMGD de operar con autodespacho o sujetos a la coordinación. Se requiere especificar la forma y oportunidad de materializar dicha facultad y la duración de dicha decisión.	
278	Grupo Cerro		Tercero	Se habilita a centrales renovables con capacidad de almacenamiento para retirar energía para la carga. Esto habilita el potencial comportamiento oportunista de centrales PMGD con almacenamiento para retirar a costo marginal y luego inyectar a precio estabilizado.	Incorporar restricción para este comportamiento

279	Grupo Cerro	primero transitorio	<p>Entendemos como concepto de base que el aporte a la suficiencia es un atributo que no depende de una tecnología específica, sino de la capacidad de suministrar la potencia en los momentos de mayor necesidad. En consecuencia, dos centrales de igual capacidad, con tecnologías distintas, pero con el mismo aporte a la suficiencia deberían tener la misma potencia inicial de modo de evitar discriminaciones arbitrarias en favor de una tecnología en detrimento de otras.</p> <p>Adicionalmente, el Ministerio estableció los objetivos de Política Pública que busca cumplir a través de las modificaciones al DS62. En específico “en relación a las metas de descarbonización del sector, la participación de las energías renovables en la matriz energética y el fomento a los sistemas de almacenamiento de energía”. Dichos objetivos deben ser plasmados sujetándose a lo dispuesto en su Ley Orgánica. En particular, con la letra d) del artículo 4° que establece sus funciones en cuanto a “Elaborar, coordinar, proponer y dictar, según corresponda, las normas aplicables al sector energía que sean necesarias para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general así como para la eficiencia energética, la seguridad <u>y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto</u>. Al efecto, podrá requerir la colaboración de las instituciones y organismos que tengan competencia normativa, de fiscalización o ejecución en materias relacionadas con la energía;”</p> <p>Así, entendemos que la tabla del hoy artículo decimoprimer transitorio nace como una necesidad para reconocer el aporte de los sistemas de almacenamiento, ante la ausencia en el DS62 de una metodología de reconocimiento específico de su aporte a la suficiencia.</p> <p>Respecto de ello, hacemos presente que la metodología incorporada en el reglamento hace innecesario un reconocimiento adicional a dicha tecnología. No existen impedimentos técnicos, regulatorios ni económicos que impidan aplicar la metodología existente en articulado permanente.</p> <p>Actualmente, la propuesta asegura un reconocimiento de potencia inicial a las centrales con capacidad de almacenamiento que resultará diferente al que emane de la aplicación del procedimiento permanente para otras tecnologías que compiten con ésta, generando condiciones diferentes y consecuentemente discriminatorias. Adicionalmente, pueden rentabilizar artificialmente desarrollos en almacenamiento en cuanto a un efectivo aporte a la suficiencia en detrimento de alternativas técnicamente más eficientes.</p> <p>Existen hoy en día centrales renovables con capacidad de regulación, como la Concentración Solar de Potencia (CSP), capaces de efectuar aportes sustancialmente superiores a la suficiencia del sistema, gracias a su mayor capacidad de funcionamiento durante la totalidad de las horas nocturnas. Sin embargo, dichas unidades generadoras no reciben el mismo reconocimiento señalado en este artículo, contraviniéndose el objetivo del reglamento e incurriendo en incentivos especiales no habidos en la regulación y que dificultan el adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto.</p> <p>La actual propuesta, por tanto, otorga señales económicas discriminatorias y contrarias a una competencia leal entre tecnologías, dificultando por tanto el ingreso de tecnologías que aportan más a la suficiencia del sistema eléctrico y que además entregan mayores atributos como inercia y fortaleza de red.</p> <p>La tabla incentiva la instalación de almacenamiento de 1[h], más que otros de mayor tiempo, y no entrega ninguna señal a almacenamientos por sobre 5[h].</p>	<p>Se proponen las siguientes opciones de textos asociadas a cada una de las alternativas planteadas:</p> <p>Primera opción (Letra A. de la presente observación): Eliminar el artículo primero transitorio.</p> <p>Segunda opción (Letra B. de la presente observación). Artículo primero transitorio: Por un periodo de 10 años desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, para el cálculo de la potencia de suficiencia de las componentes de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento y de Centrales Renovables con Capacidad de Regulación intra diaria, la potencia preliminar de la componente de almacenamiento de la Unidad Generadora se definirá de acuerdo a la metodología establecida para centrales con capacidad de regulación intra diaria, cuyo recurso primario es hidroeléctrico, según se establece en el artículo 41° y siguientes.</p> <p>Tercera opción (letra C. de la presente observación). Artículo primero transitorio: Por un periodo de 10 años desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, para el cálculo de la potencia de suficiencia de las componentes de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento y de Centrales Renovables con Capacidad de Regulación intra diaria cuyo recurso no es el hidroeléctrico, la potencia preliminar de la componente de almacenamiento de la Unidad Generadora se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo. La potencia inicial de las componentes de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento y de Centrales Renovables con Capacidad de Regulación intra diaria cuyo recurso no es el hidroeléctrico, corresponderá a la multiplicación entre la potencia bruta máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla.</p>
-----	-------------	---------------------	---	--

La tabla, además, se basaría en un análisis similar a los obtenidos en estudios como los de [1] 2013 Ramteen Sioshansi et al, “A Dynamic Programming Approach to Estimate the Capacity Value of Energy Storage”; y [2] D. Mills Andrews, et al, “A Simple and Fast Algorithm for Estimating the Capacity Credit of Solar and Storage” con resultados equivalentes pero, al contrario de la tabla, no entendemos por qué se fijó un reconocimiento de 5 horas en lugar de 10 como en dichos estudios.

En consecuencia, existen diversas opciones que el MEN debe evaluar y demostrar fundadamente si son más adecuadas que utilizar la tabla ya señalada para instalaciones que se incorporen al sistema eléctrico luego de la publicación del Reglamento. Al respecto, listamos a continuación en orden de importancia al menos las siguientes alternativas:

A. Resulta razonable entonces aplicar a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento la misma metodología que hoy existe para centrales renovables con capacidad de regulación intra diaria, según se establece en el artículo 41° y siguientes del DS62. Esto es, nuevamente, sin la necesidad de recurrir a una tabla con valores fijos y aplicables únicamente para una única tecnología.

B. Si la decisión fuera mantener una tabla específica para el Almacenamiento, no existe ni debe existir razón alguna para discriminar el reconocimiento de dicha tecnología respecto de centrales renovables con capacidad de regulación intradiaria. Sobre todo, dado que ambas aportan de igual forma a la suficiencia gracias a sus distintas formas de almacenar o regular energía, pero con procesos diferentes sólo de conversión energética. Realizar lo contrario implica necesariamente una discriminación infundada entre tecnologías.

C. Si, a pesar de lo señalado, la decisión fuera no aplicar lo indicado anteriormente, manteniendo en consecuencia la tabla, y considerar que las Centrales con Capacidad de Regulación ya se encuentran abordadas en el DS62 (hacemos presente que la propuesta eliminó en el artículo 35 dicha disposición), debemos hacer ver que la propuesta de modificaciones al Reglamento, ahora, sólo contiene un desarrollo para las centrales con capacidad de regulación cuyo recurso primario de generación es el hidroeléctrico. Consecuentemente, la necesidad de reconocer el aporte a la suficiencia para sistemas de almacenamiento es la misma que para centrales renovables con capacidad de regulación cuyo recurso primario no es el hidroeléctrico. En consecuencia, se debería agregar al alcance de la tabla el de dichas centrales.

D. Finalmente, si, a pesar de toda la argumentación señalada y desestimando cada argumento enarbolado precedentemente, el Ministerio resuelve insistir en no eliminar la tabla, en no asimilar el procedimiento de cálculo al de otras tecnologías existentes y equivalentes, y no incorporar a la tabla las centrales renovables con capacidad de regulación cuyo insumo primario no es el hidráulico, en dicho caso debiera incorporar, al menos, la tecnología CSP (Concentración Solar de Potencia). Dicha tecnología aporta a la suficiencia por períodos latamente mayores a 5 horas. Su tratamiento, al no ser una central hidráulica, no está abordado en el reglamento vigente (al igual que las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, que fue lo que motivó la introducción de la tabla en el artículo decimoprimer), viendo injustificadamente discriminada su potencia de suficiencia respecto a los sistemas de almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación intra diaria cuyo recurso no es el hidroeléctrico.

Reiteramos que el imponer la inevitable sujeción a la tabla durante un período transitorio de 10 años que no considere a la CSP, inhibe el desarrollo de esta tecnología.

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

En los casos de componentes de almacenamiento o Central Renovable con Capacidad de Regulación intra diaria cuyo recurso no es el hidroeléctrico 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.

Cuarta opción (letra D. de la presente observación).

Artículo primero transitorio: Por un periodo de 10 años desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, para el cálculo de la potencia de suficiencia de las componentes de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento y de Centrales de Concentración Solar de Potencia, la potencia preliminar de la componente de almacenamiento de la Unidad Generadora se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.

La potencia inicial de las componentes de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento y de Centrales de Concentración Solar de Potencia, corresponderá a la multiplicación entre la potencia bruta máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla.

					<table border="0"> <tr> <td>Capacidad de almacenamiento (horas)</td> <td>Porcentaje de reconocimiento</td> </tr> <tr> <td><1</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>50%</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>70%</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>85%</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>95%</td> </tr> <tr> <td>>5</td> <td>100%</td> </tr> </table> <p>En los casos de componentes de almacenamiento o Centrales de Concentración Solar de Potencia, 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.</p>	Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento	<1	0%	1	50%	2	70%	3	85%	4	95%	>5	100%
Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento																		
<1	0%																		
1	50%																		
2	70%																		
3	85%																		
4	95%																		
>5	100%																		
280	Grupo Cerro		General	Las modificaciones propuestas no resuelven cuál es el costo variable de un sistema de almacenamiento puro (que no debe participar en las transferencias de potencias de acuerdo a la observación N°1). El costo variable de un Sistema de Almacenamiento no es nulo, sino que está determinado por el costo marginal vigente al momento en que el Sistema de Almacenamiento debió retirar o inyectar energía eléctrica y que, por tanto, corresponde a su costo de oportunidad de producción.	Incorporar precepto que señale que "Para el caso de un Sistema de Almacenamiento de Energía se considerará un costo variable igual al costo de oportunidad horario calculado por el Coordinador.														
281	Guacolda Energía SpA	No Aplica	Artículo 25 bis	La decisión es de carácter netamente operacional por lo que sólo debiese intervenir el Coordinador debido a que dicho organismo detenta el mandato legal de velar por la seguridad del sistema. Se propone mantener el articulado vigente.	Artículo 25 bis: 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 72º-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.														

					<p>El Coordinador deberá evaluar la solicitud 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 hábiles 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 hábiles 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.</p>
--	--	--	--	--	---

282	Guacolda Energía SpA	No Aplica	Artículo 33	<p>El artículo 33 propone realizar verificación de la disponibilidad del insumo principal, para lo cual en primera instancia deberá ser realizada mediante la información del despacho económico y estadísticas de la operación real y posteriormente, mediante auditorías, inspecciones o pruebas que son de cargo del participante del Balance de Potencia.</p> <p>Adicionalmente en el último párrafo del artículo se considerare la unidad generadora en todos los casos con disponibilidad de combustible nula, cuando se verifique alguna indisponibilidad, pudiendo ser esta parcial, nos parece inadecuado, considerando que la actualización puede deberse a una indisponibilidad parcial y no total de combustible.</p>	<p>Artículo 33: Para cada Unidad Generadora térmica, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo, a más tardar cada 2 años. Esta verificación deberá ser llevada a cabo, en primera instancia, mediante la información obtenida del despacho de la Unidad Generadora en la operación real del sistema. El Coordinador, en caso de detectar inconsistencias fundadas o en caso de no contar con estadísticas para la verificación, podrá solicitar 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.</p> <p>En caso de que no se cuente con la disponibilidad de los insumos informada, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador antecedentes actualizados, inmediatamente una vez detectada la diferencia, que acrediten su disponibilidad de acuerdo a lo indicado en el inciso anterior. 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 proporcional a la verificada en la primera auditoría, inspección o medición.</p>
-----	----------------------	-----------	-------------	---	--

283	Guacolda Energía SpA	No Aplica	Artículo 37	Se detecta que la definición de curva de carga resultante del modelo no es explícita respecto de la exclusión de las instalaciones de almacenamiento dispuestas para la gestión de demanda por parte de clientes aguas abajo del medidor de retiro.	<p>Se propone el siguiente texto para el primer y segundo párrafo:</p> <p>"Artículo 37: La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. El Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para cada instalación de forma individual de acuerdo a lo establecido en el presente artículo. La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Esta curva de carga no deberá considerar el efecto de los sistemas de almacenamiento que no se encuentren asociados a la gestión de la demanda por parte de los clientes aguas abajo del retiro.</p> <p>Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, a través de un modelo horario que gestione las inyecciones y retiros de las instalaciones señaladas en el inciso anterior, cuya función objetivo maximice su inyección en horas de mayor demanda y efectúe su carga en horas de menor demanda del sistema, o subsistema respectivo. Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, los siguientes antecedentes:"</p>
-----	----------------------	-----------	-------------	---	--

284	Guacolda Energía SpA	No Aplica	Artículo 53 bis	<p>Respecto de la disponibilidad efectiva establecida en el nuevo Artículo 53 bis se debe generar instancias por etapa para dicha verificación, no quedando discrecional uno u otro mecanismo de verificación.</p> <p>Adicionalmente, el hecho de que se considerare la unidad generadora o sistema de almacenamiento en todos los casos indisponible, cuando se verifique alguna indisponibilidad, pudiendo ser esta parcial, nos parece inadecuado, considerando que la actualización puede deberse a una parte o equipo que disminuya sólo un porcentaje de su generación. Sería apropiado que se considere una potencia limitada de acuerdo con los resultados de la auditoría. En el caso de parques solares, eólicos y de almacenamiento, su potencia es dependiente de una sumatoria de unidades y/o módulos y partes, por lo que debiese considerarse indisponibilidad parcial (limitación) de la central.</p>	<p>Artículo 53 bis: El Coordinador deberá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la norma técnica, la disponibilidad efectiva de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía.</p> <p>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 deberá ser llevada a cabo, en primera instancia, mediante la información obtenida del despacho de la Unidad Generadora o el Sistema de Almacenamiento de Energía en la operación real del sistema.</p> <p>El Coordinador, en caso de detectar inconsistencias fundadas respecto de lo informado por el participante del Balance de Potencia o en caso de no contar con estadísticas para la verificación a la que se refiere el inciso anterior, podrá solicitar 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.</p> <p>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 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 como indisponible o parcialmente disponible, de acuerdo con la información verificada.</p>
-----	----------------------	-----------	-----------------	--	---

285	Guacolda Energía SpA	No Aplica	Artículo 63 ter	Se debe establecer un mínimo de horas y máximo de horas para controlar el periodo de punta, no podrá exceder 5 horas diarias, de acuerdo con artículo primero transitorio (tabla con horas de almacenamiento).	Se propone el siguiente texto para el primer párrafo: "Artículo 63 ter: A partir del estudio indicado en el artículo precedente, así como, considerando análisis propios, 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 entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema Eléctrico Nacional, el cual no podrá exceder 5 horas diarias."
286	Guacolda Energía SpA	No Aplica	Artículo Primero Transitorio	"Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo." Observación: Garantizar la remuneración de potencia durante 10 años, a partir de la implementación de la norma, no es adecuado para propósitos de financiamiento. Se sugiere que, como mínimo, se consideren 15 años.	Se propone el siguiente texto para el primer párrafo: "Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 15 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo."
287	Guacolda Energía SpA	No Aplica	Artículo Primero Transitorio	"En los casos de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento cuyas capacidades sean fracciones de horas, el porcentaje de reconocimiento de la Potencia Inicial se determinará a partir de la tabla anterior, realizando una aproximación lineal entre las horas que corresponda." Observación: El cálculo no es una aproximación, la palabra adecuada es Interpolación Lineal.	Se propone el siguiente texto para el tercer párrafo (inmeditamente a continuación de la tabla): "En los casos de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento cuyas capacidades sean fracciones de horas, el porcentaje de reconocimiento de la Potencia Inicial se determinará a partir de la tabla anterior, realizando una interpolación lineal entre las horas que corresponda."
288	Guacolda Energía SpA	No Aplica	Artículo segundo transitorio	Se sugiere cambiar la frase "a lo más" por "a más tardar" en la siguiente frase señalada en el artículo segundo transitorio: "deberá iniciarse a lo más en el año de cálculo siguiente a la fecha de la publicación del presente decreto."	El primer estudio que deberá realizar el Coordinador Eléctrico Nacional en conformidad al procedimiento establecido en el artículo 63 bis del Reglamento aprobado por el Decreto 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, deberá iniciarse a más tardar en el año de cálculo siguiente a la fecha de la publicación del presente decreto.

289	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 9º	<p>Para que las unidades de pequeña escala puedan participar efectivamente de la prestación de potencia, debe considerarse que dichos medios, o agrupación de dichos medios, dispongan de centros de monitoreo y control centralizado al coordinador o al centro de control de la distribuidora según corresponda, de manera de monitorear la estadística de la operación, disponibilidades y probabilidades de prestación de potencia. Se sugiere que estos medios o agrupación pueda participar de la prestación de potencia toda vez que cuente con la tecnología de monitoreo necesaria a disposición del coordinador.</p>	<p>Artículo 9º: Para efectos del cálculo de la Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva de los medios de generación <u>o sistemas de almacenamiento de energía</u>, ambos de pequeña escala, se deberá aplicar un tratamiento metodológico equivalente al que se aplica a las demás Unidades Generadoras <u>o sistemas de almacenamiento de energía</u> de igual tecnología. No obstante lo anterior, el Coordinador podrá adoptar simplificaciones o agrupaciones de los referidos medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía, ambos de pequeña escala, para efectos de realizar un cálculo eficiente de la Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva, en atención a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos, y siempre que no exista perjuicio en la determinación de la Potencia de Suficiencia definitiva de los medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía, ambos de pequeña escala, que sean objeto de dicha simplificación o agrupación. <u>Para asignar Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia Preliminar y definitiva de los medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía indicados en el primer inciso, estos deben poseer de manera individual o en conjunto instalaciones que permitan la comunicación de señales de monitoreo a los centros de control de las distribuidoras o directamente al coordinador.</u></p>
-----	--------------------------------	-----	-------------	--	---

290	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 25 bis	<p>Para asegurar la prestación de potencia de suficiencia, estos deben ser asignadas a centrales que se encuentren en condiciones adecuadas para ser llamadas a despacho según la generación que puedan garantizar en situaciones críticas. Una unidad con Estado de Reserva Estratégica, no es capaz de garantizar su disponibilidad de generación. Por tal razón se solicita mejorar la regulación para la obtención de los pagos asociados a esta condición, aumentando las exigencias para hacer efectiva esta opción, con inspecciones sin previo aviso con frecuencia anual y exigiendo el cumplimiento de todo el período asociado a la aprobación del Estado de Reserva Estratégico.</p> <p>Adicionalmente, debido a la característica técnica de la asignación de la reserva estratégica, se propone retomar al coordinador como ente que habilite los cambios de reserva estratégica.</p>	<p>Artículo 25 bis: Una Unidad Generadora podrá ser considerada en Estado de Reserva Estratégica mediante la aprobación, por parte del Coordinador del <u>Ministerio de Energía</u>, de una solicitud de cambio a dicho estado, presentada por el respectivo Participante del Balance de Potencia al Coordinador <u>Ministerio de Energía</u>, la que deberá indicar la fecha de cambio de estado.</p> <p>Será requisito para que el Coordinador <u>Ministerio de Energía</u> 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 72º-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.</p> <p><u>El Ministerio de Energía deberá solicitar al Coordinador deberá evaluar un informe respecto del cumplimiento de los requisitos técnicos necesarios para la aprobación de la solicitud que hace referenciareferida en el inciso primero del presente artículo, en función de la fecha presentada para tal cambio. El</u> Coordinador, el que <u>deberá ser emitido</u> en un plazo no superior a 20 días hábiles contado desde la recepción de la solicitud, a través de un informe técnico, deberá verificar <u>deberá verificar</u> <u>del requerimiento del Ministerio de Energía. El Coordinador deberá evaluar la solicitud considerando el plazo solicitado para permanecer en el Estado de Reserva Estratégica y los efectos del plazo solicitado para permanecer en dicho estado, verificando</u> 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 <u>considerando el</u> orden cronológico de presentación de las mismas</p>
-----	--------------------------------	-----	-----------------	---	---

--	--	--	--	--

Esta y cualquier otra evaluación relacionada con el Estado de Reserva Estratégico deberá ser realizada considerando la condición de abastecimiento más severa definida por el Coordinador en sus estudios mensuales de seguridad, y para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento ambas con capacidad diaria o superior, una energía inicial según lo establecido en el artículo N°40 del presente reglamento.

~~La aprobación~~Adicionalmente, el Ministerio de ~~solicitud~~Energía podrá remitir las ~~solicitudes~~ de cambio a Estado de Reserva Estratégica al Coordinador, ~~será~~ ~~efectuado por el Coordinador, teniendo al Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa o a otras entidades, con el objeto de que éstas se pronuncien~~ ~~con el objeto que este se pronuncie sobre la debida coherencia de las solicitudes~~ respecto de los plazos para permanecer en Estado de Reserva Estratégica en ~~consideración el plazo solicitado para permanecer en Estado de Reserva~~ ~~Estratégica relación a los planes y políticas nacionales y sectoriales vigentes. Por~~ ~~su parte, el Ministerio de Energía podrá solicitar antecedentes o informes a otras~~ ~~entidades públicas o de carácter privado.~~

En caso de que el ~~Coordinador~~Ministerio de Energía no apruebe la solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora ~~para~~ atendiendo únicamente 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~~Ministerio de Energía 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~~ dicho estado a la fecha señalada por el ~~Coordinador~~Ministerio de Energía, en un plazo de 10 días hábiles contado desde la comunicación del ~~Coordinador~~Ministerio de Energía. 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, esta

					<p>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, esta se tendrá por desistida.</p> <p>En el caso de que la Unidad Generadora decida retirarse antes de vencido el plazo aprobado para el Estado de Reserva Estratégica, se entenderá que no aportó suficiencia al sistema, de modo que deberán reliquidarse los Balances de Potencia durante la permanencia en este estado, asignándole Potencia Inicial nula a esta central. Anualmente, y sin previo aviso, un consultor independiente designado por el Coordinador, deberá realizar una inspección de la unidad para comprobar que efectivamente la Unidad se encuentra disponible para operar en los términos indicados en el Artículo 25 quáter. El consultor deberá elaborar un informe, el cual será publicado por el Coordinador, reportando el estado de la Unidad y concluyendo si ésta cumple o no con las exigencias del Estado de Reserva Estratégico, de no cumplirlas, se entenderá que la Unidad no ha aportado suficiencia al sistema durante el año y en consecuencia, no se le asignará Potencia de Suficiencia.</p>
291	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 26	<p>Se solicita incluir en el cálculo de la disponibilidad de los insumos Primario y Alternativo, las restricciones locales o nacionales que puedan existir en la cadena de suministro, como por ejemplo, la restricción identificada y verificada por el Coordinador en la distribución diésel, de 3.500 m3 diarios, según aparece los Estudios de Seguridad de Abastecimiento que emite mensualmente el Coordinador.</p> <p>Asimismo, se solicita medir la disponibilidad continua del insumo principal o secundario, según los requerimientos de generación de un escenario de abastecimiento crítico, coherente con los estudios de seguridad que elabora el Coordinador.</p>	<p>Artículo 26: Además del control estadístico señalado en el Artículo 25 del presente reglamento, el Coordinador deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier del Insumo Principal e <u>Insumo Alternativo</u> utilizado por las Unidades Generadoras, en base al nivel diario de restricción.</p> <p>La estadística deberá reflejar las restricciones que puedan existir en las correspondientes cadenas de suministro de los insumos. La estadística deberá ser confeccionada considerando la condición de abastecimiento más severa definida por el Coordinador en sus estudios mensuales de seguridad, y para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento ambas con capacidad diaria o superior, una energía inicial según lo establecido en el artículo N°40 del presente reglamento.</p> <p>A partir de lo anterior, el Coordinador establecerá establecerá el identificará el percentil del 10% año de la menor disponibilidad media mensual para cada año anual a que se refiere el Artículo 29 y siguientes del presente reglamento, para cada unidad generadora en forma independiente.</p>

292	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 28	<p>Si bien la normativa no exige a las unidades termoeléctricas contar con contratos de suministro que permitan dar mayor garantía en el suministro de su combustible, la incertidumbre asociada a la disponibilidad de este insumo y, en consecuencia, en su disponibilidad de potencia, tiene una correlación directa con el tipo de contratos que se suscriba con los proveedores.</p> <p>En línea con lo anterior, se solicita que las unidades que muestren contratos de suministro en firme del Insumo Principal o Alternativo, tengan mayor prioridad en la asignación de Potencia Inicial con respecto a aquellas unidades con solo cuentan con contratos spot.</p>	<p>Artículo 28: A cada Unidad Generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación, según corresponda, junto a las restricciones ambientales asociadas a éstos y en los procesos logísticos asociados al suministro de ambos insumos, incluyendo las restricciones que puedan existir en las correspondientes cadenas de suministro y según lo indicado en el artículo N°26 del presente reglamento. En la asignación de Potencia Inicial tendrán prioridad las Unidades Generadoras que acrediten ante el Coordinador, la factibilidad de abastecer a dichas unidades con el Insumo Principal o Secundario, con contratos de suministro en firme del Insumo. <u>Para el caso de un Sistema de Almacenamiento de Energía, la Potencia Inicial se asignará de acuerdo a lo señalado en el artículo 37 del presente reglamento. En el caso de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, su Potencia Inicial se asignará de acuerdo a lo señalado en el artículo 38 del presente reglamento.</u></p> <p>En caso que un Insumo Principal o un Insumo Alternativo de generación presente incertidumbre respecto de su disponibilidad futura, medida según el artículo 26 del presente reglamento, la Potencia Inicial de cada Unidad Generadora deberá considerar los niveles de restricción observados para dichos insumos.</p> <p>En 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 los Artículos 25 quáter y 25 sexies del presente reglamento. Para acreditar lo anterior, dichos participantes deberán contar con contratos o acuerdos de suministro del Insumo Principal, según el escenario de abastecimiento indicado en el artículo 26 del presente reglamento.</p> <p>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 del Insumo Principal es del 100% para el período 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 del Insumo Principal.</p>
-----	--------------------------------	-----	-------------	---	--

293	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 29	<p>Al igual que el comentario al art. 26, se solicita incluir en el cálculo de la disponibilidad de la Unidad Generadora, el promedio de cinco años pero de un percentil más severo de la estadística de disponibilidad.</p>	<p>Artículo 29: En caso de Unidades Generadoras térmicas, la Potencia Inicial se determinará en base al percentil del 10% de la menor disponibilidad media mensual de cada año anual para el Insumo Principal, considerando el promedio de dichos percentiles para los últimos 5 años anteriores al Año de Cálculo, para cada Unidad Generadora en forma independiente.</p> <p>En el caso de Unidades Generadoras que se hayan encontrado en Estado de Reserva Estratégica, se empleará el percentil 10% de la menor disponibilidad media mensual de cada año anual determinada en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio de Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad.</p> <p>El Coordinador deberá mantener un control estadístico de la disponibilidad de los insumos indicados en el primer inciso del presente artículo, conforme a lo indicado en el Artículo 26 del presente reglamento.</p>
-----	-----------------------------------	-----	-------------	--	--

294	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 30	<p>Se solicita mantener el control estadístico del Insumo Alternativo. Del mismo modo que el comentario al artículo 26, se solicita incluir en el cálculo de la disponibilidad del insumo Alternativo, las restricciones locales que puedan existir en la cadena de suministro. Asimismo, se solicita medir la disponibilidad continua del insumo principal o secundario, según los requerimientos de generación de un escenario de abastecimiento crítico.</p>	<p>Artículo 30: Las unidades generadoras que declaren capacidad de respaldo a través de la operación con Insumo Alternativo, 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.</p> <p>Para efectos de lo señalado en el inciso primero, el Coordinador deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Alternativo utilizado por las Unidades Generadoras, en base al nivel diario de restricción.</p> <p>La declaración de capacidad de respaldo con Insumo Alternativo deberá ser acompañada de una certificación emitida por una empresa con experiencia en la materia. La declaración y certificación indicada deberá contar con la conformidad del Coordinador antes que sea aceptada como antecedente válido para las transferencias de potencia que corresponda.</p> <p>Se entenderá que una unidad generadora posee capacidad de respaldo y está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta certifique que puede operar en forma continua considerando las restricciones ambientales asociadas a éste. Para tal efecto se deberá acreditar que la unidad generadora puede operar continuamente por al menos 24 horas, a una Potencia Máxima que se debe verificar en los mismos términos que la del Insumo Principal, sujeto a la normativa ambiental vigente y demostrando factibilidad en el suministro permanente del Insumo Alternativo correspondiente y considerando cualquier restricción en la distribución del insumo en el escenario más exigente de abastecimiento según lo indicado en el art.26 anterior y con la energía inicial calculada según el artículo 40 del presente reglamento.</p>
-----	--------------------------------	-----	-------------	---	---

--	--	--	--	--

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 los Artículos 25 quáter y 25 sexies 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 cuentan con capacidad de respaldo. En caso de no contar con la referida acreditación, a dichas unidades se las considerará sin capacidad de respaldo.

295	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 31	<p>Al igual que el comentario al art. 26, se solicita incluir en el cálculo de la disponibilidad de la Unidad Generadora, el promedio de cinco años pero de un percentil más severo de la estadística de disponibilidad.</p>	<p>Artículo 31: A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad a que se refieren los artículos precedentes, y que no posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial como la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal, ponderada por la disponibilidad de dicho insumo.</p> <p>A las unidades generadoras Para el caso de una Unidad Generadora que estén afectas a la menor disponibilidad señalada, pero que posean posea capacidad de respaldo, se les determinará la según lo dispuesto en el artículo precedente, su Potencia Inicial, igual a la se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:</p> <p>Potencia Inicial= $\min\{P_{\max P} ; P_{\max P} * DIP + P_{\max A} * (1 - DIP) * DIA\}$</p> <p>Donde:</p> <p>DIP: Percentil 10% de la menor disponibilidad media mensual de cada año anual del Insumo Principal de la Unidad Generadora, como promedio de para los últimos cinco años anteriores al Año de Cálculo.</p> <p>DIA: Percentil 10% de la menor disponibilidad media mensual de cada año anual del Insumo Alternativo de la Unidad Generadora, como promedio 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</p> <p>P_{máxP}: Potencia Máxima asociada al Insumo Principal ponderada por de la disponibilidad de dicho insumo, más la P_{máxP}: Potencia Máxima asociada al Insumo Principal ponderada por de la Unidad Generadora.</p> <p>PMáxA: Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo ponderada por uno menos la disponibilidad del Insumo Principal antes indicada de la Unidad Generadora. P_{máxA}: Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo ponderada por uno menos la disponibilidad del Insumo Principal antes indicada de la Unidad Generadora.</p>
-----	--------------------------------	-----	-------------	--	--

296	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 33 (nuevo)	<p>Se solicita hacer inspecciones obligatorias y más frecuentes.</p> <p>También se sugiere aumentar la severidad del impacto en la asignación de la Potencia de Suficiencia de la Unidad en caso de no cumplirse con la información entregada.</p>	<p>Artículo 33 (nuevo): Para cada Unidad Generadora térmica, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo, con una frecuencia al menos anual 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.</p> <p>En caso de que no se cuente con la disponibilidad de los insumos informada, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador antecedentes actualizados, inmediatamente una vez detectada la diferencia, que acrediten su disponibilidad de acuerdo a lo indicado en el inciso anterior. 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 entre el inicio del año del cálculo de las transferencias de potencia 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.</p>
-----	--------------------------------	-----	---------------------	--	---

297	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 35	<p>Se solicita mantener el aporte de la central durante las horas que definen la Demanda de Punta del Sistema en el año de cálculo.</p> <p>También se solicita usar la disponibilidad promedio horaria de un percentil más exigente, coherente con los exigido a otras tecnologías, en particular a las centrales hidroeléctricas, a las que se les mide la suficiencia en condiciones mucho más severas, como por ejemplo a las unidades diésel, las que ni siquiera tienen exigencia de contratos a firme en el suministro del insumo.</p>	<p>Artículo 35: La Potencia Inicial de Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales en los términos que establece el literal aa) del artículo 225º de la Ley, será determinada en función del tipo de energético que, como insumo primario, se utilice para la generación de energía y en conformidad a las disposiciones que establezca la norma técnica. Para aquellas Unidades Generadoras que sean parte de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o una Central Renovable con Capacidad de Regulación, y que sean consideradas medios de generación renovables no convencionales según el literal aa) del artículo 225º de la Ley, cuya fuente de energía primaria sea distinta de la energía hidráulica, la Potencia Inicial deberá reconocer adecuadamente el aporte a la suficiencia de dichas unidades a propósito de la capacidad de gestión temporal de la energía con la que cuentan.</p> <p>Para tal efecto, el Coordinador utilizará la información estadística del insumo primario que aporte cada Participante del Balance de Potencia, considerando la el peor escenario de el percentil del 10% de la menor disponibilidad horaria promedio media anual del Insumo Principal durante las horas del período de punta, de los últimos 5 años anteriores. Las características y detalle de dicha información estadística deberán ser acorde con el Insumo Principal de que se trate.</p>
-----	--------------------------------	-----	-------------	--	--

298	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 37 (nuevo)	Se solicita que la metodología se aplique siempre y cuando el coordinado siga el programa indicativo del Coordinador.	<p>Artículo 37 (nuevo): La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para cada instalación de forma individual de acuerdo a lo establecido en el presente artículo.</p> <p>1. Si la operación del Sistema de Almacenamiento se realiza de acuerdo al programa establecido por el Coordinador. Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, y con resolución horaria, que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema respectivo, considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior. Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, los siguientes antecedentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Potencia máxima de inyección y retiro de las instalaciones. b) Capacidad de almacenamiento en horas. c) Eficiencia de las instalaciones. d) Demanda horaria del sistema, o subsistema, para el Año de Cálculo. <p>Una vez aplicado el proceso de optimización, se deberá determinar la curva de carga horaria equivalente, a partir de la demanda del sistema, o subsistema respectivo, considerando, horariamente, la suma de los retiros y la resta de las inyecciones de las instalaciones indicadas en el inciso primero del presente artículo.</p> <p>La Potencia Inicial de cada instalación se determinará a partir de la siguiente expresión: $P_{ini} = \text{Demanda de Punta} - \text{Demanda de Punta}_{alm}$ $\text{Demanda de Punta}_{alm} = \text{Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema.}$</p> <p>2. Si la operación del Sistema de Almacenamiento se realiza de acuerdo al programa establecido por el propietario. En este caso, Demanda de Punta_alm se calculará considerando el promedio horario de las inyecciones y retiros de los últimos 5 años. Para los años en que no exista estadística, se considerará la optimización del Coordinador.</p>
-----	-----------------------------------	-----	------------------------	---	---

299	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 40	<p>Se solicita calcular la energía inicial de las Unidades Generadoras Hidroeléctricas con Capacidad de Regulación al 1 de abril considerando el percentil del 10% de la menor energía embalsada durante los últimos 20 años.</p> <p>También se solicita que el cálculo de la energía inicial, no considere los derechos de agua relacionados con riego, salvo en aquellos casos que estos recursos cuenten con una disponibilidad debidamente respaldada mediante convenios con los regantes, pues estos recursos no pueden ser considerados como energía garantizada ni necesariamente disponible para generación sin estos convenios.</p>	<p>Artículo 40: A las Unidades Generadoras hidroeléctricas que pertenezcan a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, ambas con capacidad diaria o superior, se les considerará una energía inicial igual al percentil del 10% de la menor al promedio de la energía embalsada o almacenada al 1 de abril, durante los últimos 20 años, de la estadística disponible. Para efectos de este cálculo no se considerarán los derechos de agua relacionados con riego, salvo que éstos derechos tenga los debidos convenios que garanticen el uso de estos recursos.</p> <p>Se entenderá que una Unidad Generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación diaria o superior, cuando la capacidad máxima de su embalse o estanque de regulación, más la capacidad de gestión temporal de su componente de almacenamiento, si corresponde, y el caudal afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo 39 del presente reglamento, permiten que la Unidad Generadora opere a Potencia Máxima por al menos 24 horas.</p>
-----	--------------------------------	-----	-------------	--	---

300	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 41	<p>En línea con lo indicado en el Art. 40, se solicita que el cálculo de los caudales afluentes considerados para el cálculo de la Potencia Inicial, no considere los compromisos de riego, salvo que estos recursos cuenten con una disponibilidad debidamente respaldada mediante convenios con los regantes, pues estos recursos no pueden ser considerados como energía garantizada ni necesariamente disponible para generación sin estos convenios.</p>	<p>Artículo 41: Las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, cuya fuente de energía primaria sea hidráulica y su capacidad de regulación o de almacenamiento sea insuficiente para generar su Potencia Máxima por al menos 24 horas, se denominarán centrales con capacidad de regulación o almacenamiento intra diaria. Se entenderá que una Unidad Generadora perteneciente a las centrales indicadas posee capacidad de regulación o almacenamiento intra diaria cuando la capacidad máxima de su embalse o estanque de regulación, más la capacidad de gestión temporal de su componente de almacenamiento, si corresponde, más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo 39, del presente reglamento, es suficiente para que la Unidad Generadora opere por al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su Potencia Máxima. Para efectos de este cálculo no se considerarán los derechos de agua relacionados con riego, salvo que éstos derechos tengan los debidos convenios que garanticen el uso de estos recursos.</p> <p>En caso que, para contar con capacidad de regulación o almacenamiento intra diaria al momento del cálculo, una unidad requiera una potencia menor a su Potencia Máxima, para efectos del presente reglamento su Potencia Máxima será reducida a la menor potencia antes mencionada.</p> <p>A las Unidades Generadoras pertenecientes a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, cuya fuente de energía primaria sea hidráulica, con capacidad de regulación o almacenamiento intra diaria se les considerará su capacidad de regulación o almacenamiento, pero no se les considerará la energía inicial indicada en el artículo precedente.</p>
-----	-----------------------------------	-----	-------------	---	--

301	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 49	<p>Se solicita reemplazar el guarismo de 60% de manera que la asignación de la Potencia de Suficiencia de las unidades en el Estado de Reserva Estratégica, se realice mediante una regulación por costos eficientes, de modo que estas unidades aseguren recibir pagos sólo los ingresos suficientes que les permita cubrir todos sus costos, incluyendo un costo de capital coherente con la normativa eléctrica similar a instalaciones licitadas.</p>	<p>Artículo 49: Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine el Coordinador, el cual deberá considerar para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios.</p> <p>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, para determinar la Potencia de Suficiencia preliminar, la Potencia Inicial de dichas unidades o sistemas de almacenamiento será calculada como el mínimo valor entre la Potencia Inicial determinada conforme al Capítulo 1 del presente Título, y la potencia equivalente.</p> <p>En el caso de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados, la potencia equivalente corresponderá al promedio ponderado de los Estados Deteriorados y Estado Disponible que corresponda. Tratándose de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, la potencia equivalente corresponderá a al menor valor entre un porcentaje 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 de Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. El porcentaje antes referido, se calculará como la mínima Potencia de Suficiencia que asegure que la Unidad Generadora pueda recuperar los costos eficientes de mantenimiento más una rentabilidad determinada por la tasa de descuento a que se hace referencia el artículo 118° de la Ley General de Servicios Eléctricos. El Coordinador determinará los costos eficientes de mantenimiento según las mejores prácticas nacionales o internacionales.</p>
-----	-----------------------------------	-----	-------------	---	--

302	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 53 bis	<p>Se solicita considerar hacer inspecciones obligatorias y más frecuentes.</p> <p>También se solicita aumentar la severidad del impacto en la asignación de la Potencia de Suficiencia de la Unidad en caso de no cumplirse con la información entregada.</p>	<p>Artículo 53 bis: El Coordinador podrá deberá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la norma técnica, la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades.</p> <p>Para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad efectiva al menos una vez al año, a más tardar cada 2 años al menos una vez al año. 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.</p> <p>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 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 el primer día del cálculo de las Transferencias de Potencia y 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 como indisponible.</p>
-----	--------------------------------	-----	-----------------	--	---

303	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 54	Del mismo modo que el comentario al artículo 26, se solicita incluir en el cálculo de la indisponibilidad del insumo Principal o Alternativo, las restricciones locales que puedan existir en la cadena de suministro.	<p>Artículo 54: La indisponibilidad forzada de una unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía incorporará todos aquellos eventos en que la unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía no esté disponible debido a la indisponibilidad de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.</p> <p>Del mismo modo, la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas a las instalaciones de cada unidad generadora, o en la cadena de suministro, así como la indisponibilidad de las instalaciones hidráulicas, se imputarán a la indisponibilidad forzada de la unidad generadora. En virtud de lo anterior, las instalaciones antes mencionadas deberán entenderse parte integral de la unidad generadora para efectos de computar la indisponibilidad forzada.</p> <p>Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión o distribución que no estén asociadas a la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad o sistema de almacenamiento respectivo.</p>
-----	-----------------------------------	-----	-------------	--	--

304	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 59	En línea con la política energética nacional y las metas del Acuerdo Paris, se solicita que el escalamiento de la Potencia de Suficiencia Preliminar sea discriminatorio, según un criterio que de cuenta de las emisiones de CO2 en la generación de cada unidad.	Artículo 59: La Potencia de Suficiencia definitiva de una unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía corresponderá a la Potencia de Suficiencia preliminar, obtenida conforme al Capítulo 2 del presente Título, escalada por un factor que considere las emisiones asociadas a las para todas las unidades generadoras Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia definitiva de las unidades generadoras Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda. Para estos efectos, se considerará una prioridad en el escalamiento de la Potencia de Suficiencia Inicial en función del factor de emisión unitario de dióxido de carbono de cada unidad, siendo las primeras unidades en ser escaladas aquellas con un mayor factor de emisión y, por lo tanto, las últimas serán aquellas con un factor de emisión nulo. Los factores de emisión de cada unidad corresponderán a los calculados para efectos del cálculo del impuesto por emisiones de carbono del último año previo al cálculo.
-----	-----------------------------------	-----	-------------	--	--

305	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	Artículo 63 bis (nuevo)	Se solicita realizar el cálculo del nivel de suficiencia según un escenario crítico de abastecimiento coherente con los informes mensuales de seguridad elaborados por el Coordinador.	<p>Artículo 63 bis (nuevo): 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. Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter y deberá realizarse considerando el escenario más crítico de los incluidos por el Coordinador en su Estudio Mensual de Seguridad y la energía inicial de las centrales de Energía Renovable con capacidad de regulación según el artículo 40 del presente reglamento. Para estos efectos, el Coordinador establecerá los supuestos y la metodología que serán requeridos para la realización de este estudio, previa aprobación de la Comisión.</p> <p>El estudio preliminar, 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 publicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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 el estudio definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia el primer semestre del siguiente año.</p>
-----	--------------------------------	-----	-------------------------	--	---

306	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	ARTÍCULO SEGUNDO	<p>Para que las unidades de pequeña escala puedan participar efectivamente de la prestación de potencia, debe considerarse que dichos medios, o agrupación de dichos medios, dispongan de centros de monitoreo y control centralizado al coordinador o al centro de control de la distribuidora según corresponda, de manera de monitorear la estadística de la operación, disponibilidades y probabilidades de prestación de potencia. Se sugiere que estos medios o agrupación pueda participar de la prestación de potencia toda vez que cuente con la tecnología de monitoreo necesaria a disposición del coordinador.</p> <p>Debido a las características tecnológicas actuales, dónde los pequeños medios de generación pueden disponer de un sistema de control al menos para monitoreo al centro de control de la distribuidora, y cuya creciente penetración al sistema hace necesario una operación coordinada y segura, tal como lo identifica el coordinador en la Carta CD00075-23, de fecha 18 de agosto de 2023, se solicita eliminar la opción de Autodespacho de las unidades PMGD establecido en el DS 88.</p>	<p>ARTÍCULO SEGUNDO.- 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:</p> <p>a) Reemplázase en el inciso primero del artículo 93 la frase "Todo PMGD operará con Autodespacho" por "Los propietarios u operadores de un PMGD operarán de forma coordinada podrán optar por operar con Autodespacho, en cuyo caso deberán informar al Coordinador en los términos y plazos que este determine. En el caso de que no opten por el régimen indicado anteriormente, deberán <u>debiendo</u> sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, lo cual deberá ser coordinado por medio de la la empresa de distribución respectiva."</p> <p>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".</p> <p>b) Elimínese el el literal c) del artículo 7°</p> <p>c) Elimínese en el inciso primero del artículo 94 la frase "y la operación con Autodespacho según lo establecido en el artículo anterior"</p> <p>d) Elimínese el artículo 110°.</p> <p>e) Elimínese el artículo 114°, 115°, 116°, 117°, 119° y 120°.</p>
-----	--------------------------------	-----	------------------	--	--

307	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	N/A	ARTÍCULO TERCERO	<p>Los cambios propuestos no son coherentes con la obligación legal del Coordinador de operar el sistema a mínimo costo, y priorizan el óptimo privado por sobre el óptimo social. De este modo, solicitamos mantener el actual artículo 99 del DS 125, pues, asegura que la operación de los sistemas de almacenamiento se realice conforme la operación óptima elaborada por el Coordinador, situación similar al de cualquier otro coordinado. De lo contrario, se podría estar alterando la consigna óptima de operación del sistema interconectado. Por la misma razón solicitamos no eliminar el artículo 102.</p> <p>Además se solicita mantener el artículo 112, pues, la operación de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento por obligación de la LGSE debe seguir una programación eficiente, como cualquier otro coordinado. La posible creciente incorporación de sistemas de almacenamiento puede provocar un cambio en la operación óptima del sistema, incentivando además estrategias de poder de mercado.</p>	<p>ARTÍCULO TERCERO.- 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:</p> <p>a) Reemplázase, en el artículo 91.-, la frase “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo” por “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo.”</p> <p>b) Elimínase, en el artículo 98.-, la palabra “estimado”.</p> <p>e) 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.”</p> <p>d) Elimínase el artículo 102.-</p>
-----	--------------------------------	-----	------------------	--	---

					<p>e) Sustitúyase, el artículo 110.-, por el siguiente: “Artículo 110.- En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento. 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.”.</p> <p>f) Reemplázase, en el artículo 112.- numeral b), la frase “mediante un programa de generación eficiente.” por “mediante la programación de la operación.”.</p>
308	Inkia Centrales Cardones, Colmito y Yungay	-	31	<p>La potencia inicial para centrales con respaldo se determinará utilizando la DIP y DIA como los menores valores anuales de los últimos 5 años. Tal como se postula, el texto no busca maximizar el aporte de la central generadora. Por ejemplo, pueden darse condiciones donde exista plena abundancia del insumo principal, lo que no entregue incentivos suficientes de demanda a los suministradores de insumo alternativo y no sea posible declarar disponibilidad del insumo alternativo.</p> <p>El reglamento debe buscar maximizar el aporte de suficiencia de las unidades efectivamente en situaciones de mayor exigencia. Se propone que el período para determinar la DIA corresponda al período con el mínimo valor de DIP.</p>	DIA: Disponibilidad media anual del Insumo Alternativo de la Unidad Generadora, para el año de cálculo de la DIP.
309	Inkia Centrales Cardones, Colmito y Yungay	-	37	<p>Se entiende que el aporte del almacenamiento a la curva de carga se realizará individualmente para cada Sistema/Central. Lo anterior no es consistente con una regulación que busque entregar señales económicas apropiadas (por ejemplo evitar premiar la sobre instalación), ni con el tratamiento recibido por otras tecnologías como lo señalado en los Artículos 44 y 45 (se utiliza el aporte del conjunto de unidades a la curva de duración).</p>	La potencia inicial se determinará a partir del aporte del conjunto de dichas unidades a la curva de carga.

310	MAE Holding Chile SpA	No Aplica	35	La medición de la información estadística del insumo primario de las Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales debería ser directa y, en caso alguno, a través de su estadística de generación, de manera de eliminar el efecto curtailment.	Se sugiere la siguiente redacción: "Para tal efecto, el Coordinador utilizará la información estadística de disponibilidad del insumo primario que aporte cada Participante del Balance de Potencia".
311	MAE Holding Chile SpA	No Aplica	37	No es claro que la fórmula indicada en el artículo tenga soporte en simulaciones de la operación real del sistema, lo que permitiría argumentar a favor de dicha expresión matemática. De hecho y solo como ejemplo, el Coordinador está actualmente utilizando una metodología alternativa para calcular dicha P_inicial. Por otra parte, el Artículo Primero Transitorio permite que la metodología de cálculo de la potencia inicial de la infraestructura de almacenamiento sea iterada hasta encontrar la idonea (iteración que estimamos necesaria de manera previa a la fijación de la metodología).	Artículo 37: La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para cada instalación de forma individual de acuerdo con lo establecido en el presente artículo. La metodología y los supuestos a considerar para el cálculo mencionado anteriormente serán detallados en un procedimiento que deberá ser definido posteriormente para dichos efectos.
312	MAE Holding Chile SpA	No Aplica	53 BIS	La disponibilidad efectiva es un indicador de base histórica. Luego, la verificación de unidades con despacho esporádico o nulo mediante auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas de operación no permitirá reconstruir la historia de los pasados 2 años. Además, ante la duda respecto de la disponibilidad pasada, el juicio del Coordinador tendería a ser favorable a la unidad, pues no se puede disminuir la disponibilidad por simple sospecha, sin una comprobación concluyente. Lo anterior va en directo desmedro de las unidades de despacho habitual, cuya disponibilidad se observa diariamente.	Se sugiere buscar una forma más efectiva para comprobar la disponibilidad de unidades de despacho esporádico, por ejemplo, hacerlas operar periódicamente (bi o trimestralmente) y sin aviso anticipado, debiendo mantenerse a plena carga durante un lapso continuo de 1 a 5 horas. Esta operación no marcaría precio, y los sobrecostos operacionales serían de cargo del propietario o titular de la unidad.
313	MAE Holding Chile SpA	No Aplica	60	Es necesario precisar qué límites se consideran para determinar la existencia de saturación o congestión de alguna instalación del sistema de transmisión. Tratándose de una operación ficticia, con todas las unidades operando según sus potencias de suficiencia, el sistema de transmisión también debería evaluarse para una condición N.	Sugerencia: "La operación debería simularse para una condición N y en base a los parámetros nominales de las instalaciones involucradas"
314	MAE Holding Chile SpA	No Aplica	63 BIS	Respecto a la frase "Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter", no queda claro por qué el escenario "con" control de punta sería distinto al "sin" control de punta desde el punto de vista del despacho real de centrales. Lo anterior, dado que el control de punta finalmente es un ejercicio administrativo que luego se mapea a una demanda de punta que define un costo, pero a priori ¿cómo podría saber/estimar el Coordinador el impacto en el comportamiento de una demanda que debe definir su estrategia de consumo en el horario de control de punta?	Sugerencia: "Se deben explicitar los principales supuestos que se van a considerar a la hora de realizar el estudio indicado".

315	MAE Holding Chile SpA	No Aplica	63 TER	<p style="text-align: center;">Respecto al siguiente párrafo:</p> <p style="text-align: center;">“La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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”</p> <p style="text-align: center;">Lo indicado en el párrafo mencionado no especifica bajo que escenarios o condiciones particulares podría producirse una modificación del período de control de punta quedando sujeto a la interpretación de lo que se considere como "cambios relevantes" en las condiciones del sistema eléctrico.</p> <p style="text-align: center;">Considerando lo relevante de la definición de los períodos de control de punta para los distintos actores que participan en la cadena de valor del mercado eléctrico vemos necesario definir que se considerará como "cambios relevantes" y "modificaciones considerables" a fin de tener mayores certezas sobre posibles modificaciones al período de control de punta.</p>	<p style="text-align: center;">Se sugiere definir que se considerará como “cambios relevantes” y “modificaciones considerables” que podrían derivar en un cambio del período de control de punta previamente definido.</p> <p>Adicional a lo anterior, se sugiere definir un marco mínimo desde el cual se pueda eventualmente modificar el periodo de control de punta.</p> <p style="text-align: center;">A modo de ejemplo:</p> <p>A nivel diario, se sugiere especificar si el bloque asociado a control de punta será de un máximo de horas (por definir), todas ellas contiguas.</p> <p>A nivel semanal, se sugiere especificar si los bloques asociados a control de punta serán en días hábiles y contiguos.</p>
-----	-----------------------	-----------	--------	---	--

316	MAE Holding Chile SpA	No Aplica	Artículo Tercero, Literal e	<p>Dado el tenor del literal e) del artículo Sexto, es necesario aclarar cómo se aplicará y qué alcances tendrá el caso de que una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deba ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía cuando su energía provenga de retiros del sistema para efectos de la programación de la operación y operación en tiempo real.</p> <p>Por ejemplo, no queda claro qué ocurre si, contando con energía almacenada proveniente de la componente generación, la central efectúa (adicionalmente) retiros del sistema para almacenar. En este tipo de casos cabe preguntarse: (i) ¿Qué normativa se aplicará a las inyecciones que realice posteriormente dicha central?; (ii) Respecto a las inyecciones que se realicen con la energía almacenada, ¿cómo se distinguirá si dicha energía proviene de la componente generación o de los retiros?; (iii) ¿Qué normativa se aplicará a la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que deba ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía conforme a este artículo respecto a su cálculo de potencia?.</p> <p>Cabe considerar que posiblemente las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en pos de un uso eficiente de su capacidad de almacenamiento, complementen el uso de dicha capacidad, realizado principalmente con la energía producida por su componente de generación, con energía retirada del sistema en menores porcentajes. Por ejemplo, considerando las variaciones de la radiación solar dentro de un año calendario, pueden existir Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento que cuenten con una capacidad acotada de almacenamiento durante los meses de invierno que puedan realizar retiros, también acotados, con el objeto de hacer más eficiente el uso de dicha capacidad.</p> <p>El que una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento sea tratada íntegramente como un Sistema de Almacenamiento de Energía para efectos de la programación de su operación y operación en tiempo real por el uso ocasional y/o marginal de su capacidad de almacenamiento con retiros del sistema no tiene sentido alguno y genera un desincentivo al uso eficiente de dicha capacidad. Además, este literal viene a complejizar el escenario para el almacenamiento, debido a que no logra dimensionar la totalidad de sus consecuencias que su implementación pudiese causar. Es por todo lo anterior que, con el fin de que se evite dificultar la entrada de almacenamiento y complejizar los términos, recomendamos eliminar este literal.</p>	<p>Se sugiere eliminar este literal de la propuesta de modificación. Entendemos que la redacción que se propone tiende a complejizar el despacho de las instalaciones involucradas.</p>
-----	-----------------------	-----------	-----------------------------	---	---

317	APEMEC	N/A	<p>Artículo 9º: Para efectos del cálculo de la Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva de los medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía, ambos de pequeña escala, se deberá aplicar un tratamiento metodológico equivalente al que se aplica a las demás Unidades Generadoras o sistemas de</p> <p>Mientras el Coordinador no disponga de las señales de monitoreo o control de unidades de pequeña escala, no sería posible remunerar la potencia de suficiencia de estas, toda vez que no sería posible corroborar la disponibilidad real que presentan. De este modo, se sugiere que sea requisito para que estas unidades reciban asignación de potencia que, ya sea, de manera individual o grupal, cumplan con el requisito de enviar las correspondientes señales a los centros de control que correspondan.</p> <p>Este comentario se hace relevante en atención a la reciente carta enviada por el Coordinador al Ministerio de Energía, en que declara no contar con señales de un grupo relevante de centrales de pequeña escala (Carta CD00075-23, de fecha 18 de agosto de 2023)</p>	<p>Artículo 9º: Para efectos del cálculo de la Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva de los medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía, ambos de pequeña escala, se deberá aplicar un tratamiento metodológico equivalente al que se aplica a las demás Unidades Generadoras o sistemas de almacenamiento de energía de igual tecnología. No obstante lo anterior, el Coordinador podrá adoptar simplificaciones o agrupaciones de los referidos medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía, ambos de pequeña escala, para efectos de realizar un cálculo eficiente de la Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva, en atención a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos, y siempre que no exista perjuicio en la determinación de la Potencia de Suficiencia definitiva de los medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía, ambos de pequeña escala, que sean objeto de dicha simplificación o agrupación. Para efectos de que estas unidades reciban asignación de potencia de suficiencia, será requisito que, ya sea, de manera individual o grupal, estas unidades hagan llegar a los correspondientes centros de control de las distribuidoras, o en su defecto directamente al Coordinador, las señales de monitoreo que el Coordinador solicite.</p>
-----	--------	-----	--	--

318	APEMEC	N/A	<p>Artículo 25 bis: Una Unidad Generadora podrá ser considerada en Estado de Reserva Estratégica mediante la aprobación, por parte del Coordinador del <u>Ministerio de Energía</u>, de una solicitud de cambio a dicho estado, presentada por el respectivo Participante del Balance de Potencia al Coordinador <u>Ministerio de Energía</u>.</p> <p>Respecto al Estado de Reserva Estratégica, cabe señalar que la potencia de suficiencia, y sus correspondientes pagos, debe ser asignada a centrales que se encuentren en operación efectiva en el sistema, según la generación que puedan garantizar en situaciones críticas de abastecimiento. Una unidad al encontrarse en el Estado de Reserva Estratégica, no es capaz de garantizar su disponibilidad de generación, siendo en términos prácticos una unidad retirada del sistema. De este modo, se sugiere suprimir la opción de Estado de Reserva Estratégico (presente en los artículos 25 bis a 25 nonies).</p> <p>En su defecto, se solicita mejorar su regulación requerida para la obtención de los pagos asociados a esta condición, aumentando las exigencias para hacer efectiva esta opción, con inspecciones sin previo aviso con frecuencia anual y exigiendo el cumplimiento de todo el período asociado a la aprobación del Estado de Reserva Estratégico.</p> <p>Así mismo, se propone vincular la evaluación de permanencia del Estado de Reserva Estratégica con los informes Seguridad de Abastecimiento que emite mensualmente el CEN.</p>	<p>Artículo 25 bis: Una Unidad Generadora podrá ser considerada en Estado de Reserva Estratégica mediante la aprobación, por parte del Coordinador del <u>Ministerio de Energía</u>, de una solicitud de cambio a dicho estado, presentada por el respectivo Participante del Balance de Potencia al Coordinador <u>Ministerio de Energía</u>, la que deberá indicar la fecha de cambio de estado.</p> <p>Será requisito para que el Coordinador <u>Ministerio de Energía</u> 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 72º-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.</p> <p><u>El Ministerio de Energía deberá solicitar al Coordinador deberá evaluar un informe respecto del cumplimiento de los requisitos técnicos necesarios para la aprobación de la solicitud que hace referencia <u>referida en</u> el inciso primero del presente artículo, en función de la fecha presentada para tal cambio. El Coordinador, el que <u>deberá ser emitido</u> en un plazo no superior a 20 días hábiles contado desde la recepción de la solicitud, a través de un informe técnico, deberá verificar <u>del requerimiento del Ministerio de Energía. El Coordinador deberá evaluar la solicitud considerando el plazo solicitado para permanecer en el Estado de Reserva Estratégica y los efectos del plazo solicitado para permanecer en dicho estado, verificando</u> 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 <u>considerando el</u> orden cronológico de presentación de las mismas.</u></p>
-----	--------	-----	---	---

--	--

		<p>Esta y cualquier otra evaluación relacionada con el Estado de Reserva Estratégico deberá ser realizada considerando la condición de abastecimiento más severa definida por el Coordinador en sus estudios mensuales de seguridad, y para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento ambas con capacidad diaria o superior, una energía inicial según lo establecido en el artículo N°40 del presente reglamento.</p> <p>La aprobación <u>Adicionalmente, el Ministerio de Energía podrá remitir las solicitudes de cambio a Estado de Reserva Estratégica, será efectuada por el Coordinador, teniendo al Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa o a otras entidades, con el objeto de que éstas se pronuncien sobre la debida coherencia de las solicitudes en consideración el plazo solicitado para permanecer en Estado de Reserva Estratégica, relación a los planes y políticas nacionales y sectoriales vigentes. Por su parte, el Ministerio de Energía podrá solicitar antecedentes o informes a otras entidades públicas o de carácter privado.</u></p>
--	--	--

--	--

	<p>En caso de que el Coordinador <u>Ministerio de Energía</u> no apruebe la solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora para <u>atendiendo únicamente</u> 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 <u>Ministerio de Energía</u> 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 <u>dicho estado</u> a la fecha señalada por el Coordinador <u>Ministerio de Energía</u>, en un plazo de 10 días hábiles contado desde la comunicación del Coordinador <u>Ministerio de Energía</u>. 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, esta se tendrá por desistida.</p> <p>En el caso de que la Unidad Generadora decida retirarse antes de vencido el plazo aprobado para el Estado de Reserva Estratégica, se entenderá que no aportó suficiencia al sistema, de modo que deberán reliquidarse los Balances de Potencia durante la permanencia en este estado, asignándole Potencia Inicial nula a esta central. Anualmente, y sin previo aviso, un consultor independiente designado por el Coordinador, deberá realizar una inspección de la unidad para comprobar que efectivamente la Unidad se encuentra disponible para operar en los términos indicados en el Artículo 25 quáter. El consultor deberá elaborar un informe, el cual será publicado por el Coordinador, reportando el estado de la Unidad y concluyendo si ésta cumple o no con las exigencias del Estado de Reserva Estratégico, de no cumplirlas, se entenderá que la Unidad no ha aportado suficiencia al sistema durante el año y en consecuencia, no se le asignará Potencia de Suficiencia.</p>
--	---

319	APEMEC	N/A	<p>Artículo 26: Además del control estadístico señalado en el Artículo 25 del presente reglamento, el Coordinador deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Principal e Insumo Alternativo utilizado por las Unidades Generadoras, en base al nivel diario de restricción.</p> <p>A partir de lo anterior, el</p>	<p>Se solicita incluir en el cálculo de la disponibilidad de los insumos Primario y Alternativo, las restricciones locales o nacionales que puedan existir en la cadena de suministro, como por ejemplo, la restricción identificada y verificada por el Coordinador en la distribución diésel, de 3.500 m3 diarios, según aparece los Estudios de Seguridad de Abastecimiento que emite mensualmente el Coordinador.</p> <p>Asimismo, se solicita medir la disponibilidad continua del insumo principal o secundario, según los requerimientos de generación de un escenario de abastecimiento crítico, coherente con los estudios de seguridad que elabora el Coordinador.</p>	<p>Artículo 26: Además del control estadístico señalado en el Artículo 25 del presente reglamento, el Coordinador deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier del Insumo Principal e <u>Insumo Alternativo</u> utilizado por las Unidades Generadoras, en base al nivel diario de restricción.</p> <p>La estadística deberá reflejar las restricciones que puedan existir en las correspondientes cadenas de suministro de los insumos. La estadística deberá ser confeccionada considerando la condición de abastecimiento más severa definida por el Coordinador en sus estudios mensuales de seguridad, y para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento ambas con capacidad diaria o superior, una energía inicial según lo establecido en el artículo N°40 del presente reglamento.</p> <p>A partir de lo anterior, el Coordinador establecerá el identificará el percentil del 10% año de la menor disponibilidad media mensual para cada año anual a que se refiere el Artículo 29 y siguientes del presente reglamento, para cada unidad generadora en forma independiente.</p>
-----	--------	-----	---	--	---

320	APEMEC	N/A	<p>Artículo 28: A cada Unidad Generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación, según</p>	<p>Si bien la normativa no exige a las unidades termoeléctricas contar con contratos de suministro que permitan dar mayor garantía en el suministro de su combustible, la incertidumbre asociada a la disponibilidad de este insumo y, en consecuencia, en su disponibilidad de potencia, tiene una correlación directa con el tipo de contratos que se suscriba con los proveedores.</p> <p>En línea con lo anterior, se solicita que las unidades que muestren contratos de suministro en firme del Insumo Principal o Alternativo, tengan mayor prioridad en la asignación de Potencia Inicial con respecto a aquellas unidades con solo cuentan con contratos spot.</p>	<p>Artículo 28: A cada Unidad Generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación, según corresponda, junto a las restricciones ambientales asociadas a éstos y en los procesos logísticos asociados al suministro de ambos insumos, incluyendo las restricciones que puedan existir en las correspondientes cadenas de suministro y según lo indicado en el artículo N°26 del presente reglamento. En la asignación de Potencia Inicial tendrán prioridad las Unidades Generadoras que acrediten ante el Coordinador, la factibilidad de abastecer a dichas unidades con el Insumo Principal o Secundario, con contratos de suministro en firme del Insumo. <u>Para el caso de un Sistema de Almacenamiento de Energía, la Potencia Inicial se asignará de acuerdo a lo señalado en el artículo 37 del presente reglamento. En el caso de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, su Potencia Inicial se asignará de acuerdo a lo señalado en el artículo 38 del presente reglamento.</u></p> <p>En caso que un Insumo Principal o un Insumo Alternativo de generación presente incertidumbre respecto de su disponibilidad futura, medida según el artículo 26 del presente reglamento, la Potencia Inicial de cada Unidad Generadora deberá considerar los niveles de restricción observados para dichos insumos.</p> <p>En 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 los Artículos 25 quáter y 25 sexies del presente reglamento. Para acreditar lo anterior, dichos participantes deberán contar con contratos o acuerdos de suministro del Insumo Principal, según el escenario de abastecimiento indicado en el artículo 26 del presente reglamento.</p> <p>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 del Insumo Principal es del 100% para el período 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 del Insumo Principal.</p>
-----	--------	-----	--	---	--

321	APEMEC	N/A	<p>Artículo 29: En caso de Unidades Generadoras térmicas, la Potencia Inicial se determinará en base a la menor disponibilidad media anual para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al Año de Cálculo, para cada Unidad Generadora en forma independiente.</p> <p>En el caso de Unidades Generadoras que se hayan encontrado</p>	<p>Al igual que el comentario al art. 26, se solicita incluir en el cálculo de la disponibilidad de la Unidad Generadora, el promedio de cinco años pero de un percentil más severo de la estadística de disponibilidad.</p>	<p>Artículo 29: En caso de Unidades Generadoras térmicas, la Potencia Inicial se determinará en base al percentil del 10% de la menor disponibilidad media mensual de cada año anual para el Insumo Principal, considerando el promedio de dichos percentiles para los últimos 5 años anteriores al Año de Cálculo, para cada Unidad Generadora en forma independiente.</p> <p>En el caso de Unidades Generadoras que se hayan encontrado en Estado de Reserva Estratégica, se empleará el percentil 10% de la menor disponibilidad media mensual de cada año anual determinada en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio de Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad.</p> <p>El Coordinador deberá mantener un control estadístico de la disponibilidad de los insumos indicados en el primer inciso del presente artículo, conforme a lo indicado en el Artículo 26 del presente reglamento.</p>
-----	--------	-----	--	--	--

322	APEMEC	N/A	<p>Artículo 30: Las unidades generadoras que declaren capacidad de respaldo a través de la operación con Insumo Alternativo, 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.</p>	<p>Se solicita mantener el control estadístico del Insumo Alternativo. Del mismo modo que el comentario al artículo 26, se solicita incluir en el cálculo de la disponibilidad del insumo Alternativo, las restricciones locales que puedan existir en la cadena de suministro. Asimismo, se solicita medir la disponibilidad continua del insumo principal o secundario, según los requerimientos de generación de un escenario de abastecimiento crítico.</p>	<p>Artículo 30: Las unidades generadoras que declaren capacidad de respaldo a través de la operación con Insumo Alternativo, 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.</p> <p>Para efectos de lo señalado en el inciso primero, el Coordinador deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Alternativo utilizado por las Unidades Generadoras, en base al nivel diario de restricción.</p> <p>La declaración de capacidad de respaldo con Insumo Alternativo deberá ser acompañada de una certificación emitida por una empresa con experiencia en la materia. La declaración y certificación indicada deberá contar con la conformidad del Coordinador antes que sea aceptada como antecedente válido para las transferencias de potencia que corresponda.</p> <p>Se entenderá que una unidad generadora posee capacidad de respaldo y está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta certifique que puede operar en forma continua considerando las restricciones ambientales asociadas a éste. Para tal efecto se deberá acreditar que la unidad generadora puede operar continuamente por al menos 24 horas, a una Potencia Máxima que se debe verificar en los mismos términos que la del Insumo Principal, sujeto a la normativa ambiental vigente y demostrando factibilidad en el suministro permanente del Insumo Alternativo correspondiente y considerando cualquier restricción en la distribución del insumo en el escenario más exigente de abastecimiento según lo indicado en el art.26 anterior y con la energía inicial calculada según el artículo 40 del presente reglamento.</p>
-----	--------	-----	--	---	---

					<p>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 los Artículos 25 quáter y 25 sexies del presente reglamento. Para acreditar lo anterior, dichos participantes deberán contar con contratos o acuerdos de suministro del Insumo Alternativo.</p> <p>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 cuentan con capacidad de respaldo. En caso de no contar con la referida acreditación, a dichas unidades se las considerará sin capacidad de respaldo.</p>
--	--	--	--	--	--

323	APEMEC	N/A	<p>Artículo 31: A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad a que se refieren los artículos precedentes, y que no posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial como la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal, ponderada por la disponibilidad de dicho insumo.</p> <p>A las unidades generadoras</p>	<p>Al igual que el comentario al art. 26, se solicita incluir en el cálculo de la disponibilidad de la Unidad Generadora, el promedio de cinco años pero de un percentil más severo de la estadística de disponibilidad.</p>	<p>Artículo 31: A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad a que se refieren los artículos precedentes, y que no posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial como la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal, ponderada por la disponibilidad de dicho insumo.</p> <p>A las unidades generadoras Para el caso de una Unidad Generadora que estén afectas a la menor disponibilidad señalada, pero que posean posea capacidad de respaldo, se les determinará la según lo dispuesto en el artículo precedente, su Potencia Inicial, igual a la se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:</p> $\text{Potencia Inicial} = \min\{P_{\max P} ; P_{\max P} * \text{DIP} + P_{\max A} * (1 - \text{DIP}) * \text{DIA}\}$ <p>Donde: DIP: Percentil 10% de la menor disponibilidad media mensual de cada año anual del Insumo Principal de la Unidad Generadora, como promedio de para los últimos cinco años anteriores al Año de Cálculo. DIA: Percentil 10% de la menor disponibilidad media mensual de cada año anual del Insumo Alternativo de la Unidad Generadora, como promedio 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 P_{máxP}: Potencia Máxima asociada al Insumo Principal ponderada por de la disponibilidad de dicho insumo, más la Unidad Generadora. P_{máxA}: Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo ponderada por uno menos la disponibilidad del Insumo Principal antes indicada de la Unidad Generadora.</p>
-----	--------	-----	--	--	--

324	APEMEC	N/A	<p>Artículo 33 (nuevo): Para cada Unidad Generadora térmica, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo, 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</p> <p>Se solicita hacer inspecciones obligatorias y más frecuentes.</p> <p>También se sugiere aumentar la severidad del impacto en la asignación de la Potencia de Suficiencia de la Unidad en caso de no cumplirse con la información entregada.</p>	<p>Artículo 33 (nuevo): Para cada Unidad Generadora térmica, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo, con una frecuencia al menos anual 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.</p> <p>En caso de que no se cuente con la disponibilidad de los insumos informada, el Participante del Balance de Potencia deberá enviar al Coordinador antecedentes actualizados, inmediatamente una vez detectada la diferencia, que acrediten su disponibilidad de acuerdo a lo indicado en el inciso anterior. 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 entre el inicio del año del cálculo de las transferencias de potencia 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.</p>
-----	--------	-----	--	---

325	APEMEC	N/A	<p>Artículo 35: La Potencia Inicial de Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales en los términos que establece el literal aa) del artículo 225º de la Ley, será determinada en función del tipo de energético que, como insumo primario, se utilice para la generación de energía y en</p>	<p>Se solicita mantener el aporte de la central durante las horas que definen la Demanda de Punta del Sistema en el año de cálculo.</p> <p>También se solicita usar la disponibilidad promedio horaria de un percentil más exigente, coherente con los exigido a otras tecnologías, en particular a las centrales hidroeléctricas, a las que se les mide la suficiencia en condiciones mucho más severas, como por ejemplo a las unidades diésel, las que ni siquiera tienen exigencia de contratos a firme en el suministro del insumo.</p>	<p>Artículo 35: La Potencia Inicial de Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales en los términos que establece el literal aa) del artículo 225º de la Ley, será determinada en función del tipo de energético que, como insumo primario, se utilice para la generación de energía y en conformidad a las disposiciones que establezca la norma técnica. Para aquellas Unidades Generadoras que sean parte de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o una Central Renovable con Capacidad de Regulación, y que sean consideradas medios de generación renovables no convencionales según el literal aa) del artículo 225º de la Ley, cuya fuente de energía primaria sea distinta de la energía hidráulica, la Potencia Inicial deberá reconocer adecuadamente el aporte a la suficiencia de dichas unidades a propósito de la capacidad de gestión temporal de la energía con la que cuentan.</p> <p>Para tal efecto, el Coordinador utilizará la información estadística del insumo primario que aporte cada Participante del Balance de Potencia, considerando la el peor escenario de el percentil del 10% de la menor disponibilidad horaria promedio media anual del Insumo Principal durante las horas del período de punta, de los últimos 5 años anteriores. Las características y detalle de dicha información estadística deberán ser acorde con el Insumo Principal de que se trate.</p>
-----	--------	-----	---	--	--

326	APEMEC	N/A	<p>Artículo 37 (nuevo): La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para</p>	<p>Se solicita que la metodología se aplique siempre y cuando el coordinado siga el programa indicativo del Coordinador.</p>	<p>Artículo 37 (nuevo): La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Potencia Inicial para cada instalación de forma individual de acuerdo a lo establecido en el presente artículo.</p> <p>1. Si la operación del Sistema de Almacenamiento se realiza de acuerdo al programa establecido por el Coordinador. Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, y con resolución horaria, que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema respectivo, considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior. Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, los siguientes antecedentes:</p> <p>a) Potencia máxima de inyección y retiro de las instalaciones. b) Capacidad de almacenamiento en horas. c) Eficiencia de las instalaciones. d) Demanda horaria del sistema, o subsistema, para el Año de Cálculo.</p> <p>Una vez aplicado el proceso de optimización, se deberá determinar la curva de carga horaria equivalente, a partir de la demanda del sistema, o subsistema respectivo, considerando, horariamente, la suma de los retiros y la resta de las inyecciones de las instalaciones indicadas en el inciso primero del presente artículo.</p> <p>La Potencia Inicial de cada instalación se determinará a partir de la siguiente expresión: Pini = Demanda de Punta - Demanda de Punta_alm Demanda de Punta_alm = Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema.</p> <p>2. Si la operación del Sistema de Almacenamiento se realiza de acuerdo al programa establecido por el propietario. En este caso, Demanda de Punta_alm se calculará considerando el promedio horario de las inyecciones y retiros de los últimos 5 años. Para los años en que no exista estadística, se considerará la optimización del Coordinador.</p>
-----	--------	-----	---	--	--

327	APEMEC	N/A	<p>Artículo 40: A las Unidades Generadoras hidroeléctricas que pertenezcan a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, ambas con capacidad diaria o superior, se les considerará una energía inicial igual al promedio de la energía embalsada o almacenada al 1 de abril,</p> <p>Se solicita calcular la energía inicial de las Unidades Generadoras Hidroeléctricas con Capacidad de Regulación al 1 de abril considerando el percentil del 10% de la menor energía embalsada durante los últimos 20 años.</p> <p>También se solicita que el cálculo de la energía inicial, no considere los derechos de agua relacionados con riego, salvo en aquellos casos que estos recursos cuenten con una disponibilidad debidamente respaldada mediante convenios con los regantes, pues estos recursos no pueden ser considerados como energía garantizada ni necesariamente disponible para generación sin estos convenios.</p>	<p>Artículo 40: A las Unidades Generadoras hidroeléctricas que pertenezcan a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, ambas con capacidad diaria o superior, se les considerará una energía inicial igual al percentil del 10% de la menor al promedio de la energía embalsada o almacenada al 1 de abril, durante los últimos 20 años, de la estadística disponible. Para efectos de este cálculo no se considerarán los derechos de agua relacionados con riego, salvo que éstos derechos tenga los debidos convenios que garanticen el uso de estos recursos.</p> <p>Se entenderá que una Unidad Generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación diaria o superior, cuando la capacidad máxima de su embalse o estanque de regulación, más la capacidad de gestión temporal de su componente de almacenamiento, si corresponde, y el caudal afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo 39 del presente reglamento, permiten que la Unidad Generadora opere a Potencia Máxima por al menos 24 horas.</p>
-----	--------	-----	--	--

328	APEMEC	N/A	<p>Artículo 41: Las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, cuya fuente de energía primaria sea hidráulica y su capacidad de regulación o de almacenamiento sea insuficiente para generar su Potencia Máxima por al menos 24 horas, se denominarán centrales</p>	<p>En línea con lo indicado en el Art. 40, se solicita que el cálculo de los caudales afluentes considerados para el cálculo de la Potencia Inicial, no considere los compromisos de riego, salvo que estos recursos cuenten con una disponibilidad debidamente respaldada mediante convenios con los regantes, pues estos recursos no pueden ser considerados como energía garantizada ni necesariamente disponible para generación sin estos convenios.</p>	<p>Artículo 41: Las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, cuya fuente de energía primaria sea hidráulica y su capacidad de regulación o de almacenamiento sea insuficiente para generar su Potencia Máxima por al menos 24 horas, se denominarán centrales con capacidad de regulación o almacenamiento intra diaria. Se entenderá que una Unidad Generadora perteneciente a las centrales indicadas posee capacidad de regulación o almacenamiento intra diaria cuando la capacidad máxima de su embalse o estanque de regulación, más la capacidad de gestión temporal de su componente de almacenamiento, si corresponde, más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo 39, del presente reglamento, es suficiente para que la Unidad Generadora opere por al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su Potencia Máxima. Para efectos de este cálculo no se considerarán los derechos de agua relacionados con riego, salvo que éstos derechos tengan los debidos convenios que garanticen el uso de estos recursos.</p> <p>En caso que, para contar con capacidad de regulación o almacenamiento intra diaria al momento del cálculo, una unidad requiera una potencia menor a su Potencia Máxima, para efectos del presente reglamento su Potencia Máxima será reducida a la menor potencia antes mencionada.</p> <p>A las Unidades Generadoras pertenecientes a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, cuya fuente de energía primaria sea hidráulica, con capacidad de regulación o almacenamiento intra diaria se les considerará su capacidad de regulación o almacenamiento, pero no se les considerará la energía inicial indicada en el artículo precedente.</p>
-----	--------	-----	---	---	--

329	APEMEC	N/A	<p>Artículo 49: Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine el Coordinador, el cual deberá considerar para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios.</p>	<p>Se solicita reemplazar el guarismo de 60% de manera que la asignación de la Potencia de Suficiencia de las unidades en el Estado de Reserva Estratégica, se realice mediante una regulación por costos eficientes, de modo que estas unidades aseguren recibir pagos sólo los ingresos suficientes que les permita cubrir todos sus costos, incluyendo un costo de capital coherente con la normativa eléctrica.</p>	<p>Artículo 49: Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine el Coordinador, el cual deberá considerar para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios.</p> <p>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, para determinar la Potencia de Suficiencia preliminar, la Potencia Inicial de dichas unidades o sistemas de almacenamiento será calculada como el mínimo valor entre la Potencia Inicial determinada conforme al Capítulo 1 del presente Título, y la potencia equivalente.</p> <p>En el caso de Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados, la potencia equivalente corresponderá al promedio ponderado de los Estados Deteriorados y Estado Disponible que corresponda. Tratándose de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, la potencia equivalente corresponderá a al menor valor entre un porcentaje 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 de Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. El porcentaje antes referido, se calculará como la mínima Potencia de Suficiencia que asegure que la Unidad Generadora pueda recuperar los costos eficientes de mantenimiento más una rentabilidad determinada por la tasa de descuento a que se hace referencia el artículo 118° de la Ley General de Servicios Eléctricos. El Coordinador determinará los costos eficientes de mantenimiento según las mejores prácticas nacionales o internacionales.</p>
-----	--------	-----	--	---	--

330	APEMEC	N/A	<p>Artículo 52: La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora, sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía estuvo en operación y el tiempo en que la respectiva unidad sus-generadora, sus componentes o sistema de almacenamiento estuvo indisponible, para una</p>	<p>Corrección ortográfica.</p>	<p>Artículo 52: La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora, sus componentes, o el Sistema de Almacenamiento de Energía estuvo estuvieron en operación y el tiempo en que la respectiva unidad sus-generadora, sus componentes o sistema de almacenamiento estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año.</p> <p>En el caso de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, el Coordinador deberá calcular la indisponibilidad forzada para su componente de generación y almacenamiento de forma separada.</p>
-----	--------	-----	---	--------------------------------	--

331	APEMEC	N/A	<p>Artículo 53 bis: El Coordinador podrá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la norma técnica, la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades.</p> <p>Para cada Unidad Generadora</p>	<p>Se solicita considerar hacer inspecciones obligatorias y más frecuentes.</p> <p>También se solicita aumentar la severidad del impacto en la asignación de la Potencia de Suficiencia de la Unidad en caso de no cumplirse con la información entregada.</p>	<p>Artículo 53 bis: El Coordinador podrá deberá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la norma técnica, la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades.</p> <p>Para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad efectiva al menos una vez al año, a más tardar cada 2 años al menos una vez al año. 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.</p> <p>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 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 el primer día del cálculo de las Transferencias de Potencia y 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 como indisponible.</p>
-----	--------	-----	--	--	---

332	APEMEC	N/A	<p>Artículo 54: La indisponibilidad forzada de una unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía incorporará todos aquellos eventos en que la unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía no esté disponible debido a la indisponibilidad de las instalaciones que la</p>	<p>Del mismo modo que el comentario al artículo 26, se solicita incluir en el cálculo de la indisponibilidad del insumo Principal o Alternativo, las restricciones locales que puedan existir en la cadena de suministro.</p>	<p>Artículo 54: La indisponibilidad forzada de una unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía incorporará todos aquellos eventos en que la unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía no esté disponible debido a la indisponibilidad de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.</p> <p>Del mismo modo, la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas a las instalaciones de cada unidad generadora, o en la cadena de suministro, así como la indisponibilidad de las instalaciones hidráulicas, se imputarán a la indisponibilidad forzada de la unidad generadora. En virtud de lo anterior, las instalaciones antes mencionadas deberán entenderse parte integral de la unidad generadora para efectos de computar la indisponibilidad forzada.</p> <p>Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión o distribución que no estén asociadas a la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad o sistema de almacenamiento respectivo.</p>
-----	--------	-----	---	---	--

333	APEMEC	N/A	<p>Artículo 59: La Potencia de Suficiencia definitiva de una unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía correspondrá a la Potencia de Suficiencia preliminar, obtenida conforme al Capítulo 2 del presente Título, escalada por un factor único para todas las unidades generadoras Unidades Generadoras o Sistemas de</p>	<p>En línea con la política energética nacional y las metas del Acuerdo Paris, se solicita que el escalamiento de la Potencia de Suficiencia Preliminar sea discriminatorio, según un criterio que de cuenta de las emisiones de CO2 en la generación de cada unidad.</p>	<p>Artículo 59: La Potencia de Suficiencia definitiva de una unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía corresponderá a la Potencia de Suficiencia preliminar, obtenida conforme al Capítulo 2 del presente Título, escalada por un factor que considere las emisiones asociadas a las para todas las unidades generadoras Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia definitiva de las unidades generadoras Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda. Para estos efectos, se considerará una prioridad en el escalamiento de la Potencia de Suficiencia Inicial en función del factor de emisión unitario de dióxido de carbono de cada unidad, siendo las primeras unidades en ser escaladas aquellas con un mayor factor de emisión y, por lo tanto, las últimas serán aquellas con un factor de emisión nulo. Los factores de emisión de cada unidad corresponderán a los calculados para efectos del cálculo del impuesto por emisiones de carbono del último año previo al cálculo.</p>
-----	--------	-----	--	---	--

334	APEMEC	N/A	<p>Artículo 63 bis (nuevo): 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. Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de</p>	<p>Se solicita realizar el cálculo del nivel de suficiencia según un escenario crítico de abastecimiento coherente con los informes mensuales de seguridad elaborados por el Coordinador.</p>	<p>Artículo 63 bis (nuevo): 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. Dicho estudio deberá contemplar como mínimo los escenarios de demanda del sistema con y sin el periodo de control de punta que hace referencia el artículo 63 ter y deberá realizarse considerando el escenario más crítico de los incluidos por el Coordinador en su Estudio Mensual de Seguridad y la energía inicial de las centrales de Energía Renovable con capacidad de regulación según el artículo 40 del presente reglamento. Para estos efectos, el Coordinador establecerá los supuestos y la metodología que serán requeridos para la realización de este estudio, previa aprobación de la Comisión.</p> <p>El estudio preliminar, 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 publicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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 el estudio definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico preliminar a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia el primer semestre del siguiente año.</p>
-----	--------	-----	---	---	---

335	APEMEC	N/A	<p>ARTÍCULO SEGUNDO.- 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:</p> <p>a) Reemplázase en el inciso primero del artículo 93 la frase "Todo PMGD operará con Autodespacho" por "Los propietarios u operadores de un PMGD</p>	<p>Cabe señalar que mientras el Coordinador no disponga de las señales de monitoreo o control de unidades de pequeña escala, no sería posible remunerar la potencia de suficiencia de estas, toda vez que no sería posible corroborar la disponibilidad real que presentan. De este modo, se sugiere que sea requisito para que estas unidades reciban asignación de potencia que, ya sea, de manera individual o grupal, cumplan con el requisito de enviar las correspondientes señales a los centros de control que correspondan.</p> <p>Este comentario se hace relevante en atención a la reciente carta enviada por el Coordinador al Ministerio de Energía, en que declara no contar con señales de un grupo relevante de centrales de pequeña escala (Carta CD00075-23, de fecha 18 de agosto de 2023).</p> <p>Se solicita revisar si la modalidad de Autodespacho de las unidades PMGD establecido en el DS 88 sigue siendo necesario en el sistema actual.</p>
-----	--------	-----	---	--

336	APEMEC	N/A	<p>ARTÍCULO TERCERO.- 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:</p> <p>a) Reemplázase, en el artículo 91.-, la frase “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo” por “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo.”</p> <p>b) Elimínase, en el artículo 98.-, la palabra “estimado”.</p> <p>c) 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.”</p> <p>d) Elimínase el artículo 102.-</p> <p>e) Sustitúyase, el artículo 110.-, por el siguiente: “Artículo 110.- En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento. Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida</p> <p>Los cambios propuestos no son coherentes con la obligación legal del Coordinador de operar el sistema a mínimo costo, y priorizan el óptimo privado por sobre el óptimo social. De este modo, solicitamos mantener el actual artículo 99 del DS 125, pues, asegura que la operación de los sistemas de almacenamiento se realice conforme la operación óptima elaborada por el Coordinador, situación similar al de cualquier otro coordinado. De lo contrario, se podría estar alterando la consigna óptima de operación del sistema interconectado. Por la misma razón solicitamos no eliminar el artículo 102.</p> <p>También solicitamos mantener la redacción de artículo 112, pues, la operación de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento por obligación de la LGSE debe seguir una programación eficiente, como cualquier otro coordinado.</p> <p>Nos preocupa la eliminación y/o modificación de esto ya que, los Sistemas de Almacenamiento de Energía, independiente de su tamaño, en la práctica podrían cambiar la operación óptima del sistema, y ejercer poder de mercado.</p>	<p>ARTÍCULO TERCERO.- 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:</p> <p>a) Reemplázase, en el artículo 91.-, la frase “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo” por “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo.”</p> <p>b) Elimínase, en el artículo 98.-, la palabra “estimado”.</p> <p>c) 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.”</p> <p>d) Elimínase el artículo 102.-</p> <p>e) Sustitúyase, el artículo 110.-, por el siguiente: “Artículo 110.- En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento. Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida</p>
-----	--------	-----	--	---

					<p>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.”.</p>
--	--	--	--	--	--

f) Reemplázase, en el artículo 112. numeral b), la frase “mediante un programa de generación eficiente.” por “mediante la programación de la operación.”.

337	APEMEC	N/A	<p>Disposiciones Transitorias Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de</p>	<p>Solicitamos retirar esta tabla, dado que no es coherente con la metodología establecida por el mismo Ministerio en el Artículo 37 del presente reglamento y su inclusión implicaría una preferencia de esta tecnológica por sobre el resto.</p> <p>La tabla presentada discrepa con el cálculo de la Potencia Inicial de otras tecnologías, en particular, de una central hidroeléctrica con una capacidad de regulación intradiaria de 5 hrs., a la cual, para la misma garantía de potencia ofrecida al sistema, se le asigne un pago equivalente a la quinta parte de su potencia máxima.</p>	<p>Disposiciones Transitorias Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.</p> <p>La Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, 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 porcentaje de reconocimiento En los casos de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento cuyas capacidades sean fracciones de horas, el porcentaje de reconocimiento de la Potencia Inicial se determinará a partir de la tabla anterior, realizando una aproximación lineal entre las horas que corresponda.</p> <p>Por su parte, el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar y de la Potencia de Suficiencia definitiva de las instalaciones mencionados en el primer inciso del presente artículo transitorio, se determinará de acuerdo a lo dispuesto en los capítulos 2 y 3 del título IV del Reglamento aprobado por el Decreto 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.</p>
-----	--------	-----	--	---	---

338	oEnergy Generación Solar Distribuida	M	36	El artículo 36 indica en su inciso primero que "en el caso de las unidades generadoras señaladas en el artículo precedente que se incorporen al sistema o cuando no se disponga de información estadística suficiente, se deberá hacer uso de la información disponible para la zona o región en la cual se encuentra la unidad y teniendo en cuenta características tecnológicas similares, (...)". En cuanto se refiere a "unidades generadoras señaladas en el artículo precedente que se incorporen al sistema", se debiese aclarar que se debe contar con al menos a un año calendario completo de operación para considerarse estadística suficiente, con tal de que se disponga información real de operación de la central para los 365 días del año, considerando los distintos perfiles de operación que se presentan en las distintas estaciones del año. En consecuencia, cuando una unidad generadora se incorpore al sistema después del 1 de enero, se deberá hacer uso de la información disponible para la zona o región en la cual se encuentra la unidad, teniendo en cuenta características tecnológicas similares.	En el caso de las Unidades Generadoras señaladas en el artículo precedente que se incorporen al sistema pasado el 1 de enero, o cuando no se disponga de información estadística suficiente, se deberá hacer uso de la información disponible para la zona o región en la cual se encuentra la unidad y teniendo en cuenta características tecnológicas similares, según lo determine el Coordinador, de acuerdo a los procedimientos y condiciones que se especifiquen en la norma técnica. La Potencia Inicial de estas unidades será determinada conforme al peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal en la zona o región, de acuerdo a la información estadística disponible. (...)
339	oEnergy Generación Solar Distribuida	M	36	El artículo 36 indica en su inciso segundo que "para los años siguientes, la disponibilidad media anual se obtendrá reemplazando sucesivamente la información anual señalada en el inciso anterior, por la información de la disponibilidad media anual efectiva del Insumo Principal de la Unidad Generadora incorporada al sistema eléctrico, manteniendo siempre un periodo de control de 5 años. A partir del quinto año de estadística, se le aplicará lo indicado en el artículo precedente". El hecho de que se deba mantener siempre un periodo de control de 5 años indica que hasta que se cumpla el quinto año de estadística real, la unidad generadora estará utilizando información de la zona y tecnología correspondiente, siendo que ya cuenta con operación de un año calendario completo, que da cuenta de su operación real, que podría ser muy distinta a la operación de unidades de la misma zona y tecnología (en otras palabras, estadística promedio). Dicho de otra forma, una vez que ya se cuente con estadística real de operación de la unidad generadora, el periodo de control de 5 años se debería reducir a la cantidad de años con estadística real de operación que se tenga, hasta llegar al quinto año de estadística, donde se aplicará lo indicado en el artículo precedente.	(...) Para los años siguientes, la disponibilidad media anual se obtendrá reemplazando sucesivamente la información anual señalada en el inciso anterior, por la información de la disponibilidad media anual efectiva del Insumo Principal de la Unidad Generadora incorporada al sistema eléctrico, manteniendo un periodo de control igual a la cantidad de años en que se disponga de información de la disponibilidad media anual efectiva del Insumo Principal. A partir del quinto año de estadística, se le aplicará lo indicado en el artículo precedente.
340	oEnergy Generación Solar Distribuida	M	1° Transitorio	El artículo 1° transitorio indica en su inciso segundo que "La Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, 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 (...)". La tabla indicada tiene como primera columna la "Capacidad de almacenamiento (horas)", sin embargo, no queda claro si esa capacidad de almacenamiento en horas debe ser cargada/descargada a potencia nominal (igual a la potencia máxima), ya que se podría variar la cantidad de horas de carga/descarga según la potencia utilizada.	Cambiar el encabezado de la primera columna de la tabla por: "Capacidad de almacenamiento (horas a potencia máxima)".

341	oEnergy Generación Solar Distribuida	M	1° Transitorio	<p>El artículo 1° transitorio indica en su inciso primero que &quot;desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 años, el cálculo de la potencia de suficiencia de cada sistema de almacenamiento de energía y de la componente de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, se definirá de acuerdo con las disposiciones contenidas en el presente artículo (...)&quot;. Se entiende que esta disposición transitoria es un incentivo para la inversión en sistemas de almacenamiento en el corto plazo, dando una señal de remuneración de potencia que se fija durante 10 años para disminuir el riesgo de incertidumbre regulatoria. Sin embargo, un período de 10 años parece un plazo insuficiente desde la perspectiva del financiamiento para esta clase de activo, dadas las siguientes consideraciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Durante los últimos 4 años, oEnergy ha estado en estrecho contacto con instituciones financieras internacionales, incluyendo agencias multilaterales, bancos de desarrollo, bancos comerciales globales y bancos locales con los cuales ha sostenido negociaciones y ejecutado financiamiento de proyectos del sector eléctrico chileno. Al respecto, posee una lectura de mercado actualizada y fidedigna, respecto del apetito de esas instituciones y los términos y condiciones bajo los cuales están dispuestas a proporcionar financiamiento de proyecto (sin recurso a los sponsors), estructura clave para desarrolladores y promotores de proyectos. Muy escasos partícipes estarán dispuestos a financiar estos proyectos bajo esquemas de deuda corporativa (con recurso a los sponsors), particularmente con las altas tasas de los bancos centrales producto del periodo inflacionario. Este último tipo de financiamiento es principalmente accesible solo a un grupo pequeño y concentrado presente en el mercado chileno. Creemos que se encuentra en el mejor interés público que las inversiones de capital se ajusten a condiciones requeridas por financiamiento de proyecto, generando así un nivel de competencia relevante en la promoción de proyectos de almacenamiento y traspasar los beneficios a los clientes finales. 2. Hemos constatado también que existe muy escasa experiencia global en el financiamiento de equipos de almacenamiento de energía (producto “nuevo”), aunque existe también gran interés y apetito por participar en este ámbito, dado su crecimiento esperado. Esto representa por definición una fuente de incertidumbre al momento de evaluar un potencial financiamiento. 3. Como se sabe, el almacenamiento de energía demandará grandes cantidades de capital desplegado, para lo cual la participación de instituciones financieras (con capacidad de fondeo competitivo en dólares, de tamaño adecuado y, por lo tanto, normalmente internacionales), es clave para el éxito de esta oportunidad de inversión. 4. Para alcanzar los niveles de endeudamiento necesarios que permitan la participación de un amplio espectro de desarrolladores e inversionistas (dados los altos requerimientos de capital), se requerirán plazos de financiamiento largos, como normalmente sucede con los activos de infraestructura en general y de energía en particular. 5. Las instituciones financieras que ofrecen financiamiento de proyecto dimensionan la cantidad de deuda que soporta un proyecto mediante el uso de la cobertura que el flujo de caja esperado es capaz de otorgar al servicio de deuda estimado en un plazo determinado (normalmente vinculado al plazo de la fuente de ingresos). Ciertamente, mientras más largo en el tiempo, estable y fácilmente predecible es el flujo de caja (la cobertura exigida será menor), mayor será la cantidad de deuda que soporta el proyecto. 	<p>Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 20 años, el cálculo de la potencia de suficiencia de cada sistema de almacenamiento de energía y de la componente de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo (...)</p>
-----	---	---	-------------------	--	---

			<p>La certeza regulatoria es clave para las instituciones financieras al estimar el plazo susceptible de otorgar a una fuente de ingreso de un proyecto en particular y su flujo de caja asociado. oEnergy estima que, considerando los precios de mercado actuales (Q3'23) de BESS, la única señal regulatoria faltante para desencadenar inversiones con financiamiento de proyecto es aumentar el periodo inicial de reconocimiento de potencia a por los menos 18 años. Estimamos que no sería necesario que el gobierno tenga que intervenir en el mercado con licitaciones, las cuales podrían traer un efecto adverso en el comportamiento de los precios marginales futuros. Si el plazo inicial de reconocimiento quedase fijado en 10 años, estimamos que los valores de inversión de capital tendrían que disminuir en un 40% para generar apetito del sector privado e invertir con financiamiento de proyecto internacional. Los fabricantes de BESS no proyectan dicha disminución de precios si no hasta el año 2029, por lo que estimamos que la única solución para gatillar inversiones en el sector es efectivamente aumentar el plazo inicial de reconocimiento de potencia a por lo menos 18 años.</p> <p>6. Dada la escasa experiencia internacional en el financiamiento de equipos de almacenamiento de energía (y sus flujos de caja asociados, lo que depende evidentemente de la jurisdicción de que se trate), la remuneración de potencia pasa a ser clave en el análisis de dimensionamiento de deuda. La remuneración de potencia es una fuente estable y conocida por las instituciones financieras y, por lo tanto, le otorgarán gran relevancia en su análisis.</p> <p>7. Al limitar sólo a 10 años la certeza regulatoria de la remuneración de potencia, se limitará enormemente el dimensionamiento de deuda para cada proyecto y, por lo tanto, mayores serán las necesidades de capital propio de los desarrolladores y promotores de estos proyectos, con lo cual no solo se limitará el número de posibles participantes, sino que también encarecería innecesariamente el costo de añadir flexibilidad al sistema eléctrico</p> <p>8. En base a nuestra experiencia con las instituciones financieras internacionales, en oEnergy hemos desarrollado modelos financieros que permiten estimar el efecto de menores plazos de financiamiento. Al respecto podemos comentar que para alcanzar niveles de endeudamiento cercanos al 65-70% y, por lo tanto, capital propio de 30-35% del monto total de la inversión, todo lo demás constante, los proyectos de almacenamiento de energía necesitarán estabilidad de ingresos de potencia por aproximadamente 20 años. La reducción de este plazo hará reducir el financiamiento y por lo tanto exigirá proporcionalmente más capital propio o eventualmente, financiamiento corporativo, lo cual dejaría fuera a oEnergy y a otras tantas empresas nacionales e internacionales que desean invertir en infraestructura de almacenamiento, pero que no cuentan con dichos niveles de capital propio, quedando sólo las grandes multinacionales que cuenten con financiamiento corporativo.</p>	
342	Pacific Hydro Chile S.A.	artículo 58 bis	Para poder aportar a la suficiencia de un subsistema la central coordinada debe estar alineada con las señales de mercado de corto plazo, por lo que una central PMGD no variable, bajo el régimen de autodespacho, no debería percibir pagos de potencia suficiencia.	Eliminar la palabra "térmicas".
343	Pacific Hydro Chile S.A.	artículo tercero, literal e)	Si CEN solicita retiros desde el sistema por instrucción directa (ver artículo 97 de DS N° 125) a una central renovable con capacidad de regulación, este retiro no debe activar un costo adicional alguno. Se entiende por adicional; costos de retiro de potencia, costos sistémicos, costos de transmisión o cualquier otro costo atribuible a retiros.	Agregar al final del articulado " <i>La instrucción directa de carga por parte de CEN no activará costos de retiro conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o cualquier otro costo sistémicos actual o futuro atribuible al acto de retiro de energía para cargar la componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, ni tampoco activará retiros de potencia desde el mercado mayorista</i> ".

344	Pacific Hydro Chile S.A.		artículo 13, literal u)	Extender explícitamente a centrales renovables con capacidad de almacenamiento	Agregar al final del articulado, " <i>o cualquier otro costo sistémicos actual o futuro atribuible al acto de retiro de energía para cargar un Sistema de Almacenamiento o la componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento</i> ".
345	Pacific Hydro Chile S.A.		artículo tercero, literal e)	Extender explícitamente a centrales renovables con capacidad de almacenamiento	Agregar al final de articulado, " <i>Adicionalmente, bajo el modo de Retiro indicado las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación tampoco estarán afectos a los cargos asociados a clientes finales, conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o cualquier otro costo sistémicos actual o futuro atribuible al acto de retiro de energía para cargar un Sistema de Almacenamiento la componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento</i> ".
346	Pacific Hydro Chile S.A.		artículo 38	Se está realizando una discriminación negativa frente a centrales renovables con capacidad de almacenamiento vs proyectos de almacenamiento colocalizados con centrales fotovoltaicas, siendo que ambas configuraciones, siendo evaluadas bajo el DS62 y su mecánica de potencias iniciales y modelamiento de flujos en digisilent con sus respectivas potencias suficiencias equivalen en aporte a la suficiencia.	Agregar al final del articulado, " <i>de forma tal que no haya diferencia en su Potencia Inicial respecto al caso en que ambas componentes operasen en forma independiente</i> ".
347	Pacific Hydro Chile S.A.		artículo tercero, literal c)	Las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, entendiendo que también pueden cargar desde la red, deben también poder informar perfiles de retiro vinculantes al despacho del día anterior.	Sustituir la propuesta por de nuevo artículo 99 por " <i>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, o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, destinados al arbitraje de precios de energía o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, conforme se establece en el artículo precedente.</i> "
348	Pacific Hydro Chile S.A.		artículo primero transitorio	Extender duración de tabla para calzar con plazo de licitaciones de clientes regulados.	Sustituir " <i>10 años</i> " por " <i>15 años</i> ".
349	Consejo Minero		63 bis	Este artículo esencialmente replica el art. 68 del texto del nuevo reglamento de potencia que estuvo en consulta pública entre marzo y abril del presente año, el que a su vez recogía el consenso de las diversas instancias de discusión pública que tuvo el cambio de reglamento. Sin embargo, ese art. 68 iba acompañado de un art. 69, que establecía que la CNE cada cuatro años deberá fijar la cantidad de horas de punta, lo que no aparece recogido en el art 63 bis ni en otro artículo de la presente propuesta de modificación al DS 62, pese a que también fue parte del consenso de las instancias de debate público. Consideramos necesario incluir una norma que dé estabilidad de 4 años a la fijación de la cantidad de horas de punta.	Incluir una redacción como la del art. 69 del texto del nuevo reglamento de potencia que estuvo en consulta pública entre marzo y abril del presente año.

350	Consejo Minero		63 ter	Este artículo recoge en alguna medida lo que establecía el art. 70 del nuevo reglamento de potencia que estuvo en consulta pública entre marzo y abril del presente año, en cuanto a que el período de control de punta se fijaría en los decretos semestrales de precio de nudo. Una mejora al respecto, para dar más estabilidad a la señal que requieren los clientes para gestionar efectivamente su demanda, es que el período de control de punta sea estable por 4 años (coincidiendo con la fijación de la cantidad de horas de punta comentada respecto al art. 63 bis), salvo alteraciones significativas y justificadas en el mercado eléctrico que hagan necesaria una modificación dentro de esos 4 años.	Que el período de control de punta sea estable por 4 años y se fije junto con la cantidad de horas de punta. De haber alteraciones significativas y justificadas en el mercado eléctrico que hagan necesaria una modificación dentro de esos 4 años, se procede al efecto.
351	Consejo Minero		65 y 13 g)	Si bien estos artículos no aparecen con modificaciones en la consulta pública, por consistencia con el nuevo Art. 63 bis sí requieren cambios. Un aspecto fundamental en los planteamientos de ACENOR y Consejo Minero desde el inicio del debate público sobre la modificación del DS 62, fue que la finalidad del pago de potencia es que los consumidores paguen el costo marginal de expandir el sistema durante la hora de carga máxima, y que la oferta reciba el costo marginal de expandir la capacidad durante aquellas horas que el sistema la necesita. Sólo así el sistema eléctrico minimiza el costo total de proveer la energía y potencia demandadas, y la cantidad de energía y potencia que usa cada cliente es la eficiente. De hecho, este planteamiento fue recogido en las distintas propuestas de la autoridad para el reemplazo del DS 62, incluso en el texto sometido a consulta pública entre marzo y abril del presente año, a través del Título V, denominado "Control de punta y asignación de retiros de potencia". En particular, en el Capítulo 2 de ese Título V queda claro que la asignación de retiros de potencia debe hacerse en las mismas horas de control de punta aplicada a los clientes. Los actuales art. 65 y 13 letra g) del DS 62, al establecer que el retiro de potencia se asigna horariamente según la demanda de punta equivalente de cada cliente y que la demanda de punta es la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual, se alejan de la consistencia que estableció el Título V del texto sometido a consulta pública entre marzo y abril del presente año y que sí permitía dar señales de eficiencia para el pago de la potencia.	Modificar los artículos 65 y 13 letra g) para que sean conceptualmente consistentes con el nuevo artículo 63 bs, tal como proponía el Título V del texto sometido a consulta pública entre marzo y abril del presente año.
352	Consejo Minero		primero transitorio	La tabla de reconocimiento de Potencia Inicial privilegia en forma insuficiente la capacidad de almacenamiento de larga duración, que es la más necesaria para apoyar la descarbonización. Si desde las 4 horas ya se reconoce el 95%, escaso incentivo se da para instalar almacenamiento de mayor duración.	Modificar la tabla de reconocimiento de Potencia Inicial para que incentive el almacenamiento de mayor duración que 4 horas.
353	Anglo American		Artículo 7º	Parte del texto original de este artículo que se transcribe: " <i>en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación que se utilice, según corresponda, y la indisponibilidad forzada de la misma y de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución. Para el caso de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación será considerada ...</i> ", se ha eliminado en esta versión, sin embargo incluye conceptos importantes relativos a potencia firme, que aun cuando se señalan mas adelante en el reglamento, no resultan redundantes, lo que hace aconsejable mantener este párrafo en el presente artículo.	Restituir el siguiente texto: " <i>en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y del Insumo Alternativo de generación que se utilice, según corresponda, y la indisponibilidad forzada de la misma y de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución. Para el caso de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación será considerada ..</i> "

354	Anglo American		Artículo 13, letra g)	<p>La introducción del nuevo artículo 63 ter hace necesario modificar la definición contenida en la letra g) de este artículo. En efecto, de acuerdo al artículo 65, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente se define como el promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta, es mas en el caso de los clientes libres dentro de zonas de distribución, se usan las 52 horas de máxima carga de la distribuidora respectiva, es decir ni siquiera corresponden a la demanda máxima del cliente en cuestión. lo anterior hace que existan al menos tres períodos distintos para computar demandas máximas, los de los clientes libres, los de los clientes regulados, los de los clientes libres en zonas de distribución, y los que se reconocen a los generadores en sus retiros. Todos ellos, son períodos distintos y no coincidentes entre sí, con lo cual cada cliente tiene "su propia señal" para reducir punta, que no coincide con las horas en que el sistema necesita reducir punta; ello se debe a que cada periodo no es coincidente, lo que el actual reglamento "arregla" mediante el factor definido en el Artículo 65 del DS 62 (que tampoco se modifica ahora), que escala las demandas de cada cliente a la demanda máxima de la letra g), mediante un factor matemático único que no tiene ningún sentido económico, y menos es una señal de eficiencia; es mas, este factor introduce riesgos adicionales innecesarios, ya que al no coincidir lo que los generadores cobran a sus clientes con lo que se les reconoce en sus retiros, tendrán que trasladar eso a los clientes, a través de precio en el caso de los clientes regulados (al no poder modificar la definición en el contrato) y a través de precio o bien traspasándole el riesgo a los clientes libres, colocando en el contrato que la demanda es la que se le reconoce al generador en su retiro. Con ello, el consumidor que redujo punta en sus propias horas de control, no tiene ningún beneficio y menos aporta beneficios al sistema. La forma de resolver todas las distorsiones y riesgos mencionados, es hacer coincidentes las demandas de punta dentro del período de control de punta, como lo resolvía el DS 3, y medir las demandas de todos los clientes en dicho período de horas dentro del período de control.</p>	<p>Modificar definición de la letra g) considerando el promedio de las demandas coincidentes en el período de control de punta, ver observación a artículo 63 ter para mas detalles.</p>
355	Anglo American		Artículos 25 bis a 25 nonie	<p>De acuerdo a lo indicado en los artículos mencionados, no parece que se esté definiendo este Estado de Reserva Estratégica (ERE) para resolver un tema de potencia, sino mas bien uno de energía. por ello, no parece adecuado que los clientes paguen este ERE en el cargo por potencia, sin tener claro la retribución o servicio que están recibiendo a través de él. En los mercados que usan reserva estratégica, normalmente cuando entran a operar, lo hacen a un precio de scarcity, fijando un máximo para el costo marginal de energía, lo que afectaría las transferencias de energía, beneficiando primariamente a los generadores que compran en el mercado spot, lo que se supone se traspasaría a los consumidores.</p>	<p>No consideramos adecuado introducir este concepto aquí, mientras no se explicita claramente cual es el servicio que recibirán los clientes , si es que reciben, por tener este ERE. Una vez que eso esté bien definido, este concepto debiera estar en un reglamento de transferencias de energía.</p>
356	Anglo American		Artículo 37	<p>La propuesta contenida para determinar la potencia inicial para el Almacenamiento, tanto stand alone como cuando forma parte de una central renovable, y que también se explica en documento Minuta Consulta Ciudadana Modificación Reglamento Potencia, que es uno de los documentos de esta consulta, pretende usar el concepto de contribución marginal del sistema de almacenamiento, determinando su aporte a la confiabilidad del sistema, como la diferencia entre la demanda de punta sin almacenamiento y la demanda de punta con almacenamiento. Este concepto es usado en los procedimientos denominados ELCC (Effective Load Carrying Capability), sin embargo, para que la comparación con y sin sea correcta, ambos escenarios deben tener la misma confiabilidad, luego es necesario definir previamente un objetivo de confiabilidad, el que debiera ser determinado por la Comisión Nacional de Energía o el Ministerio, con apoyo d estudios, ojalá en plazos largos y una métrica para medirla; solo así la comparación será correcta, caso contrario la demanda máxima abastecida en un caso y en el otro pueden tener distinta confiabilidad. Esto se hace, por ejemplo, si se define una cierta Energía no suministrada (ENS), digamos del 0,1%, la optimización propuesta debe converger en ambos casos a la misma ENS, caso contrario no se estará midiendo correctamente la contribución marginal.</p>	<p>La demanda máxima determinada con y sin almacenamiento debe tener la misma confiabilidad, caso contrario la contribución del almacenamiento no estará correctamente medida. Para ello se debe definir un objetivo de confiabilidad y una métrica para determinarlo, ambas definiciones de largo plazo determinadas por el Ministerio y/o la Comisión Nacional de Energía, con apoyo de estudios del Coordinador.</p>

357	Anglo American		Artículo 63 ter	<p>Este artículo señala que: <i>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 entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema Eléctrico Nacional. A partir del informe técnico indicado , 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</i>. No resulta eficiente estar cambiando el periodo de control de punta semestralmente, de hecho esto lo reconoce el Ministerio al indicar también que: <i>"La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia en 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"</i>. Es por ello, que sería recomendable fijar el periodo de control en plazos mas largos, y también falta definir Horas de Punta, . Asimismo, falta definir los atributos mínimos del periodo de control de punta, a saber:</p> <p>Los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos;</p> <p>La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta; y</p> <p>La consistencia de los Periodos de Control de Punta con un Objetivo de Suficiencia, que actualmente el sistema no tiene, y que esta propuesta de cambios tampoco incorpora, y que debiera incorporarse de acuerdo al comentario al Artículo 37.</p>	<p>Se propone definir las horas de punta , así como el período de control definido en este artículo con los agregados mencionados, cada 4 o mas años, para que los clientes puedan adecuar sus instalaciones con una visión de mediano plazo.</p> <p>Aplicar lo indicado en este artículo en cuanto a si el estudio indica que se debe hacer un cambio relevante o no. Asimismo, revisar si la instancia del Decreto del artículo 171 de la ley es la mejor opción para definir estos parámetros.</p> <p>Para ello se propone incluir:</p> <p>Los Periodos de Control de Punta se definan para meses consecutivos dentro de un año, para días consecutivos dentro de cada semana, y para horas consecutivas dentro de cada día;</p> <p>Los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos;</p> <p>La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta;</p> <p>y</p> <p>La consistencia de los Periodos de Control de Punta con un Objetivo de Suficiencia (que actualmente el sistema no tiene, y que esta propuesta de cambios tampoco incorpora). Ver propuesta en comentario a artículo 37.</p>
-----	----------------	--	-----------------	---	--

358	Anglo American		Artículo 63 ter, continuación	<p>La propuesta de cambios al reglamento mantiene la definición de Demanda de Punta igual a la "<i>Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema</i>"; sin embargo, la finalidad del pago de potencia debiera ser que los consumidores paguen el costo marginal de expandir el sistema durante la hora de carga residual máxima, y que la oferta reciba el costo marginal de expandir la capacidad durante aquellas horas que el sistema la necesita. Sólo así, el sistema eléctrico minimiza el costo total de proveer la energía y potencia demandadas, y la cantidad de energía y potencia que usa cada cliente es la eficiente: es decir, la cantidad de potencia de suficiencia instalada es la mínima necesaria para suministrar la potencia demandada a la calidad de servicio definida. Para que ello ocurra, es necesario que la cantidad de potencia demandada por cada consumidor se compute coincidentemente con la hora de carga residual máxima del sistema. La definición indicada en el Artículo 13 g) no cumple con lo anteriormente indicado, y no da las correctas señales para que los consumidores reduzcan demanda cuando el sistema realmente lo necesita. Aunque históricamente, en sistemas hidrotérmicos las horas de carga máxima son una buena aproximación de las horas de carga residual máxima, no es así en sistemas con alta participación de energías renovables intermitentes como el viento y, sobre todo, el sol, como es el caso de Chile hoy. De hecho, el propio Ministerio señala en el documento <i>Minuta Consulta Ciudadana Modificación Reglamento Potencia</i>, que es uno de los documentos de esta consulta, que "<i>El Proyecto de Ley de Transición Energética, contiene modificaciones a los artículos 162° y 225° letra d) de la Ley General de Servicios Eléctricos, cambiando la definición de potencia de punta</i>". Cabe señalar además, que incluso la actual definición contenida en los artículos de la ley mencionados, no es la misma definición contenida en la letra g) del Artículo 13. En todo caso, el punto aquí es que el propio Ministerio reconoce en su proyecto de ley que la definición de demanda de punta debe ser modificada, pero no lo hace en esta propuesta de cambios al Reglamento (notar que no necesita cambio de ley, ya que como se dijo antes, la definición de la letra g) del Artículo 13 ya no es la que está en la ley hoy). En cambio, si estima necesario que en esta instancia se incorporen modificaciones al DS 62 a fin de contar con mayores antecedentes y estudios para la determinación de horas punta, lo que incorpora en el artículo 63 ter nuevo, definiendo el período de control de punta de una forma también distinta a la definición de la letra g) del Artículo 13 : "<i>periodo acotado dentro del año que permita entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema</i>". Cabe señalar que esta última definición es mas acorde para definición de demanda en horas punta, pero entra en contradicción con la definición del artículo13 letra g (cabe señalar que el actual período de control de punta tampoco conversa con la definición de la letra g), provocando una serie de distorsiones que se mencionaron en el comentario al artículo 13 letra g). Asimismo, falta definir horas de punta.</p>	<p>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.</p> <p>Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora corresponderá al promedio de los registros físicos observados durante las Horas de Punta.</p> <p>Por Horas de Punta se entiende el Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda residual en el sistema o subsistema, según corresponda.</p>
359	Anglo American		Artículo 65	<p>El factor indicado en este artículo no tienen sustento ni económico ni de eficiencia, y sólo se usa para adecuar definiciones inconsistentes, las que se pueden arreglar con las propuestas hechas aquí , a los Artículos 13 letra g y al artículo 63 ter</p>	<p>Eliminar este artículo, o en su defecto modificarlo eliminando el factor y definiendo las demandas de punta coincidentes, según lo sugerido en la observación al Artículo 13 letra g)</p>
360	Repsol Chile SpA	No aplica	Artículo 13	<p>Se solicita profundizar en el punto u) donde indica que los retiros del proceso de almacenamiento "no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales, conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. " donde también se incluyan los costos sistémicos.</p>	

361	Repsol Chile SpA	No aplica	Artículo 22, 23	Se solicita que en el proceso de verificación de la potencia máxima de los sistemas de almacenamiento se considere de manera específica las características operativas de dichos sistemas, ya que no todos cuentan con la capacidad de mantener una potencia máxima por un periodo de tiempo de 5 horas. Ajustar a definición del Art. 23 que indica: "Los criterios y condiciones 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"	
362	Repsol Chile SpA	No aplica	Artículo 35	Se solicita especificar e incluir en la definición de Insumo Principal el reconocimiento al aporte a la suficiencia que realizarán las centrales a través de la carga de los Sistemas de Almacenamiento disponibles en el Sistema, ya que el aporte de las centrales renovables (a través de un Sistema de Almacenamiento) se realizarán en horarios distintos al periodo de 52 horas de demanda máxima.	
363	Repsol Chile SpA	No aplica	Artículo 37	Se solicita presentar una evaluación preliminar de los impactos de la optimización diaria que indica el artículo para disponer de mayores antecedentes sobre los impactos que tendrá en el cálculo de la Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento. Adicionalmente, es importante que se considere la información presentada por los propietarios de cada instalación respecto de los ciclos de carga y descarga que el equipamiento es capaz de realizar diariamente.	
364	Repsol Chile SpA	No aplica	Artículo 50	Se solicita que, además de los consumos dedicados a los servicios auxiliares, se incluyan los retiros instruidos por el Coordinador por razones de seguridad, como una excepción, y que dichos retiros no sean incluidos en el cálculo de la demanda de punta.	
365	Repsol Chile SpA	No aplica	Artículo 55	Se solicita que el articulado exprese de manera prioritaria que la indisponibilidad forzada se determine en base a la información garantizada por los fabricantes, dado que la eficiencia o tecnología de los primeros pilotos disponibles a nivel nacional no es representativo de los proyectos que se instalen en el futuro. La información anterior es fácilmente auditable por el Coordinador, de manera de ofrecer garantías de transparencia y trazabilidad.	
366	Repsol Chile SpA	No aplica	Artículo primero transitorio	Se solicita que la extensión del reconocimiento de Potencia Inicial indicado en la tabla se defina para al menos 15 años. Lo anterior, producto de la relevancia en materia de políticas públicas que implica este reconocimiento, sobre la base de los compromisos realizados por el Estado para el impulso al desarrollo de los Sistemas de Almacenamiento. Adicionalmente, el condicionar la aplicación de la tabla a un plazo fijo (desde la publicación del reglamento) pone una limitante a los nuevos actores que deseen desarrollar este tipo de tecnología, ya que estarán condicionados a procesos de permisología cuyos plazos aún no están del todo claros. Se solicita que se considere la aplicación de la tabla para proyectos que consigan su declaración en construcción previo a dic de 2026 para hacerlo coherente con la licitación de sistemas de almacenamiento anunciada en el proyecto de ley de transición.	

367

Collahuasi

Artículo 1ro transitorio

El documento NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update" (<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>) indica los siguientes costos proyectados de tecnologías de almacenamiento:

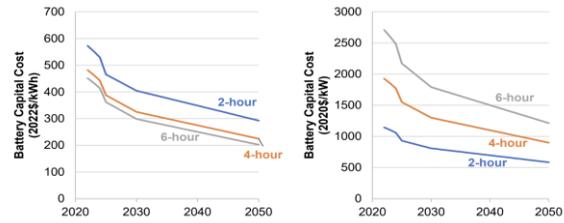


Figure 5. Cost projections for 2-, 4-, and 6-hour duration batteries using the mid cost projection. Left shows the values in \$/kWh, while right shows the costs in \$/kW.

De los valores indicados en el reporte NREL, en el corto plazo, se observa un costo de USD 1000/kW para un sistema de almacenamiento de 2h; un costo de USD 1500/kW para un sistema de almacenamiento de 4h; y un costo superior a USD 2000/kW para un sistema de 6h.

En base a estos antecedentes, la tabla de reconocimiento de potencia inicial para sistemas de almacenamiento que se propone como transitorio:

- i. No contribuye necesariamente a los periodos de mayor exigencia en el sistema eléctrico, es decir, todo el horario no solar.
- ii. La metodología favorece por 10 años el reconocimiento de potencia a sistemas de 1 a 5 horas de duración y pone en desventaja a sistemas de almacenamiento de más de 5 horas de duración, discriminando tecnologías disponibles. ¿Cuál es el aporte de un almacenamiento de 1 hora a la suficiencia (y descarbonización) para tener un 50% de reconocimiento?
- iii. No está alineada con las necesidades de descarbonización

Se solicita ampliar la tabla con almacenamientos de 6, 7, 8 y hasta 12 horas, distribuyendo los porcentajes de reconocimiento de potencia de forma creciente.

368	Collahuasi	Artículo 1ro transitorio	<p>La orden FERC 841 de EEUU (Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators) establece requerimientos de de-rateo de capacidad para sistemas de almacenamiento para participar en el mercado de potencia. En particular establece:</p> <p>"To implement section 35.28(g)(9)(i)(a) of the Commission's regulations, in this Final Rule, we adopt the NOPR proposal, as modified and clarified below, to require each RTO/ISO to revise its tariff to allow electric storage resources to de-rate their capacity to meet minimum run-time requirements. We find that allowing resources using the participation model for electric storage resources to de-rate their capacity to meet minimum run-time requirements to provide capacity or other services will help to ensure that electric storage resources are eligible to provide all services that they are technically capable of providing by taking into account their physical and operational characteristics, while still maintaining the quality and reliability of services they seek to provide. For example, this requirement would allow a 10MW/20MWh electric storage resource to offer 5MW of capacity into a capacity market with a 4-hour minimum runtime because that is the maximum output that the resource can sustain for the duration of the minimum run-time. Absent the opportunity to de-rate its capacity, the 10MW/20MWh electric storage resource would not be able to participate in that capacity market, despite its ability to reliably provide 5MW of capacity for the duration of the minimum run-time."</p> <p>"We also clarify several aspects of the NOPR proposal in response to commenters. In response to NRG, we clarify that this Final Rule does not exempt electric storage resources that participate in RTO/ISO capacity markets from meeting the performance metrics and criteria that apply to all other resources that participate in those markets. In fact, along with other requirements in this Final Rule that require an RTO's/ISO's participation model for electric storage resources to account for the physical and operational characteristics of electric storage resources, allowing electric storage resources to de-rate their capacity to meet minimum run-time requirements should make it possible for energy-limited electric storage resources to satisfy relevant performance metrics in the RTO/ISO markets. In response to American Petroleum Institute, we clarify that this Final Rule does not exempt an electric storage resource that is participating in RTO/ISO capacity markets from any applicable penalties for nonperformance."</p> <p>Actualmente la Norma Técnica de transferencias de potencia define, para efectos del cálculo de potencia de suficiencia, que la potencia máxima es el Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la DO. Manteniendo el principio de equidad y el objetivo de utilizar aspectos comunes para las distintas tecnologías, los sistemas de almacenamiento debieran determinar su potencia máxima, para efectos de determinación de potencia de suficiencia, de una manera similar. Lo indicado anteriormente, está alineado, por ejemplo, a los requerimientos que se han definido en EEUU, con la salvedad de que el tiempo en que se realiza la evaluación en EEUU para las distintas unidades es 4 horas.</p>	<p>Para efectos de calcular la potencia de suficiencia de los sistemas de almacenamiento, considerar la potencia de-rateada de manera tal que se verifique la capacidad de inyectar durante 5 horas continuas. De esta forma no sólo se alinea con métodos utilizados en otras tecnologías en Chile a las que determina su potencia máxima acorde a la capacidad de generación durante 5 horas continuas, sino también se tiene un mejor cumplimiento de objetivos fomentar sistemas de almacenamiento que contribuyan de mejor forma a los objetivos de descarbonización del sistema.</p>
369	Collahuasi	Artículo 13, letra g)	<p>De acuerdo al reglamento, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente se define como el promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta, por lo que, la demanda máxima de cada cliente no coincide necesariamente con las 52 horas de la curva de carga anual del sistema. El artículo 65 define un factor matemático único de ajuste que no tiene sentido económico, ni señal de eficiencia para los clientes que pueden gestionar su demanda, ni para el sistema.</p>	<p>Modificar definición de la letra g) considerando el promedio de las demandas coincidentes en el período de control de punta.</p>

370	Collahuasi	Artículo 37	<p>En el artículo 37, inciso primero, se indica “La Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se determinará a partir de su aporte a la curva de carga.”</p> <p>En el artículo 37, inciso segundo, se indica “Para el Año de Cálculo, se deberá realizar una optimización para cada día, y con resolución horaria, que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema respectivo, considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior.”</p> <p>En la operación, el aporte de los sistemas de almacenamiento ocurre en las horas de mayor exigencia del sistema, coincidente con la rampa de la tarde y, en menor medida, la rampa a inicios de la mañana. Por otra parte, las demandas máximas del sistema no ocurren necesariamente durante la rampa de la tarde y las horas posteriores, sino que también entre las 12 y 4 de la tarde. De esta forma, el objetivo de optimización “que permita disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema” indicado en el inciso segundo no corresponde al “aporte a la curva de carga” del sistema de almacenamiento indicado en el inciso primero.</p> <p>Como referencia, en el cálculo de potencia de suficiencia del año 2022, 35 de los 52 valores de demanda máxima se registraron entre las horas 10 y 18 en el subsistema 1, mientras que los 52 valores de demanda máxima se registraron entre las horas 10 y 17 en el subsistema 2.</p>	Se sugiere incorporar en la metodología aspectos que permitan cuantificar apropiadamente el aporte de los sistemas de almacenamiento a la suficiencia del sistema, particularmente en las horas de máxima exigencia del sistema.
371	Collahuasi	Artículo 38	<p>En el artículo 38 se indica "La Potencia Inicial de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, corresponderá a la suma de la Potencia Inicial de la componente de almacenamiento, calculada de acuerdo a lo establecido en el artículo precedente, y la Potencia Inicial de la componente de generación, calculada en función de insumo primario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y la norma técnica."</p> <p>La potencia de inyección de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento está limitada por la potencia del transformador de interconexión del sistema híbrido. La suma simple de potencias iniciales tal como se ha planteado podría dar en algunos casos mayor a la potencia del transformador de interconexión del sistema híbrido, lo que es un error.</p>	La potencia inicial de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento debe evitar la sobre estimación de la potencia inicial y reconocer apropiadamente los efectos de la interacción que se produce entre los subsistemas (almacenamiento y generación ERNC) que lo conforman.
372	Collahuasi	Artículos 61, 62 y 63 (no modificados)	El MRT debería integrarse al cálculo de confiabilidad del sistema que realiza el Coordinador, debiendo ser una métrica que influya en la cantidad de oferta, no en el precio.	se solicita que el MRT sea igual a cero.

373	Collahuasi		Artículo 63 bis y artículo 63 ter	<p>En el artículo 63 bis se establece que el Coordinador deberá elaborar un estudio para estimar el nivel de suficiencia del sistema. En el artículo 63 ter se establece que la CNE debe considerar dicho estudio para determinar el periodo de control de punta. En ambos artículos sólo se describe una intención y responsabilidad, pero no se establecen requerimientos específicos que den certeza regulatoria respecto de los criterios que se utilizarán para determinar el nivel de suficiencia del sistema (por ejemplo, nivel de confiabilidad objetivo), ni los requerimientos que se utilizarán para definir el periodo de control de punta.</p>	<p>Definir requerimientos específicos tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Fijación de la permanencia del periodo de horas punta en 4 años, tal como fue concensuado en el debate público de la norma. ii. Definición del periodo de control de punta (horas concretas) de modo de incentivar una mejor gestión de demanda de parte de los clientes. iii. Consistencia de los periodos de control de punta con un objetivo de suficiencia. iv. Los Retiros de Potencia que se asignan en el Balance de Potencia deben ser iguales a la demanda de punta equivalente de cada cliente.
374	Collahuasi		Artículo 65	<p>El factor indicado en este artículo no tienen sustento ni económico ni de eficiencia, y sólo se usa para adecuar definiciones inconsistentes, las que se pueden arreglar con las propuestas hechas aquí , a los Artículos 13 letra g y al artículo 63 ter</p>	<p>Eliminar este artículo, o en su defecto modificarlo eliminando el factor y definiendo las demandas de punta coincidentes, según lo sugerido en la observación al Artículo 13 letra g)</p>

375	Collahuasi	Artículo 25 bis	<p>El artículo 25 bis establece: "Adicionalmente, el Ministerio de Energía podrá remitir las solicitudes de cambio a Estado de Reserva Estratégica al Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa o a otras entidades, con el objeto de que éstas se pronuncien sobre la debida coherencia de las solicitudes en relación a los planes y políticas nacionales y sectoriales vigentes."</p> <p>El Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa fue creado mediante el Decreto 57, del Ministerio de Medio Ambiente, de octubre de 2022. Para su creación se han tenido en consideración diversos materias, tal como se indica en el 3, 4, 5, y 6 de mencionado decreto. Las funciones del Comité quedaron establecidas en el Artículo 2 del DS 22, donde se menciona:</p> <p>a) Asesorar al Presidente de la República respecto del contenido y alcance que deberá cumplir una Transición Socioecológica Justa, en los distintos procesos de transformación social, protección ambiental y de desarrollo económico, con énfasis en el trabajo decente, la equidad de género e intergeneracional, la resiliencia y la restauración ecológica.</p> <p>b) Servir de instancia coordinadora entre los distintos órganos de la Administración del Estado, facilitando el diálogo intersectorial que tenga lugar en razón de la materia a que se refiere el literal anterior, siempre salvaguardando las competencias y atribuciones de cada uno de ellos, así como el más estricto apego al cumplimiento legal y normativo.</p> <p>c) Proponer al Presidente de la República, la formulación coordinada de políticas, planes, programas y proyectos, así como modificaciones legales o de cualquier otro rango normativo, necesarias para llevar a cabo las medidas e iniciativas que contribuyan a una Transición Socioecológica Justa.</p> <p>d) Recibir de los ministerios que integran el Comité, comunicaciones y actualizaciones sobre la elaboración de iniciativas legales, reglamentarias o normativas, su grado de evolución o implementación, así como sobre cualquier otra medida que diga relación con la materia a la que se refiere el literal a) anterior.</p> <p>e) Solicitar y recibir información de organismos públicos y privados, necesarias para el correcto desarrollo de las labores anteriormente descritas.</p> <p>f) Crear las instancias de intercambio de información y difusión, que permitan la generación de capacidades dentro del Estado en las materias de aplicación de este Comité.</p>	<p>La intención de remitir las solicitudes de reserva estratégica al Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa es un requerimiento que otorga una función al Comité que escapa de aquellas establecidas en el Artículo 2 del DS 22 y establece cargas administrativas innecesarias que complejizan y duplican funciones en la administración pública. La decisión de mantener unidades como reserva estratégica está relacionada a condiciones de seguridad del sistema y no a aspectos relacionados a los considerandos del Decreto 22 del Ministerio de Medio Ambiente. Por lo tanto, se sugiere simplificar la carga administrativa del reglamento y generar las condiciones habilitantes para establecer más agilidad en la toma de decisiones manteniendo la responsabilidad de su aprobación en el Coordinador, tal como se indica en el literal k), del artículo 13, del DS 62.</p>
-----	------------	-----------------	---	---

			<p>Por lo tanto, se sugiere tener en consideración lo siguiente:</p> <p>a.) Las centrales que se acogen a retiro cuentan con permisos ambientales y sectoriales para operar de acuerdo a sus respectivas RCAs e instrumentos que corresponda.</p> <p>b.) Los retiros de las centrales se están realizando de manera voluntaria.</p> <p>c.) El estado de reserva estratégica corresponde a un 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 25 bis del presente reglamento.</p> <p>d.) El responsable de aprobar el estado de reserva estratégica es el Coordinador, en función de análisis técnicos que consideren las condiciones de seguridad y riesgos de abastecimiento provistos para el sistema.</p> <p>Luego, la intención de remitir las solicitudes de reserva estratégica al Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa es un requerimiento que otorga una función al Comité que escapa de aquellas establecidas en el Artículo 2 del DS 22 y establece cargas administrativas innecesarias que complejizan y duplican funciones en la administración pública.</p>	
376	Grupo SAESA	Título II, Art13, letra k)	Es posible que un sistema de almacenamiento o una unidad de generación con almacenamiento pueda acogerse al Estado de Reserva Estratégica.	k) Estado de Reserva Estratégica: Corresponde a un Estado Deteriorado en que puede encontrarse una Unidad Generadora, un sistema de almacenamiento o una unidad generadora con almacenamiento, solicitado por el correspondiente Participante del Balance de Potencia y aprobado por el Coordinador, en los términos que establece el Artículo 25 bis del presente reglamento.
377	Grupo SAESA	Título II, Art13, letra m)	Revisar en la definición la condición de "menor costo variable promedio durante el año anterior ", porque se puede presentar un desequilibrio económico o variables ajenas al país que interfieran en esta condición de menor costo, siendo de igual forma el insumo principal de esa unidad generadora	m) Insumo Principal: Insumo o combustible con el cual la Unidad Generadora puede operar en forma continua, para una determinada Potencia Máxima por al menos 24 horas.
378	Grupo SAESA	Título II, Art13, letra u)	El sistema de almacenamiento, en su condición de retiro o inyección, deberá pagar peajes dedicados, en aquellos tramos no considerados en la metodología del CU de transmisión.	u).....conforme a lo establecido en el artículo 97 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Y que si estarán afectos al pago de peajes dedicado.
379	Grupo SAESA	ARTÍCULO SEGUNDO. DECRETO SUPREMO N°88	Para los casos en que el PMGD ya no opere en condición de autodespacho, podrá marcar precio marginalista y entregar el kWh adicional. Por tanto, también participará de la política de operaciones que confecciona el CEN.	a) ...En el caso de que no opten por el régimen indicado anteriormente, deberán sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, participando en el listado de prioridad de colocación según el art 57 del Reglamento 125, y que deberá ser en coordinación por medio de la empresa de distribución respectiva."
380	Grupo SAESA	Disposiciones Transitorias	Se necesita un periodo de transición para que el actual parque generador de PMGDs y PMGs, adecúe las nuevas exigencias que requerirá el CEN para sujetarse al resultado de la optimización de la operación en coordinación con la Distribuidora respectiva.	Artículo tercero transitorio: La aplicación del art 58 bis, para aquellos generadores que no se acogerán al autodespacho, deberá iniciarse a partir de tercer año desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, según lo que establezca la Norma Técnica respectiva.

381	Grupo SAESA		Disposiciones Transitorias. Artículo Primero Transitorio	Primer párrafo: La intención es incorporar los sistemas de baterías o generación con almacenamiento en el sistema. Y que se establezca un plazo de 10 años de penalización aplicando un factor a estas nuevas tecnologías, es un tiempo muy largo. Durante ese primer período se mantendrán desacoples importantes y dónde las baterías deberán tener un rol en la optimización del sistema. En su defecto eliminar este factor de transición.	Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 2 años, el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.
382	Grupo SAESA		Disposiciones Transitorias. Artículo Segundo Transitorio	Los actuales cambios a considerar en el presente decreto N°62, partán desde el año en que el CEN presentará en primer estudio del art63 bis, por coherencia.	Artículo segundo transitorio: El primer estudio que deberá realizar el Coordinador Eléctrico Nacional en conformidad al procedimiento establecido en el artículo 63 bis del Reglamento aprobado por el Decreto 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, deberá iniciarse a lo más en el año de cálculo siguiente a la fecha de la publicación del presente decreto. Dicho estudio dará inicio a la aplicación de las modificaciones al DS62.
383	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	artículo 13, letra u)	Se excluye a los sistemas de almacenamiento del pago de los cargos asociados a clientes finales indicados en el artículo 97 del DS125/2017, los que incluyen acreditación de ERNC, Transmisión, Asignación de PMGDs, prorratas de licitaciones ERNC y pagos por servicios complementarios. Sin embargo, se entiende de esta redacción que los Sistemas de Almacenamiento, ya sea stand alone o como parte de una central renovable con capacidad de almacenamiento, estarán sujetos a los cargos por sobrecostos de energía producto de la operación de centrales de generación por fuera de su orden de mérito, pagos realizados por concepto de sobrecostos de partida y detención de unidades generadoras, pagos realizados por concepto de constitución y uso de reserva hídrica y compensaciones del impuesto a las emisiones. Se solicita aclarar la razón de ello y eximir del pago de dichos sobrecostos a las unidades indicadas precedentemente.	
384	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	artículo 13	Se solicita agregar una definición de Curva de Carga horaria Equivalente, con el detalle de su cálculo, de acuerdo a lo señalado en el artículo 37	
385	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	artículo 23	La Potencia Máxima hoy se define en la NT de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras como el "Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la DO". Esta definición no debe aplicar aun Sistema de Almacenamiento dado que por consturcción muchos de estos Sistemas de Almacenamiento se construirán de menos de 5 horas, aportando de igual forma a la Suficiencia del Sistema. Se solicita plantear un definición de Potencia Máxima específica para Sistemas de Almacenamiento, la cual debería ser su Potencia Instalada.	

386	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	artículo 35	La medición de la información estadística del insumo primario de las Unidades Generadoras de cogeneración y medios de generación renovables no convencionales debe ser directa, y, en caso alguno, a través de su estadística de generación, de manera de eliminar el efecto del curtailment de centrales renovables no convencionales. De esta forma se establece una metodología en los mismos términos que para el resto de las tecnologías.	"Para tal efecto, el Coordinador utilizará la información estadística del Insumo Principal de cada Participante del Balance de Potencia, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal, de los últimos 5 años anteriores. La estadística del Insumo Principal y no considerará el efecto de recortes de generación. Las características y detalle de dicha información estadística será acorde con el Insumo Principal de que se trate".
387	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	artículo 37	Se solicita una explicación numérica, basada en proyecciones, de las razones que llevan a definir la fórmula con la cual se determina la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento y de la componenete de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento.	
388	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	Artículo 37	Por favor aclarar si la optimización de las demandas máximas y mínimas para el cálculo de la potencia inicial de los Sistemas de Almacenamiento solo considera inyecciones y retiros de los sistemas de estos, o es una optimización incluyendo la oferta de generación del resto del parque generador	
389	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	artículo 49	Se pide definir y publicar el modelo probabilístico utilizado por el CEN para calcular la potencia de suficiencia preliminar.	"Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine el Coordinador, el cual deberá considerar para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios. El modelo probabilístico que defina y utilice el Coordinador deberá estar disponible para todo público en la pagina web del Coordinador ".
390	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	Artículo 53 bis	Las pruebas de disponibilidad en la normativa actual si bien se realizan de forma aleatoria, deben ser comunicadas junto con el despacho diario. Por tanto se solicita eliminar el término "sin previo aviso" del párrafo dos del Artículo indicado, y reemplazarlo por "de forma aleatoria, y comunicadas junto con el despacho diario" para que sea consistente con la normativa actual	Artículo 53 bis:... 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, de forma aleatoria y comunicadas junto con el despacho diario , 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...

391	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	Artículo 53 bis	Incorporar como cuarto párrafo la siguiente redacción: "No obstante lo anterior, la disponibilidad de unidades generadoras cuya fuente sea renovable no convencional o Sistemas de Almacenamiento no será verificada, salvo que se hayan identificado cambios significativos en las condiciones técnicas operativas de dichas unidades o Sistemas de Almacenamiento."	Incorporar como cuarto párrafo la siguiente redacción: " No obstante lo anterior, la disponibilidad de unidades generadoras cuya fuente sea renovable no convencional o Sistemas de Almacenamiento no será verificada, salvo que se hayan identificado cambios significativos en las condiciones técnicas operativas de dichas unidades o Sistemas de Almacenamiento. "
392	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	artículo 56	Se indica " <i>La Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad generadora Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades Unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50 y Artículo 51 del presente reglamento, y la indisponibilidad forzada de cada unidad o sistema de almacenamiento. La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLPdm</i> " Se solicita aclarar de qué forma se debe realizar el análisis probabilístico antes indicado, y cómo debe ser evaluado para el proceso de cálculo de potencia preliminar de cada unidad generadora o sistema de almacenamiento de energía.	
393	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	Artículo Segundo, letra a)	Por favor aclarar cuales serán los detalles de como se ejercerá la opción que tendrán los PMGDs de elegir entre Autodespacho o sujetarse a la optimización de la operación, en cuanto a plazos, condiciones, etc	
394	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	Artículo Tercero	Se solicita agregar nuevos literales eliminando los artículos 93 y 95 del DS125/2017, toda vez que con la introducción de la ley 21.505 los Sistemas de Almacenamiento participarán del mercado de corto plazo, registrando sus retiros tanto en Modo Retiro como para sus potenciales clientes en dicho mercado, asegurando la cuadratura del balance.	Eliminar artículo 93° y 95° del Decreto Supremo N° 125, de 2017.
395	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	Artículo primero transitorio	Dado que (i) los sistemas de almacenamiento tienen una vida útil de entre 15 y 20 años, y (ii) el Proyecto de Ley de Transición energética propone una licitación de infraestructura de almacenamiento que recibirá un pago durante 15 años, se solicita extender la duración del transitorio con el objeto de que la extensión temporal de la vida útil y la licitación de infraestructura sean lo más coincidentes posibles, es decir 20 años a partir de la fecha de publicación del nuevo reglamento.	"Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 240 meses "
396	Sonnedix Chile Holding SpA	No aplica	Artículo Tercero, letra c)	Se solicita agregar la siguiente frase "de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en Modo Carga según se define en el artículo 110"	c) 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, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en Modo Carga según se define en el artículo 110 , o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, conforme se establece en el artículo precedente."

397	Statkraft Chile Inv	Artículo 13	En relación a la determinación de la Potencia máxima de sistemas de almacenamientos, o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, es importante que tal potencia se establezca de forma coherente con la señal de reconocimiento de Potencia Inicial establecida en el Artículo primero transitorio, el cual reconoce un cierto % de contribución en Potencia Inicial a sistemas de almacenamientos desde 1 hora en adelante. Actualmente por norma técnica se establece la obligación de sostener durante 5 horas la potencia máxima de la central para todo tipo de unidades. Lo anterior invalidaría los objetivos perseguidos con el Artículo primero transitorio.	Agregar en artículo 13 del DS 62, literal s) Potencia Máxima: "...ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin. En el caso de Sistemas de Almacenamientos y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, la Potencia Máxima del Almacenamiento se establecerá como la máxima potencia que puede sostener durante las horas de almacenamiento declaradas.
398	Statkraft Chile Inv	Artículo 31	No se especifica explícitamente que el cálculo mediante la fórmula de disponibilidad de insumo corresponde a una Unidad Generadora Térmica, se debe indicar explícitamente.	Artículo 31: A las unidades generadoras térmicas que estén afectas a la menor disponibilidad a que se refieren los artículos precedentes, y que no posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial como la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal, ponderada por la disponibilidad de dicho insumo. Para el caso de una Unidad Generadora Térmica que posea capacidad de respaldo según lo dispuesto en el artículo precedente, su Potencia Inicial, se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:
399	Statkraft Chile Inv	Artículo 34	El artículo 34 da a entender que se puede ser Autoprodutor con Sistemas de Almacenamiento de Energía, pero según la definición en el DS 125 en el Artículo 2 los define solo a centrales generadoras. Incluir las modificaciones incluyendo Sistemas de Almacenamiento de Energía no sería procedente.	Eliminar en artículo 34 del DS 62: "Los autoprodutores deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una central de potencia igual a dicho excedente. A partir de la Potencia Inicial del inciso precedente, cada autoprodutor se incorporará al procedimiento de cálculo de las transferencias de potencia de manera equivalente al resto de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía , conforme a las disposiciones que se establecen en el presente reglamento."
400	Statkraft Chile Inv	Artículo 37	Definir en la ecuación el termino de "Demanda Punta", indicando que esta no debe considerar los efectos de inyecciones y retiros de almacenamientos.	Agregar en artículo 37 del DS 62: <i>Demanda de punta_alm</i> : Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema. Demanda de punta: Demanda punta del sistema, de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente de cada sistema o subsistema, sin considerar los efectos de inyecciones y retiros de almacenamientos.
401	Statkraft Chile Inv	Artículo 37	Se sugiere señalar entre los antecedentes a utilizar en la optimización, la cantidad de ciclos que el sistema de almacenamiento puede realizar diariamente, en virtud de lo informado por el respectivo propietario. Lo anterior debido a que este parámetro puede tener un impacto significativo en la metodología propuesta.	Agregar en artículo 37 del DS 62: "e) Cantidad de ciclos diarios de carga/descarga que puede realizar la instalación."

402	Statkraft Chile Inv		Artículo 13	Ya que en observación anterior se sugiere señalar entre los antecedentes a utilizar en la optimización, la cantidad de ciclos del sistema de almacenamiento, es necesario incluir su definición.	Agregar en artículo 13 del DS 62 un nuevo numeral: "ab) Cantidad de ciclos diarios de carga/descarga de un Sistema de Almacenamiento de Energía:"
403	Statkraft Chile Inv		Artículo 37	En relación a las reglas descritas para la determinación de la Potencia Inicial de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se considera relevante que el artículo 37, señale explícitamente lo indicado en la "MINUTA PROCESO DE CONSULTA CIUDADANA DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS", en relación a que "El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema."	Agregar en artículo 37 del DS 62: "...considerando la inyección y retiro de las instalaciones señaladas en el inciso anterior. El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema. Dicha optimización deberá utilizar como insumo, al menos, lo siguientes antecedentes:"
404	Statkraft Chile Inv		Artículo 38	Se necesita precisar cómo se considerará las inyecciones reales de las Centrales que posean Sistemas de Almacenamiento de Energía, con ambas componentes conectadas a un solo medidor. Ya que con esta configuración no es posible determinar de forma correcta el aporte real de una central a la Suficiencia del Sistema, si es que parte de su inyección fue destinada cargar su componente de Almacenamiento, lo que puede distorsionar la contribución real de la componente de generación en el aporte a la suficiencia.	Incluir lo observado.
405	Statkraft Chile Inv		Artículo 58 bis	Se debe especificar y dejar por escrito en el reglamento que estas unidades con autodespacho, al incorporarse al proceso de programación y operación del Coordinador, deben cumplir con los requerimientos de entrega de información al proceso de programación. Además de cumplir con la declaración y verificación de disponibilidad de combustible.	Incluir lo observado.
406	Statkraft Chile Inv		Artículo 58 bis	Falta aclarar las reglas y plazos de como los PMG y PMGDs térmicos pueden optar por mantenerse en régimen de autodespacho o no.	Incluir lo observado.
407	Statkraft Chile Inv		Artículo 58 bis	Debido a que este artículo hace referencia a los solo PMGD Térmicos, se debería considerar al resto de las tecnologías en el artículo, ya que tampoco se ha analizado el impacto que podrían tener en la suficiencia del sistema.	Artículo 58 bis: Las Unidades Generadoras PMGD y PMG , que operen bajo el régimen de autodespacho, se les considerará potencia equivalente nula mientras se encuentren en dicho régimen de operación.
408	Statkraft Chile Inv		Artículo primero transitorio	Es necesario aumentar los plazos del transitorio para mayor estabilidad de inversión a los proyectos existentes, por lo que consideramos un periodo de 15 años como más apropiado.	Artículo primero transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 15 años , el cálculo de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía y de la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se definirá de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente artículo.
409	Statkraft Chile Inv		Artículo primero transitorio	Se recomienda clarificar cuanto sería el reconocimiento de la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que tenga 5 horas de capacidad de almacenamiento.	Modificar en el artículo primero transitorio: "> 5" por " ≥ 5 " (mayor o igual a 5).

410	Statkraft Chile Inv		DS 125 - Artículo 30	Incorporar Sistemas de Almacenamiento de Energía a este artículo.	Artículo 30.- Sólo las Instalaciones de Generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren en operación, tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio, se remunerarán por las normas generales de transferencias. Sin perjuicio de lo anterior, las Instalaciones de Generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren en etapa de puesta en servicio no determinarán el costo marginal del sistema, ni deberán considerarse para la repartición de ingresos por potencia.
411	WPD		Título de Reglamento y artículo primero	Hacer más general el título y el artículo primero, ya que también se incluirá a la empresas propietarias de almacenamiento.	Indica APRUEBA REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS
412	WPD		Artículo 13	Eliminar que los sistemas de almacenamiento pueden hacer retiros, dado a que no es coherente con DS125	Artículo 1º: Las transferencias de potencia entre propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen 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 72º-17 de la Ley, exceptuando a aquellos que se abstengan de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, según el Artículo 8º del presente reglamento, en adelante los "Participantes del Balance de Potencia", se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, que se asignen a cada generador o sistema de almacenamiento de energía.
413	WPD		Artículo 9	Se propone que al utilizar el criterio descrito en el artículo 9, también queden indemnes las restantes instalaciones, por lo cual se debe corregir el siguiente párrafo: ...exista perjuicio en la determinación de la Potencia de Suficiencia definitiva de los medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía, ambos de pequeña escala, que sean objeto de dicha simplificación o agrupación.	...exista perjuicio en la determinación de la Potencia de Suficiencia definitiva de los medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía, ambos de pequeña escala, que sean objeto de dicha simplificación o agrupación, <u>ni de las demás unidades generadoras ni sistemas de almacenamiento.</u>

414	WPD	Artículo 13	<p>Se propone corregir la definición de central renovable, señalando que también pueden retirar energía del sistema.</p> <p>c) Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.</p>	c) Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica <u>retirada desde el sistema eléctrico</u> o producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.
415	WPD	Artículo primero transitorio	<p>Se propone extender transitorio:</p> <p>Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de 10 años, el cálculo de la Potencia</p>	Desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, y por un periodo de <u>15 años</u> , el cálculo de la Potencia
416	Generadora Zapallar SpA.	Art 58 bis	Sugerimos eliminar artículo debido a que introduce una importante discriminación arbitraria en el tratamiento de los ingresos entre distintas tecnologías de los medios de generación. Adicionalmente, esto no contribuye de manera relevante a la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional	Eliminar Artículo 58 bis
417	Acciona Energía Chile Holdings	Art. 1	<p>En consistencia con lo indicado en el “Informe Técnico Definitivo de Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM del año 2021”, relativo al factor de recuperación de capital de la central generadora que corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años, mi representada considera que se debe reducir en un 100% los pagos por potencia de suficiencia reconocida a las unidades generadoras que ya tienen más de 25 años de funcionamiento y que se encuentran completamente depreciadas.</p> <p>Adicionalmente, dicha reducción de los pagos de potencia de suficiencia a las centrales generadoras que ya tienen más de 25 años de funcionamiento se debe transferir íntegramente al almacenamiento y a las centrales eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas de pasada, de acuerdo con los siguientes argumentos:</p> <p>a. Se debe impulsar y fomentar oportunamente el almacenamiento de energía para acelerar la transición energética del sistema eléctrico nacional.</p> <p>b. La energía eléctrica que se almacenará en un sistema eléctrico que pretende descarbonizarse debe provenir de centrales generadoras de energías limpias, tales como las centrales eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas de pasada.</p> <p>c. Dado que durante gran parte del tiempo la energía eléctrica producida en unidades generadoras eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas de pasada está siendo valorizada a precios cada vez más bajos, para poder viabilizar las inversiones en dichas tecnologías, y para poder cumplir con lo indicado en el literal b. precedente, se deben establecer condiciones regulatorias que permitan garantizar ingresos mínimos.</p> <p>Por ello, se solicita que los pagos por potencia de suficiencia que dejen de percibir las centrales generadoras de más de 25 años de operación se transfieran al almacenamiento y a las centrales eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas de pasada.</p>	Inciso 3 (nuevo): En los referidos balances por sistemas o subsistemas, se deberán identificar las unidades de generación que se encuentren depreciadas, es decir que posean sobre 25 años de operación, y la remuneración que corresponda a partir de su capacidad de generación compatible con la suficiencia, se deberá transferir a sistemas de almacenamiento y centrales eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas de pasada.

418	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 7	Si bien en el artículo 7 se indica explícitamente el reconocimiento de potencia de suficiencia para los sistemas de almacenamiento de energía, queda abierto a interpretaciones qué rol jugará el retiro desde la red de un sistema de almacenamiento en el balance de potencia. Por ello, mi representada solicita indicar si los retiros realizados desde la red por parte de sistemas de almacenamiento se considerarán para efectos del balance de potencia.	Indicar si se considerarán los retiros realizados por los sistemas de almacenamiento en el balance de potencia.
419	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 13	En la definición u) Sistemas de Almacenamiento de Energía, no se indica el tratamiento de los retiros de potencia en el Balance de Potencia. Reforzando lo indicado en observación 2 de mi representada, se solicita indicar explícitamente cómo se tratarán los retiros de potencia de estos activos.	Indicar si se considerarán los retiros realizados por los sistemas de almacenamiento en el balance de potencia.
420	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 19	Con el objeto de resguardar el cumplimiento de los principios de la coordinación de la operación indicados en el artículo 72-1 de la LGSE, mi representada considera pertinente que las auditorías indicadas en el artículo 19 del DS 62 como una facultad del Coordinador para verificar los antecedentes de los participantes del balance de potencia proporcionada por los Coordinados, se establezca como una obligación del Coordinador.	<p>Inciso 1: Para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, el Coordinador deberá realizar las auditorías, inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que permitan verificar los antecedentes proporcionados por los respectivos Participantes del Balance de Potencia. Los valores a utilizar en la determinación de las transferencias de potencia serán los que resulten de dichos procesos.</p> <p>Inciso 2 (nuevo): El Coordinador deberá realizar anualmente un calendario de auditorías a todas las unidades que tengan más de 15 años de operación. Ésta inspección correrá por parte del dueño de las instalaciones.</p>
421	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art.22	Complementario a lo observado en el artículo 19, las verificaciones de Potencia Máxima realizadas por el Coordinador deben ser de carácter obligatorio para resguardar el cumplimiento de los principios de la coordinación de la operación indicados en el artículo 72-1 de la LGSE.	Inciso 1: Durante cada año, el Coordinador deberá verificar la Potencia Máxima a todas las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía del sistema o subsistema. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.
422	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 25 bis	<p>Considerando el nuevo rol que adquiere el Ministerio de Energía en la aprobación o rechazo de las solicitudes de cambio de estado a ERE y considerando la obligatoriedad de operar en 60 días máximo desde la convocatoria al despacho realizada por el CEN en situaciones de déficit (art. 25 quáter) que recae en las unidades acogidas al ERE, mi representada solicita que el Ministerio de Energía tenga la responsabilidad de verificar, junto con el Coordinador, que las unidades acogidas al ERE estén en condiciones de operar en situaciones de déficit mediante auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas de operación, de manera trimestral y que se revoque el ERE si es que se demuestra lo contrario.</p> <p>No obstante, mi representada no está de acuerdo en la concepción de este estado debido a que no es coherente con la política de descarbonización del país.</p>	Inciso 6 (nuevo): Si el Ministerio de Energía aprobara la solicitud, la unidad generadora o sistema de almacenamiento deberá trimestralmente demostrar mediante auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas de operación al Ministerio de Energía y Coordinador que se encuentra en condiciones de operar en caso de que fuese convocada al despacho en el escenario que describe el Artículo 25 quáter del presente reglamento. En caso de que las auditorías, inspecciones, mediciones o pruebas de operación no demuestren dicha condición, el Ministerio de Energía deberá revocar el ERE y proseguir como se indica en el Artículo 25 septies.

423	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 25 septies	<p>En línea con lo indicado en la observación del artículo 25 bis, mi representada no está de acuerdo con este estado puesto que distorsiona el mercado y no se condice con la política de descarbonización del país.</p> <p>No obstante, de mantenerse el ERE, se solicita que las empresas acogidas a este estado estén en condiciones de operar dentro de todo el período, ya que perciben una remuneración por este servicio de "respaldo". Por lo anterior, se solicita cambiar el sentido del artículo.</p>	<p>Inciso 1: En caso que una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sea convocada al despacho por el Coordinador, en los términos establecidos en los Artículos 25 quáter y siguientes del presente reglamento, y ésta no se encuentre en condiciones de inyectar energía en el plazo indicado en el señalado Artículo 25 quáter, o no opera 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 No Disponible y no será remunerada desde el inicio de su calificación en Estado de Reserva Estratégica y hasta que se compruebe que está en condiciones de inyectar energía mediante la realización de una prueba o verificación. Para lo anterior, el Coordinador tendrá 30 días para corregir los respectivos balances en donde la unidad participó en Estado de Reserva Estratégica debido a que dicha unidad no operó correctamente de acuerdo a lo indicado por el Coordinador.</p> <p>Inciso 2 (nuevo): Si la Unidad Generadora subsana los problemas que impedían su operación en los términos establecidos en los Artículos 25 quáter y siguientes, demostrándolo a través de una auditoría, podrá acogerse nuevamente al Estado de Reserva Estratégica según lo estipulado en el Artículo 25 bis. Sin embargo, no podrá solicitar la reliquidación de los balances de transferencias de potencia por concepto de los ingresos que no percibió cuando se consideró en Estado No Disponible.</p>
424	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 33	<p>En virtud de que la información de disponibilidad sea un reflejo de la realidad y así lograr que el cálculo de potencia sea justo para todos acorde al procedimiento estipulado en el presente reglamento, mi representada solicita eliminar la verificación de disponibilidad de insumo principal e insumo alternativo mediante la información obtenida del despacho de la Unidad Generadora en la operación real y se modifique la periodicidad de la verificación vía auditorías, inspecciones o pruebas de 2 años a trimestral.</p> <p>En el mismo artículo, mi representada considera pertinente y solicita que en caso de que no se verifique la disponibilidad informada, el Coordinador informe todos los antecedentes a la SEC para evaluar la aplicación de una sanción.</p>	<p>Inciso 1: Para cada Unidad Generadora térmica, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo, trimestralmente. Esta verificación podrá ser llevada a cabo 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.</p> <p>Inciso 3 (nuevo): La deficiencia en la entrega de información relativa a la disponibilidad de Insumo Principal e Insumo Alternativo deberá ser informada a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles junto con todos los antecedentes que cuente el Coordinador, pudiendo ser sancionada por dicho organismo acorde al Artículo 72-2° de la Ley.</p>

425	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 39 Art. 40 Art. 41 Art. 42 Art. 44 Art. 45	Cuando se define Central Renovable con Capacidad de Regulación en el artículo 13, literal d), no se indica un recurso primario variable específico para este tipo de centrales. Sin embargo, los artículos que hacen uso de este concepto sólo se refieren al recurso primario hidráulico, excluyendo a centrales de concentración solar de potencia, por ejemplo. Por lo anterior, mi representada solicita extender estos artículos o incluir nuevos que abarquen todas las tecnologías que se podrían considerar bajo el concepto de Central Renovable con Capacidad de Regulación.	Extender estos artículos o incluir nuevos que abarquen todas las tecnologías que se podrían considerar bajo el concepto de Central Renovable con Capacidad de Regulación.
426	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 53 bis	En virtud de que la información de disponibilidad sea un reflejo de la realidad y así lograr que el cálculo de potencia sea justo para todos acorde al procedimiento estipulado en el presente reglamento, mi representada solicita eliminar la verificación de disponibilidad efectiva mediante la información obtenida del despacho de la Unidad Generadora en la operación real y se modifique la periodicidad de la verificación vía auditoría, inspección o prueba de 2 años a trimestral. En el mismo artículo, mi representada considera pertinente y solicita que en caso de que no se verifique la disponibilidad informada, el Coordinador informe todos los antecedentes a la SEC para evaluar la aplicación de una sanción.	Inciso 2: Para cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, el Coordinador deberá realizar una verificación de su disponibilidad efectiva, trimestralmente . Esta verificación podrá ser llevada a cabo 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. Inciso 4 (nuevo): La deficiencia en la entrega de información relativa a la disponibilidad efectiva deberá ser informada a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles junto con todos los antecedentes que cuente el Coordinador, pudiendo ser sancionada por dicho organismo acorde al Artículo 72-2° de la Ley.
427	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 63 ter	En el artículo 63 ter se establece como tarea de la CNE la definición de los periodos de control de punta. De modo que no haya espacio a interpretaciones, mi representada solicita aclarar que dichos periodos se utilizarán exclusivamente para el cálculo de la demanda equivalente de cada cliente.	A partir del estudio indicado en el artículo precedente, así como, considerando análisis propios, la Comisión deberá determinar los periodos de control de punta en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, los cuales se aplicarán exclusivamente en el cálculo de la demanda equivalente de cada cliente al que hace referencia el artículo 65° del presente reglamento . Para tal efecto, la Comisión deberá determinar aquel periodo acotado dentro del año que permita entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema Eléctrico Nacional.
428	Acciona Energía Chile Holdings	-	Art. 67	En concordancia con la observación planteada para el artículo 1, se solicita que la potencia de suficiencia reconocida a las unidades generadoras que ya tienen más de 25 años de funcionamiento sea transferida íntegramente a sistemas de almacenamiento y centrales eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas de pasada.	Inciso 1, literal b) (nuevo): Transferencia íntegra de la potencia de suficiencia de centrales que tienen más de 25 años de operación y que se encuentren depreciadas a sistemas de almacenamiento y a unidades de generación eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas de pasada.

429	Acciona Energía Chile Holdings	-	-	<p>Cuando se anunciaron las modificaciones al DS 62, se incluyó como parte de las medidas el cambio en la definición de "potencia punta" contenido en el PdL de la Transición Energética. Para mi representada resulta preocupante este hecho, ya que si ello fuese efectivo, el cálculo del reconocimiento de potencia para centrales solares y eólicas se podría ver afectado y perjudicado si es que se aplicara, de manera coherente con la ley, en la Norma Técnica de Transferencias de Potencia en el Art. 9-3. En este escenario, podría cambiar la aplicación del promedio simple de los factores de planta para los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual por el promedio simple de los factores de planta para las horas de mayor exigencia, situación que podría llevar nuevamente a una contradicción entre la meta de la carbono neutralidad de la Ley Marco Cambio Climático, lograr una matriz 100% renovable y al mismo tiempo desincentivar el desarrollo de tecnologías renovables en términos de la remuneración por potencia.</p>	<p>De efectuarse el cambio propuesto en la LGSE, se solicita aplicar para efecto de las transferencias de potencia y escalamiento de los aportes de cada central a la suficiencia del sistema, mas no en el cálculo que determina el aporte a la suficiencia de las centrales.</p>
-----	--------------------------------	---	---	---	--