

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
1	ELEKTRAGEN	1	Este artículo define que el Reglamento tiene por objeto "...establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación ...". Muchos de los tópicos tratados en el reglamento no establecen metodologías, derivan la definición del procedimiento a la CNE o al CEN, y sin establecer criterios bajo los cuáles se deben efectuar dichas definiciones.	El artículo debe ser modificado en función de los reales alcances de su articulado, o en su defecto hacer efectivo lo que al artículo primero declara, que es establecer las metodologías, procedimientos y criterios de manera explícita en el documento.
2	Engie Energía Chile	1	En términos agregados, las definiciones y desarrollo de las mismas, que realiza el reglamento desarrolla, no permiten afirmar que el objetivo se cumple. De forma específica, al menos siguiendo el "Considerando N° 8", donde se establece: a) Contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia en el sistema eléctrico nacional, b) Asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo de suficiencia, c) Determinar los requerimientos de suficiencia para el sistema eléctrico nacional de acuerdo con los periodos de mayor exigencia en el referido sistema, d) Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema, e) Perfeccionar aspectos metodológicos relacionados con la determinación de las transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la LGSE.	
3	SW Operations S.A.	1	Los criterios para la valorización y realización de las transferencias están dados por la ley y no le corresponde al reglamento modificarlos	El presente reglamento tiene por objeto establecer las metodologías y procedimientos para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, entre los participantes del balance de potencia, en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, de acuerdo a lo establecido en el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
4	GPM-AG	1	Este artículo define que el Reglamento tiene por objeto "...establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación ...". Muchos de los tópicos tratados en el reglamento no establecen metodologías, derivan la definición del procedimiento a la CNE o al CEN, y sin establecer criterios bajo los cuáles se deben efectuar dichas definiciones.	El artículo debe ser modificado en función de los reales alcances de su articulado, o en su defecto hacer efectivo lo que al artículo primero declara, que es establecer las metodologías, procedimientos y criterios de manera explícita en el documento.
5	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	1	Este artículo define que el Reglamento tiene por objeto "...establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación ...". Muchos de los tópicos tratados en el reglamento no establecen metodologías, derivan la definición del procedimiento a la CNE o al CEN, y sin establecer criterios bajo los cuáles se deben efectuar dichas definiciones. Este reglamento relega a normas técnicas gran parte de las metodologías, procedimientos y criterios aplicables, lo que no parece adecuado debiendo el reglamento abordar todos los elementos relevantes de la suficiencia.	Definir claramente la metodología ELCC que se va a utilizar, las métricas de suficiencia y los criterios para definir las Horas de Punta. Además, definir qué se entenderá por nivel de suficiencia "adecuado" para el Objetivo de Suficiencia, entre otros criterios que debiesen ser la base de este reglamento.
6	Generadora Azul SpA	1	Debido a las modificaciones y adecuación que implica este nuevo reglamento de Potencia y en busca de reducir el impacto en las inversiones ya realizadas, se considera ampliar el plazo en entrada en vigencia del nuevo reglamento.	<i>El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero décimo año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.</i>
7	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	1	Los mercados de capacidad han surgido a nivel internacional como una respuesta a las limitaciones de precio de oferta en mercados liberalizados con formación de precio marginalistas (restricción política), permitiendo a las unidades generadoras recuperar el dinero faltante (o missing money por su nombre en la literatura inglesa [Hogan, M. (2017). Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. The Electricity Journal, 30(1), 55-61.]), como también en mercados liberalizados con formación de precio administrativa y con alta participación hidroeléctrica (Chile), garantizando ingresos a generadoras tanto en años secos como húmedos [Sioshansi, F. P. (2008). Introduction: Electricity Market Reform—Progress and Remaining Challenges.]. En ambos casos buscando suplementar los ingresos por señales de precio de energía artificialmente bajas, permitiendo que tanto unidades marginales como infra-marginales pudiesen lograr niveles de ingresos que soporten una expansión socio-eficiente de un sistema adaptado a la demanda según un nivel de confiabilidad predefinido con estándares ingenieriles como el "1 day in 10 years" existente en US (esto último no existente en Chile). A la fecha este conjunto de productos transados, sus reglas administrativas y su formación de precio locales han permitido la expansión del SEN (SIC+SING) cumpliendo con condiciones extremas de suministro en sus diferentes años de sequía o bien falta de energéticos primarios fósiles (crisis del gas). Esto además, reflejándose en señales de precio de largo plazo negociados a nivel de contratos de suministro de clientes regulados y libres que han materializado inversiones de nueva infraestructura que todavía se encuentran en sus procesos de pago de deuda y que todavía no ven cumplida siquiera su vida media planificada, por ejemplo, Luz del Norte (141 MW) propiedad de First Solar.	
8	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	1	Es en este contexto que el Ministerio de Energía inició hace más de dos años la discusión sobre señales de precio, definición de productos y su formación de precio para la prestación, garantía y disponibilidad de "flexibilidad" operativa en el SEN, iniciado con presentaciones de los diferentes grupos de interés al Equipo de Expertos convocado por la Autoridad Energética para la discusión de las visiones, seguido de mesas de discusión sobre flexibilidad (año 2020-2021) que finalizaron por abordar el mercado de potencia, desechando de paso el producto de flexibilidad que inicio la discusión, y entregando una propuesta de cambio de Reglamento de Transferencias de Potencia que hoy se encuentran en consulta pública. Este documento propone en un plazo acotado (en comparación con la duración media de desarrollo y ejecución de un proyecto de potencia) modificar la naturaleza de la señal y su estructura interna de cálculo a una metodología ELCC (Effective Load Carrying Capability) y el tratamiento del margen de reserva. Esta nueva metodología, pareciendo ser el nuevo estándar mundial para el cálculo de aporte a la confiabilidad [Olson, Ming and Carron, E3. (30th August 2021), ELCC Concepts and Considerations for Implementation. 2021 NYISO Installed Capacity Working Group.], indica cambios sustanciales en el corto y mediano plazo según lo recabado en presentaciones públicas (R. Moreno Septiembre 2020, ISCI y Ministerio de Energía Mesa de Trabajo de Flexibilidad 2021) y privadas (estudio ACERA) en cómo se remunerarían diferentes tecnologías, siendo la fotovoltaica impactada en gran medida en el corto a mediano plazo y de forma negativa (incluso abriendo a discusión su tratamiento especial).	
9	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	1	Por otro lado, esta propuesta de modificación de Reglamento no viene acompañada de una propuesta de Procedimientos y Norma Técnica, dificultando así entender los parámetros del modelo ELCC y sus potenciales impactos en el mercado. En este sentido se recomienda aplazar el presente proceso hasta contar con una propuesta completa de Reglamento, Procedimiento y Normativa en conjunto (esto debido a que el modelo ELCC es más sensible a los inputs que la metodología actual). En específico se detallan las siguientes incógnitas; •Inputs subsistemas siguen siendo definidos de forma exógena, cuando el modelo podría determinarlo de forma endógena no queda claro el tratamiento exante/expost y en qué momento entra la disponibilidad real al juego del reconocimiento (como así lo hace el DS62 para algunas tecnologías) por qué la métrica de suficiencia se tiene que revisar cada cuatro años cómo se calculan los días representativos perfiles de disponibilidad y retiros por qué se "deberá considerar la agrupación de una o más unidades Generadoras" a la hora del cálculo de reconocimiento de potencia [Esto genera subsidios cruzados a nivel de plantas eólicas debido a diferencia de tecnología y recurso (algunas están viento arriba de otras, quitando recurso al parque viento abajo).] por qué las trayectorias de los embalses son predefinidas, el modo podría optimizarlas (parámetro que afecta los resultados) tratamiento de centrales que se "hibridicen" y su nuevo reconocimiento (cambio y transitorio) •Transacciones por qué se le permite a los autoprodutores demostrar sus capacidades y no así a los sistemas de almacenamiento por qué el transitorio tan corto para el margen de reserva teórico por qué la cantidad de horas de punta es una definición y no un resultado de nivel de confiabilidad (nivel de LOLE objetivo define horas) cómo se compatibiliza la restricción de continuidad hora/mes de la ventana horaria de control de punta con las potenciales discontinuidades de horario de alto LOLP (no es integrable a la actual ley) por qué se propone un factor de eficiencia	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
10	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	1	<p>No queda claro cómo tampoco cumple la presente propuesta de política pública con el requerimiento de ser simple y cómo será implementado debido a su alto requerimiento computacional [Existen ejemplos de diseños de mercados complejos que redundaron en incertidumbres adicionales a nivel de mercados (pagos de peajes con cálculos GGDF/GLDF)]. Sumado a esto se extraña un análisis de impacto en equilibrios de inversión de largo plazo (en especial el propuesto factor de eficiencia), esto debido a que puede tener propiedades regresivas o generar resultados no deseados al ser puestas bajo condiciones de competencia en condiciones de asimetrías de información y preferencias de toma de riesgo diferentes (ver Diaz, Muñoz y Moreno 2020 [https://www.elmostrador.cl/mercados/2018/07/02/efectos-economicos-del-impuesto-a-las-emisiones-de-co2-utilizado-en-el-mercado-electrico-en-chile/, Diaz, G., Muñoz, F. D., & Moreno, R. (2020). Equilibrium analysis of a tax on carbon emissions with pass-through restrictions and side-payment rules. The Energy Journal, 41(2).]). El concepto de factor de eficiencia propuesta adolece al confundir señales de corto plazo (costo marginal operativo de corto plazo) con el costo de prestación de potencia (señal de largo plazo), buscando solo emular de forma pobre un mercado de capacidad en base a subastas pero de forma administrativa.</p> <p>Adicionalmente, la metodología propuesta pareciera promover el reconocimiento de aporte a la confiabilidad de sistemas de almacenamiento que pueden ser integrados a centrales ya operativas (i.e. fotovoltaicas). En este sentido se destaca que existe una serie de modificaciones al diseño de mercado, estructura y formación de precio necesarias para entregar señales correctas a nivel del mercado de energía y servicios complementarios;</p> <ul style="list-style-type: none"> •tratamiento comercial/regulatorio de los retiros para una central con capacidad de regulación (i.e. retiros de una central PV+BESS o edico+BESS) •costo marginal dual y no proveniente de un software de despacho (costos de oportunidad correctamente calculados) •costos marginales negativos (nuevamente marginal correctamente calculado) •granularidad temporal del costo marginal [https://reneweconomy.com.au/battery-boost-aemo-gives-green-light-to-5-minute-settlements-from-october/ , https://twitter.com/AdisaLumi/status/1444181552930324480] •mercados financieros multi-settlements para el correcto posicionamiento de la energía almacenada en los mercados de energía [A propósito del estudio de diseño de mercado en base a ofertas que está realizando la CNE.] 	
11	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	1	<p>Para finalizar, no se entiende la diferencia en plazo de los transitorios para las modificaciones presentadas en la propuesta de reglamento (en específico margen de reserva, cuatro años de desfase y transitorio de cinco años entre DS62 y ELCC). Proponemos que el transitorio considere los mismos plazos y ponderaciones tanto para el nuevo margen de reserva y las metodologías DS62 y ELCC y que su aplicación sea como mínimo 10 años.</p> <p>La regulación debe ser considerada como un proceso de cambio buscando el óptimo social que debe ser considerado en su espacio, tiempo y contexto micro y macroeconómico. A la fecha nos encontramos en un escenario macroeconómico complejo recién saliendo de la pandemia de COVID19 y con condiciones de mercado muy complejas en donde el costo de desarrollo de las tecnologías carbono neutrales y de almacenamiento solo han subido en los últimos 6 meses y no se prevé un cambio en el corto plazo, lo que sumado a una señal de disminución del ingreso de potencia, solo provocará un atraso en las inversiones en el tiempo.</p>	
12	Collahuasi	1	<p>El Artículo 1 indica que el reglamento tiene por objeto: "establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos".</p> <p>Lo indicado anteriormente se desarrolla teniendo en consideración los requerimientos que se definen en el Considerando 8, donde se indica la intencionalidad de mejorar la regulación relativa a las transferencias de potencia objeto de:</p> <p>El Considerando 8 indica la intencionalidad de perfeccionar la regulación relativa a las transferencias de potencia con el objetivo de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.)Contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia en el sistema eléctrico nacional 2.)Asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo de suficiencia, 3.)Determinar los requerimientos de suficiencia para el sistema eléctrico nacional de acuerdo con los periodos de mayor exigencia en el referido sistema, 4.)Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema 5.)Perfeccionar aspectos metodológicos relacionados con la determinación de las transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la LGSE. <p>Al revisar, en términos agregados la propuesta de reglamento, es posible concluir que los objetivos indicados en el Artículo 1 y el Considerando 8 no se cumplen o se cumplen de manera incompleta. En esta línea, se sugiere precisar más las propuestas que se establecen el articulado de manera que los objetivos propuestos puedan ser verificados.</p>	Se deben precisar más las propuestas del articulado del reglamento, los objetivos no se cumplen, y por otro lado, no se observan elementos sustanciales que puedan ser observados.
13	Espejo de Tarapaca SpA	1	<p>El Artículo 1 indica que el reglamento tiene por objeto establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>En términos agregados la propuesta de regulación se encuentra en un estado preliminar e incompleto de desarrollo, que no permite dar certeza ni transparencia a los agentes del mercado respecto la forma como se contempla, en definitiva, definir la remuneración de potencia a las distintas fuentes de energía. Por lo tanto, tras una revisión de la propuesta de reglamento, es posible concluir que su articulado no permite establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación.</p> <p>La falta de definiciones va en contra del objetivo definido en el Considerando 8 del Reglamento.</p>	<p>Definir en este reglamento cuestiones como las expuestas a continuación permitirá dar señales claras a los participantes del mercado a fin de promover las inversiones que apunten al óptimo social, reducir incertidumbre, y aspirar hacia un sistema competitivo, confiable, y sostenible:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Principios de despacho económico definidos en el DS 125 y sea compatible con la forma en que se define el despacho en el sistema. -Que la asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema, distinguiendo a los sistemas de almacenamiento larga de duración apropiadamente, es decir, considerando por separado los sistemas de almacenamiento de más de 5 horas de duración- -Que las agrupaciones que se realicen, según lo indicado en el Artículo 45, distingan apropiadamente las distintas características de los sistemas de almacenamiento. Los sistemas de almacenamiento que se definan para distintos niveles de confiabilidad o respaldo del sistema tienen que ser agrupados apropiadamente de acuerdo a sus características. -Que el proceso de determinar el ELCC de las unidades considera escalar la demanda a niveles muy superiores a la demanda actual del sistema. En dicha condición, las interacciones que se producen entre las distintas tecnologías se realizan en otro contexto y, por lo tanto, su valor cambia y puede no ser representativo de las interacciones reales posibles de producir dado un nivel de penetración de energía renovable variable.
14	Espejo de Tarapaca SpA	1	<p>En vista de los objetivos listados en el Considerando 8 y Artículo 1, se solicita precisar las propuestas que se establecen el articulado de manera que se pueda verificar adecuadamente si lo propuesto es coherente o no con los objetivos definidos. Con la actual versión del borrador del reglamento - y las indefiniciones que contiene - es imposible hacer una evaluación apropiada del mismo en relación a si las herramientas que se están regulando apuntan o no a los objetivos planteados.</p>	<p>Precisar las propuestas que se establecen el articulado de manera que se pueda verificar adecuadamente si lo propuesto es coherente o no con los objetivos definidos.</p>
15	Espejo de Tarapaca SpA	1	<p>La modificación del DS62 nace a la luz de la necesidad sistémica de poder contar con mayores niveles de flexibilidad en un contexto de alta penetración renovable y un escenario de descarbonización, todo lo anterior a fin de apuntar hacia un sistema económico, confiable, y sustentable. Nada de esto se ve explícito en las definiciones del reglamento, salvo un subsidio a un tipo específico de almacenamiento que por lo demás no aporta mucho a la confiabilidad del sistema respecto a los posibles requerimientos de este.</p>	<p>Hacer especificaciones explícitas respecto a los objetivos buscados y luego hacer las definiciones correctas para que se logren dichos objetivos.</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
16	Pacific Hydro Chile S.A.	1	<p>Los mercados de capacidad han surgido a nivel internacional como una respuesta a las limitaciones de precio de oferta en mercados liberalizados con formación de precio marginalistas (restricción política), permitiendo a las unidades generadoras recuperar el dinero faltante (o missing money por su nombre en la literatura inglesa [Hogan, M. (2017). Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. The Electricity Journal, 30(1), 55-61.]), como también en mercados liberalizados con formación de precio administrativa y con alta participación hidroeléctrica (Chile), garantizando ingresos a generadoras tanto en años secos como húmedos [Sioshansi, F. P. (2008). Introduction: Electricity Market Reform—Progress and Remaining Challenges.]. En ambos casos buscando suplementar los ingresos por señales de precio de energía artificialmente bajas, permitiendo que tanto unidades marginales como infra-marginales pudiesen lograr niveles de ingresos que soporten una expansión socio-eficiente de un sistema adaptado a la demanda según un nivel de confiabilidad predefinido con estándares ingenieriles como el “1 day in 10 years” existente en US (esto último no existente en Chile).</p> <p>A la fecha este conjunto de productos transados, sus reglas administrativas y su formación de precio locales han permitido la expansión del SEN (SIC+SING) cumpliendo con condiciones extremas de suministro en sus diferentes años de sequía o bien falta de energéticos primarios fósiles (crisis del gas). Esto además, reflejándose en señales de precio de largo plazo negociados a nivel de contratos de suministro de clientes regulados y libres que han materializado inversiones de nueva infraestructura que todavía se encuentran en sus procesos de pago de deuda y que todavía no ven cumplida siquiera su vida media planificada (en específico Chacayes, Punta Sierra, como otros activos de control de Pacific Hydro Chile S.A.). Sumados a estos activos se encuentran desembolsos importantes en proyectos en etapas avanzadas de desarrollo y a ejecutarse en el corto y mediano plazo para asegurar posiciones forward de suministro de similar plazo, siendo todos guiados por las señales económicas vigentes.</p>	
17	Pacific Hydro Chile S.A.	1	<p>Es en este contexto que el Ministerio de Energía inició hace más de dos años la discusión sobre señales de precio, definición de productos y su formación de precio para la prestación, garantía y disponibilidad de “flexibilidad” operativa en el SEN, iniciado con presentaciones de los diferentes grupos de interés al Equipo de Expertos convocado por la Autoridad Energética para la discusión de las visiones, seguido de mesas de discusión sobre flexibilidad (año 2020-2021) que finalizaron por abordar el mercado de potencia, desechando de paso el producto de flexibilidad que inicio la discusión, y entregando una propuesta de cambio de Reglamento de Transferencias de Potencia que hoy se encuentran en consulta pública. Este documento propone en un plazo acotado (en comparación con la duración media de desarrollo y ejecución de un proyecto de potencia) modificar la naturaleza de la señal y su estructura interna de cálculo a una metodología ELCC (Effective Load Carrying Capability) y el tratamiento del margen de reserva.</p> <p>Esta nueva metodología, pareciendo ser el nuevo estándar mundial para el cálculo de aporte a la confiabilidad [Olson, Ming and Carron, E3. (30th August 2021), ELCC Concepts and Considerations for Implementation. 2021 NYISO Installed Capacity Working Group.], indica cambios sustanciales en el corto y mediano plazo según lo recabado en presentaciones públicas (R. Moreno Septiembre 2020, ISCI y Ministerio de Energía Mesa de Trabajo de Flexibilidad 2021) y privadas (estudio ACERA) en cómo se remunerarían diferentes tecnologías, siendo la fotovoltaica impactada en gran medida en el corto a mediano plazo y de forma negativa (incluso abriendo a discusión su tratamiento especial).</p>	
18	Pacific Hydro Chile S.A.	1	<p>Por otro lado, esta propuesta de modificación de Reglamento no viene acompañada de una propuesta de Procedimientos y Norma Técnica, dificultando así entender los parámetros del modelo ELCC y sus potenciales impactos en el mercado. En este sentido se recomienda aplazar el presente proceso hasta contar con una propuesta completa de Reglamento, Procedimiento y Normativa en conjunto (esto debido a que el modelo ELCC es más sensible a los inputs que la metodología actual). En específico se detallan las siguientes incógnitas;</p> <ul style="list-style-type: none"> •Inputs oSubsistemas siguen siendo definidos de forma exógena, cuando el modelo podría determinarlo de forma endógena oNo queda claro el tratamiento ex ante/ex post y en qué momento entra la disponibilidad real al juego del reconocimiento (como así lo hace el DS62 para algunas tecnologías) oPor qué la métrica de suficiencia se tiene que revisar cada cuatro años oCómo se calculan los días representativos oPerfiles de disponibilidad y retiros oPor qué se “deberá considerar la agrupación de una o más unidades Generadoras” a la hora del cálculo de reconocimiento de potencia [Esto genera subsidios cruzados a nivel de plantas eólicas debido a diferencia de tecnología y recurso (algunas están viento arriba de otras, quitando recurso al parque viento abajo).] oPor qué las trayectorias de los embalses son predefinidas, el modelo podría optimizarlas (parámetro que afecta los resultados) oTratamiento de centrales que se “hibridicen” y su nuevo reconocimiento (cambio y transitorio) •Transacciones oPor qué se le permite a los autoprodutores demostrar sus capacidades y no así a los sistemas de almacenamiento oPor qué el transitorio tan corto para el margen de reserva teórico oPor qué la cantidad de horas de punta es una definición y no un resultado de nivel de confiabilidad (nivel de LOLE objetivo define horas) oCómo se compatibiliza la restricción de continuidad hora/mes de la ventana horaria de control de punta con las potenciales discontinuidades de horario de alto LOLP (no es integrable a la actual ley) oPor qué se propone un factor de eficiencia 	
19	Pacific Hydro Chile S.A.	1	<p>No queda claro cómo tampoco cumple la presente propuesta de política pública con el requerimiento de ser simple y cómo será implementado debido a su alto requerimiento computacional [Existen ejemplos de diseños de mercados complejos que redundaron en incertidumbres adicionales a nivel de mercados (pagos de peajes con cálculos GGDF/GLDF)]. Sumado a esto se extraña un análisis de impacto en equilibrios de inversión de largo plazo (en especial el propuesto factor de eficiencia), esto debido a que puede tener propiedades regresivas o generar resultados no deseados al ser puestas bajo condiciones de competencia en condiciones de asimetrías de información y preferencias de toma de riesgo diferentes (ver Diaz, Muñoz y Moreno 2020 [https://www.elmostrador.cl/mercados/2018/07/02/efectos-economicos-del-impuesto-a-las-emisiones-de-co2-utilizado-en-el-mercado-electrico-en-chile/, Diaz, G., Muñoz, F. D., & Moreno, R. (2020). Equilibrium analysis of a tax on carbon emissions with pass-through restrictions and side-payment rules. The Energy Journal, 41(2).]). El concepto de factor de eficiencia propuesta adolece al confundir señales de corto plazo (costo marginal operativo de corto plazo) con el costo de prestación de potencia (señal de largo plazo), buscando solo emular de forma pobre un mercado de capacidad en base a subastas pero de forma administrativa.</p> <p>Adicionalmente, la metodología propuesta pareciera promover el reconocimiento de aporte a la confiabilidad de sistemas de almacenamiento que pueden ser integrados a centrales ya operativas (i.e. fotovoltaicas). En este sentido se destaca que existe una serie de modificaciones al diseño de mercado, estructura y formación de precio necesarias para entregar señales correctas a nivel del mercado de energía y servicios complementarios;</p> <ul style="list-style-type: none"> •tratamiento comercial/regulatorio de los retiros para una central con capacidad de regulación (i.e. retiros de una central PV+BESS o eólico+BESS) •costo marginal dual y no proveniente de un software de despacho (costos de oportunidad correctamente calculados) •costos marginales negativos (nuevamente marginal correctamente calculado) •granularidad temporal del costo marginal [https://reneweconomy.com.au/battery-boost-aemo-gives-green-light-to-5-minute-settlements-from-october/, https://twitter.com/AdisaLumi/status/1444181552930324480] •mercados financieros multi-settlements para el correcto posicionamiento de la energía almacenada en los mercados de energía [A propósito del estudio de diseño de mercado en base a ofertas que está realizando la CNE.] 	
20	Pacific Hydro Chile S.A.	1	<p>También queremos mencionar que no se entiende la diferencia en plazo de los transitorios para las modificaciones presentadas en la propuesta de reglamento (en específico margen de reserva, cuatro años de desfase y transitorio de cinco años entre DS62 y ELCC). Proponemos que el transitorio considere los mismos plazos y ponderaciones tanto para el nuevo margen de reserva y las metodologías DS62 y ELCC y que su aplicación sea como mínimo 10 años.</p> <p>La regulación debe ser considerada como un proceso de cambio buscando el óptimo social que debe ser considerado en su espacio, tiempo y contexto micro y macroeconómico. A la fecha nos encontramos en un escenario macroeconómico complejo recién saliendo de la pandemia de COVID19 y con condiciones de mercado muy complejas en dónde el costo de desarrollo de las tecnologías carbono neutrales y de almacenamiento solo han subido en los últimos 6 meses y no se prevé un cambio en el corto plazo, lo que sumado a una señal de disminución del ingreso de potencia, solo provocaría un atraso en las inversiones en el tiempo.</p>	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
21	ACERA AG.	2	a) Año de Cálculo. Se sugiere considerar especificación propuesta.	a) Año de Cálculo: Periodo comprendido entre el 01 de enero y el 31 diciembre de cada año, para el cual se determinan los pagos asociados a las transferencias de potencia.
22	ACERA AG.	2	p) Margen de Reserva Teórico. Se sugiere considerar modificación propuesta, o en su defecto, incluir en las definiciones el concepto "potencia de punta".	p) Margen de Reserva Teórico: Mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia demanda de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.
23	ACERA AG.	2	u) Periodos de Control de Punta. En la definición se indica " <i>Periodos dentro del Año de Cálculo donde se prevé que se presenten los menores niveles de suficiencia en el sistema o subsistema.</i> " En varias definiciones a lo largo del documento se indica que los cálculos o definiciones de variables se deben realizar por sistema o subsistema, según corresponda. Ante esto se solicita aclarar quién define si los cálculos se realizan por sistema o subsistema (y con cuáles criterios), o si lo que se desea estipular es que por la mera existencia de subsistemas, conforme al decreto de PNCP correspondiente, los cálculos se deben realizar a nivel de subsistemas.	Se solicita agregar un artículo que detalle el tratamiento del concepto de sistema y/o subsistema, según corresponda a lo largo del documento.
24	ACERA AG.	2	Se indica: " <i>w) Potencia Máxima: Máximo valor que puede sostener de manera continua una unidad generadora, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la Norma Técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin.</i> " ¿Qué criterio o lineamiento debe considerar la Norma Técnica para definir el concepto "de manera continua"?	
25	Enlase Generación Chile S.A.	2	e) Demanda de Punta: Promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta.	e) Demanda de Punta: Promedio de las 52 demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta.
26	Enlase Generación Chile S.A.	2	p) Margen de Reserva Teórico. Se sugiere considerar modificación propuesta, o en su defecto, incluir en las definiciones el concepto "potencia de punta".	p) Margen de Reserva Teórico: Mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la demanda de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.
27	Enlase Generación Chile S.A.	2	w) Potencia Máxima: Máximo valor que puede sostener de manera continua una unidad generadora, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la Norma Técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin	w) Potencia Máxima: Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una Unidad Generadora, Sistema de Almacenamiento o Conjunto Generador - Almacenamiento, en un período mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida, de acuerdo al Anexo Técnico Pruebas de Potencia Máxima.
28	Eléctrica Puntilla S.A.	2	Se estima que la definición de Horas de Punta puede tener impactos importantes en los ingresos y costos de potencia, por lo que para otorgar mayor certeza regulatoria, se sugiere incorporar a nivel de este reglamento una definición concisa de las Horas de Punta.	Incluir criterios objetivos y acotados para establecer el conjunto de Horas de Punta, que no signifiquen variaciones importantes en los ingresos y costos de potencia. Por ejemplo, que el conjunto de Horas de Punta no podrá ser mayor que el 10% ni menor que el 5% del total de horas del año, en que se presenten los mayores niveles de demanda en el sistema o subsistema.
29	Eléctrica Puntilla S.A.	2	Desde un punto de vista regulatorio, el Margen de Potencia debiese calcularse teniendo como base la demanda máxima anual del sistema, y no el promedio de un conjunto de horas. Esto es especialmente importante en función de lo observado respecto del cálculo del Margen de Reserva Teórico y de lo establecido en el artículo 69° del reglamento.	Definir el Margen de Potencia como la razón entre la suma de las potencias preliminares de todas las unidades generadoras y la demanda máxima anual del sistema eléctrico.
30	Generadoras de Chile	2	Falta incluir la descripción de la metodología o criterio que será utilizada en los informes técnicos definitivos de precios de nudo de corto plazo para definir subsistemas.	NA
31	Oceanus Energía y Agua de Sudamerica	2	Tanto el Borrador del Reglamento de Transferencias de Potencia, como su Norma Técnica no reconocen ni hacen referencia a los Sistemas de Almacenamiento de Energía, incluso respecto de las inyecciones que estos sistemas efectúan al sistema eléctrico, lo que pareciera privarlos de su atributo de generación de energía eléctrica. Para lograr su integración, se solicita agregar la definición que se incluye en la propuesta de estas observaciones, la que se propone con la letra aa) y con ello, se solicita reenumerar las letras siguientes. En la propuesta se destaca en negrita el texto que se adiciona a la definición de Sistema de Almacenamiento de Energía que se utiliza en otros reglamentos, para efectos de permitir el reconocimiento de su atributo de generación, lo que le permita ser calificada como Unidad Generadora.	aa) 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), almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema y, en conjunto con ello, producir servicios adicionales, eléctricos o de otra naturaleza, contribuyendo a la eficiencia energética o aportando beneficios de carácter medioambiental, hídrico o similares. Se considerará Unidad Generadora al Sistema de Almacenamiento de Energía en todo lo que se refiere al proceso de inyección de energía al sistema eléctrico.
32	Coordinador Eléctrico Nacional	2	De las definiciones no se advierten las diferencias que pudieran tener el Estado de Falla y Estado No Disponible de las unidades generadoras.	Se recomienda establecer las diferencias entre ambos conceptos y de qué forma aplican en cada caso.
33	Coordinador Eléctrico Nacional	2	No se incluye en definición al transformador elevador y su respectivo interruptor del lado de alta tensión. Por consistencia con la NTSyCS - AT - Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto. Se recomienda incluir dicha instalación.	Se propone utilizar definición de AT mencionado: Se considerarán como instalaciones de una unidad generadora a todos los equipos - principales, auxiliares y asociados - existentes en el recinto de la unidad generadora, o propios de ésta, incluyendo hasta el interruptor del lado de alta tensión del transformador elevador. Para las unidades generadoras hidroeléctricas se consideran también los sistemas de aducción y evacuación, incluidas bocatomas.
34	Coordinador Eléctrico Nacional	2	Cambio en la definición de Demanda Punta. Actual DS61 lo define como promedio de las 52 mayores horas de todo el año. En borrador se define como promedio durante las horas puntas. Esto podría bajar la demanda punta del sistema y no representar adecuadamente la suficiencia del sistema. Ejemplo: Para los años 2019 y 2020, las mayores demandas se concentraron durante enero y diciembre	Se propone analizar lo indicado.
35	Coordinador Eléctrico Nacional	2	<i>Demanda de Punta Equivalente: Valor de la demanda de un cliente libre o empresa distribuidora que representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia.</i>	El término "participante del balance de potencia" no está definido en la Ley. Las empresas generadoras coordinadas son las responsables de retirar la Demanda de Punta para cumplir con sus compromisos contractuales. Se recomienda disponer de definiciones que, para efectos de las transferencias de potencia definidas en los Art. 72°-3 y 149° de la Ley.
36	Coordinador Eléctrico Nacional	2	No se especifica el cálculo de la demanda de punta equivalente. Dicha definición está en Art. 75.	Se propone incorporar definición de art 75. En art. 2, literal f)
37	Coordinador Eléctrico Nacional	2	En la definición de estado deteriorado se indica que "Aquellas condiciones de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo no se considerarán como Estado Deteriorado". Por otro lado, no se define una categoría de estados que contenga los estados operativos asociados a la disponibilidad del insumo principal y alternativos, ya que estos no se encuentran categorizados como estados disponibles, deteriorado, no disponible o falla. Lo anterior produce confusión ya que no queda claro si los estados asociados a los insumos se encuentran en la misma partición.	Incorporar categoría Estados Combustibles u otro.
38	Coordinador Eléctrico Nacional	2	<i>Estado Deteriorado: Condición de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones en sus componentes o instalaciones y/o restricciones ambientales; o en la cual la unidad generadora presenta restricciones asociadas a las condiciones señaladas en el artículo 37...</i>	Al parecer es "condiciones señaladas en los artículo 35 y siguientes..."

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
39	Coordinador Eléctrico Nacional	2	... <i>Aquellas condiciones de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo no se considerarán como Estado Deteriorado.</i>	Al parecer se busca que el efecto del insumo no tenga incidencia en el estado deteriorado. En consecuencia se propone la siguiente alternativa: <i>Aquellas condiciones de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima <u>únicamente</u> producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo no se considerarán como Estado Deteriorado .</i>
40	Coordinador Eléctrico Nacional	2	En la definición de Estado Disponible, se indica: "...o en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo ." Se está mezclando el control estadístico de los estados operativos señalado en el Artículo 25, con el control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Principal e Insumo Alternativo señalado en el Artículo 26, para una agrupación que tiene que se relaciona con el control estadístico de los estados operativos.	Se sugiere separar los estados operativos de las unidades generadoras de los estados operativos asociados a los combustibles y, por ende, eliminar las limitaciones o restricciones asociadas a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo de los Estados Disponibles.
41	Coordinador Eléctrico Nacional	2	<i>Estado Disponible: Condición de operación de una unidad generadora en la cual se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador sin que presente una o más de las restricciones del Estado Deteriorado; o en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo.</i>	Con esta definición, una unidad generadora puede computar horas en el Estado Disponible aunque su potencia sea nula porque no cuenta con Insumo Principal ni Alternativo para poder operar. Al respecto, una vez que una unidad generadora no cuenta con combustible para generar se pierde la evidencia de que está disponible, en consecuencia, la señal debiera ser que una unidad computa horas en el Estado Disponible únicamente cuando puede operar a solicitud del Coordinador y no presente una o más de las restricciones que la califiquen bajo el Estado Deteriorado.
42	Coordinador Eléctrico Nacional	2	En la definición de Estado de Falla, se indica: " <i>Condición de operación de una unidad generadora en la cual se encuentra fuera de servicio producto de una desconexión programada o forzada de dicha unidad...</i> " Un Mantenimiento Mayor podría considerarse una desconexión programada, y no debería considerarse en Estado de Falla.	Se sugiere especificar que la <i>desconexión programada</i> a que se hace mención se refiere a un estado operativo explícitamente definido en la NT.
43	Coordinador Eléctrico Nacional	2	En la definición de estado no disponible no queda claro si incluye o no los estados de falla, "Estado No Disponible: Condición de operación de una unidad generadora en la cual no se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador o se encuentra en el periodo de pruebas anterior a su puesta en servicio." Se debe especificar si contiene o no dichos estados.	Estado No Disponible: Condición de operación de una unidad generadora, que no sea estado de falla, en la cual no se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador o se encuentra en el periodo de pruebas anterior a su puesta en servicio.
44	Coordinador Eléctrico Nacional	2	<i>Insumo Alternativo: Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por la cantidad de horas que determine la norma técnica, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo o combustible</i>	Los Art. 48 y 49 del Reglamento mencionan que el Insumo Principal debe certificarse y "acreditar que la Unidad Generadora puede operar continuamente por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a una Potencia Máxima que se debe verificar en los mismos términos que la del Insumo Principal". Se sugiere que la definición convenga esta misma exigencia.
45	Coordinador Eléctrico Nacional	2	<i>Participante del Balance de Potencia: Propietario, arrendatario, usufructuario o quién opere a cualquier título medios de generación que se encuentren en operación, en los términos que establece el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, exceptuando a aquellos que se abstengan de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, según el artículo 7.- del presente reglamento.</i>	La Ley y demás normativa vigente no se refiere a Participante del Balance de Potencia, es más, los Art. 72°-3 y 149° de la Ley establece que las transferencias de potencia son entre empresas generadoras del SEN. Se sugiere conservar la misma definición dispuesta en la Ley. En estos términos, las empresas sujetas a la coordinación del Coordinador no se pueden restar o eximir de participar del balance que sustenta las transferencias de potencia como se señala en el Art. 7 del Reglamento.
46	EDF Andes	2	Tanto el Borrador del Reglamento de Transferencias de Potencia, como su Norma Técnica no reconocen ni hacen referencia a los Sistemas de Almacenamiento de Energía, incluso respecto de las inyecciones que estos sistemas efectúan al sistema eléctrico, lo que pareciera privarlos de su atributo de generación de energía eléctrica. Para lograr su integración, se solicita agregar la definición que se incluye en la propuesta de estas observaciones, la que se propone con la letra aa) y con ello, se solicita reenumerar las letras siguientes. En la propuesta se destaca en negrita el texto que se adiciona a la definición de Sistema de Almacenamiento de Energía que se utiliza en otros reglamentos, para efectos de permitir el reconocimiento de su atributo de generación, lo que le permita se calificada como Unidad Generadora.	aa) 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), almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema y, en conjunto con ello, producir servicios adicionales, eléctricos o de otra naturaleza, contribuyendo a la eficiencia energética o aportando beneficios de carácter medioambiental, hídrico o similares. Se considerará Unidad Generadora al Sistema de Almacenamiento de Energía en todo lo que se refiere al proceso de inyección de energía al sistema eléctrico.
47	ACESOL	2	Artículo 2 literal e, definición de "Demanda de Punta" se reemplaza el promedio de los 52 mayores valores por "Promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta", por consistencia metodológica con la propuesta del MEN, se solicita que la determinación de la demanda de punta sistema se determine también a partir de la metodología ELCC, esto sería lo adecuado de acuerdo al principio establecido en el Artículo 73 literal e "La consistencia de los Periodos de Control de Punta con la Métrica y el Objetivo de Suficiencia"	Se solicita que la propuesta sea consistente con la propuesta de determinación de reconocimiento de potencia ELCC, es decir, que la demanda de punta se determine por dicha metodología, considerando al menos 52 horas.
48	ELEKTRAGEN	2	La Demanda de Punta Equivalente no corresponde a la definición indicada ("...representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia..."), si no que es un promedio de registros físicos, que son realizados por su suministrador correspondiente. Es necesario chequear consistencia con lo indicado en el artículo 75.	Usar definición del mismo artículo 75.
49	ELEKTRAGEN	2	En la definición de Insumo Principal y Alternativo se hace la diferenciación entre insumo y combustible. Se debe eliminar la palabra combustible ya que también corresponde a un insumo de generación.	m) Insumo Principal: Insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua, a un menor costo variable promedio durante el año anterior al Año de Cálculo, para una determinada potencia máxima. n) Insumo Alternativo: Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por la cantidad de horas que determine la norma técnica, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo o combustible.
50	ELEKTRAGEN	2	El margen de potencia no puede ser calculado como una suma aritmética de potencias preliminares. Debe considerar coincidencias, sistema de transmisión, congestiones, suministros de insumos, etc. Siendo un parámetro tan importante no puede ser calculado de dicha forma, ya que no se transforma en un buen indicador de lo que pretende estimar.	Incluir en la definición (y en su capítulo respectivo) todos los antecedentes que debe considerar su cálculo.
51	ELEKTRAGEN	2	La definición establece que el Objetivo de Suficiencia debe ser el "adecuado" para el SEN. Ni en esta definición, ni en su capítulo correspondiente, se establece que es "adecuado" para el sistema. Es importante que dichas definiciones sean contenidas en este reglamento, o se establezca una métrica o procedimiento efectivo para cumplir dicho objetivo.	Definir que implica "suficiencia adecuada"
52	ELEKTRAGEN	2	EL retiro de potencia no corresponde a un "compromiso" de un Participante del Balance, sino al Retiro efectivo que se realiza por el suministrador para el cliente respectivo.	Retiro de Potencia: Compromiso Retiro de potencia de un Participante del Balance de Potencia para el suministro a un cliente libre o empresa distribuidora, contando con un contrato de suministro destinado a esos efectos.
53	ELEKTRAGEN	2	No existe el literal z) en el artículo.	Reordenar definiciones

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
54	H2 Chile	2	Tanto el Borrador del Reglamento de Transferencias de Potencia, como su Norma Técnica no reconocen ni hacen referencia a los Sistemas de Almacenamiento de Energía, incluso respecto de las inyecciones que estos sistemas efectúan al sistema eléctrico, lo que pareciera privarlos de su atributo de generación de energía eléctrica. Para lograr su integración, se solicita agregar la definición que se incluye en la propuesta de estas observaciones, la que se propone con la letra aa) y con ello, se solicita reenumerar las letras siguientes. En la propuesta se destaca en negrita el texto que se adiciona a la definición de Sistema de Almacenamiento de Energía que se utiliza en otros reglamentos, para efectos de permitir el reconocimiento de su atributo de generación, lo que le permita se calificada como Unidad Generadora.	aa) 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), almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema y, en conjunto con ello, producir servicios adicionales, eléctricos o de otra naturaleza, contribuyendo a la eficiencia energética o aportando beneficios de carácter medioambiental, hídrico o similares. Se considerará Unidad Generadora al Sistema de Almacenamiento de Energía en todo lo que se refiere al proceso de inyección de energía al sistema eléctrico.
55	H2 Chile	2	El objetivo de alcanzar la carbono neutralidad en 2050 adquirido por Chile en el Acuerdo de París, implica también el desarrollo de combustibles sintéticos verdes o carbono-neutrales, los cuales se sintetizan en base a una combinación de hidrógeno verde y CO2. A través de la captura de CO2 directamente desde el aire o desde un emisor puntual y la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, es posible producir combustibles sintéticos verdes y evitar el aumento de emisiones que se hubieran generado al utilizar combustibles fósiles. El contenido de este reglamento es una oportunidad para el desarrollo de estos combustibles verdes, a través de un Factor de Eficiencia =1 para unidades generadoras que operen en base a este tipo de combustibles.	c) Combustible Sintético Verde: Combustible en el que se verifica que las emisiones asociadas al proceso de captura de CO2 y posterior proceso de síntesis del combustible no supera a la intensidad de las emisiones asociadas a la producción y uso de combustibles fósiles. Para las fuentes de CO2 utilizadas de deberá comprobar que no es posible reemplazar el combustible fósil por uno con menores emisiones.
56	Engie Energía Chile	2	En la definición e) Demanda de Punta : Promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta. Es la primera parte del Reglamento donde se hace mención al concepto de subsistema, si dejar de forma explícita su definición y tratamiento. En esto último se menciona en el Artículo 4 que serán identificados en los correspondientes informes técnicos definitivos de precios nudo de corto plazo y conforme al artículo 162", numeral 3 de la ley.	Se sugiere incorporar una definición explícita de los subsistemas , su tratamiento y metodología con la que se definirán, el tratamiento del "objetivo de Suficiencia en cada subsistema" en conjunto con el tratamiento de holguras de transmisión y en específico cómo se dará cumplimiento a lo que establece en el artículo 162", numeral 5 de la Ley .
57	Engie Energía Chile	2	Considerando las definiciones de e) Demanda de Punta , l) Horas de Punta y u) Periodos de Control de Punta , no queda claro: ¿cómo se determinará la demanda de punta del sistema?, ¿cuántas horas de mayor demanda se considerarán (Artículo 72)? ¿cómo se define el concepto de los "menores niveles de suficiencia" que se utiliza para determinar los periodos del año que se utilizan para determinar las horas de punta (Artículo 73)?	
58	Engie Energía Chile	2	Considerando la definición w) Potencia Máxima : Máximo valor que puede sostener de manera continua una unidad generadora, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la Norma Técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin. La definición debiera establecer de forma clara lo que se debe entender con "manera continua" y que dicha definición de forma de cumplir con lo establecido en el "Considerando N° 8": - Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema. (Entre otros) De forma adicional es necesario dejar claro ¿Cómo se condice esta definición y establecimiento de adecuados criterios con el Artículo 8 transitorio del presente reglamento?	
59	SW Operations S.A.	2	El concepto de "Potencia de suficiencia" no existe en la ley. En todo caso, el concepto de potencia debe ser consistente con los criterios establecidos en la Ley en relación al concepto de potencia.	Potencia: Valor que representa la capacidad de generación de una unidad generadora compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta en el sistema o subsistema.
60	Asociación de Empresas de Gas Natural A.G.	2	La definición de Insumo Alternativo presenta un riesgo para la estimación de ingresos por potencia de unidades termoelectricas que puedan hacer uso de más de un combustible, al no contemplar en su definición los requerimientos necesarios para considerarlo en el cálculo. El texto a observar es el siguiente: <i>"n) Insumo Alternativo: Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por la cantidad de horas que determine la norma técnica, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo o combustible."</i>	n) Insumo Alternativo: Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por al menos 24 horas, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo o combustible.
61	Asociación de Empresas de Gas Natural A.G.	2	Se estima que la nueva definición de Demanda de Punta implique una disminución de un 8,2% en este ítem, considerando las cifras del año 2020. Por su parte, el efecto de este cambio en el monto total a repartir por concepto de Potencia de Suficiencia no ha sido debidamente estimado y analizado por la autoridad en conjunto con la industria. El texto a observar es el siguiente: <i>"e) Demanda de Punta: Promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta."</i>	Se solicita transparentar estimaciones del efecto de la variación de la Demanda de Punta en el monto total a repartir por concepto de Potencia de Suficiencia, a fin de determinar si este impacto permite que las tecnologías remuneradas sigan siendo económicamente factibles.
62	ECOM Energía Chile SpA	2	La definición del concepto "Demanda de Punta" es dependiente de la definición de "horas de punta", cuya definición a su vez no se encuentra totalmente descrita. Se considera que el hecho de no definir precisamente a qué se refiere el "Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta" constituye un factor de incertidumbre. Se propone explicitar la definición o indicar mayores detalles del conjunto o los periodos que se considerarían, o si esto está sujeto a algún marco regulatorio independiente.	
63	GPM-AG	2	La Demanda de Punta Equivalente no corresponde a la definición indicada("...representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia..."), si no que es un promedio de registros físicos, que son realizados por su suministrador correspondiente. Es necesario chequear consistencia con lo indicado en el artículo 75.	Usar definición del mismo artículo 75.
64	GPM-AG	2	En la definición de Insumo Principal y Alternativo se hace la diferenciación entre insumo y combustible. Se debe eliminar la palabra combustible ya que también corresponde a un insumo de generación.	m) Insumo Principal: Insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua, a un menor costo variable promedio durante el año anterior al Año de Cálculo, para una determinada potencia máxima. n) Insumo Alternativo: Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por la cantidad de horas que determine la norma técnica, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo o combustible.
65	GPM-AG	2	El margen de potencia no puede ser calculado como una suma aritmética de potencias preliminares. Debe considerar coincidencias, sistema de transmisión, congestiones, suministros de insumos, etc. Siendo un parámetro tan importante no puede ser calculado de dicha forma, ya que no se transforma en un buen indicador de lo que pretende estimar.	Incluir en la definición (y en su capítulo respectivo) todos los antecedentes que debe considerar su cálculo.
66	GPM-AG	2	La definición establece que el Objetivo de Suficiencia debe ser el "adecuado" para el SEN. Ni en esta definición, ni en su capítulo correspondiente, se establece que es "adecuado" para el sistema. Es importante que dichas definiciones sean contenidas en este reglamento, o se establezca una métrica o procedimiento efectivo para cumplir dicho objetivo.	Definir que implica "suficiencia adecuada"
67	GPM-AG	2	EL retiro de potencia no corresponde a un compromiso de un Participante del Balance, sino al Retiro efectivo que se realiza por el suministrador para el cliente respectivo.	Retiro de Potencia: Compromiso Retiro de potencia de un Participante del Balance de Potencia para el suministro a un cliente libre o empresa distribuidora, contando con un contrato de suministro destinado a esos efectos.
68	GPM-AG	2	No existe el literal z) en el artículo.	Reordenar definiciones
69	Highview Enlasa SpA	2	De acuerdo a lo presentado en las mesas de trabajo, la definición de las horas de punta guardaba relación con las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga y no con las horas de demanda máxima. Este cambio quita relevancia a la definición de un objetivo de confiabilidad.	Horas de Punta: Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de probabilidad de pérdida de carga en el sistema o subsistema, según corresponda.
70	Highview Enlasa SpA	2	Se debería contemplar como posibilidad, que una Unidad Generadora pueda incorporar una componente de almacenamiento conectada eléctricamente en otro punto de la red (dentro del mismo subsistema) y que se cuantifique su aporte a la suficiencia conjuntamente con esta como "cluster" (Unidad Generadora + Storage). Así como está redactado el reglamento, hace una diferencia que no tiene sentido económico ni técnico, entre infraestructura que está físicamente junta y la que no. En ambos casos, la infraestructura es la misma, el aporte a la suficiencia es el mismo (incluso se puede argumentar que es mayor el aporte a la seguridad del sistema, si los activos están físicamente separados), sin embargo no se reconoce el mismo aporte en ambos casos.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
71	Transelec S.A	2	<p>En el artículo 2 del Reglamento, se presentan las definiciones para efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el Reglamento. Al respecto, se comenta lo siguiente:</p> <p>- De manera general en el Reglamento, y en particular en este artículo, en las letras g), h), i) y k), se utiliza el término "unidad generadora", para referirse a quienes pueden contribuir con potencia de suficiencia al sistema. Considerando que, en las diversas mesas de trabajo se mencionó que, uno de los objetivos del Reglamento es establecer una metodología para el reconocimiento de la potencia de suficiencia, que sea agnóstica tecnológicamente; el Reglamento debería referirse de manera general para indicar a quienes pueden efectuar un aporte de suficiencia al sistema, y no sólo indicar que ello puede ser realizado por las unidades generadoras. Si bien, entendemos que actualmente, existe una restricción legal en el artículo 149 de la Ley, que sólo permite que las unidades generadoras puedan aportar con suficiencia al sistema; es relevante que el Reglamento se elabore de manera que, una vez que se elimine dicha restricción legal, pueda ser utilizado para regular el aporte de suficiencia de otras tecnologías, como por ejemplo, los sistemas de almacenamiento puros, es decir, los sistemas de almacenamiento que no están acoplados a una unidad de generadora, sino que se conectan de manera individual al sistema.</p> <p>En el contexto actual del sistema eléctrico en nuestro país, donde estamos en medio de un proceso de descarbonización energética, y de un período de estrechez hídrica, es necesario contar con mayor capacidad de generación que no sea contaminante, y que pueda aportar a superar el período de estrechez hídrica. Los sistemas de almacenamiento puros son una alternativa ágil para solucionar esta problemática. Es por ello, que es muy relevante que el Reglamento permita su aplicación en este tipo de tecnologías, una vez que se haya eliminado la restricción legal indicada anteriormente. En caso contrario, dichas tecnologías, deberán esperar a que, en primer lugar se elimine la restricción legal, y en segundo lugar, se adecue el Reglamento, para recién poder participar en el Balance de energía y potencia.</p> <p>En particular, solicitamos que en lugar de utilizar el término "unidad generadora", se utilice "unidad generadora u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley". De esta manera, el Reglamento será consistente con la LGSE, y por otro lado, una vez que se elimine la restricción legal indicada anteriormente, el Reglamento podrá ser utilizado por cualquier tecnología que haya sido habilitada en dicho artículo. Finalmente, esta observación se hace extensiva a todos artículos del Reglamento en los cuales se refiere sólo a unidades de generación. Estas observaciones se encuentran en la hoja "Anexo".</p> <p>- Asimismo, es relevante señalar que en la letra i) del artículo 2 del Reglamento, se define como Estado de Falla, a aquella condición de operación de una unidad generadora, en la cual se encuentra fuera de servicio producto de una desconexión programada o forzada de dicha unidad. Sin embargo, el artículo 59 del Reglamento establece que, los mantenimientos mayores, sean parciales o totales, podrán realizarse en cualquier período del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad generadora, siempre y cuando se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente. Luego, se señala que, si los mantenimientos se efectúan por un tiempo mayor a lo programado, el exceso deberá ser considerado para el cálculo de la indisponibilidad forzada de la unidad generadora.</p> <p>Por lo tanto, con el fin de resguardar la debida coherencia en el Reglamento, se debería precisar que el estado de falla corresponde a aquella condición de operación de una unidad generadora, en la cual se encuentra fuera de servicio producto de una desconexión programada o forzada de dicha unidad. En el caso de los mantenimientos mayores que se efectúen por un tiempo mayor a lo programado, sólo el exceso deberá ser considerado como estado de falla.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p><i>"g) Estado Deteriorado: Condición de operación de una unidad generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley, en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones en sus componentes o instalaciones y/o restricciones ambientales; o en la cual la unidad generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley, presenta restricciones asociadas a las condiciones señaladas en el artículo 37.- del presente reglamento para ser convocada por el Coordinador al despacho. Aquellas condiciones de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo no se considerarán como Estado Deteriorado.</i></p> <p><i>h) Estado Disponible: Condición de operación de una unidad generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley, en la cual se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador sin que presente una o más de las restricciones del Estado Deteriorado; o en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo.</i></p> <p><i>i) Estado de Falla: Condición de operación de una unidad generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley, en la cual se encuentra fuera de servicio producto de una desconexión programada o forzada de dicha unidad; falla de las instalaciones que conectan a la unidad generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley, con el sistema de transmisión o distribución, según corresponda; falla de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal o alternativo; o falla de las instalaciones hidráulicas de la unidad generadora, si corresponde. En el caso de desconexiones programadas realizadas producto de mantenimientos mayores, que se efectúen por un tiempo mayor a lo programado, sólo el exceso deberá ser considerado como estado de falla.</i></p> <p><i>k) Estado No Disponible: Condición de operación de una unidad generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley, en la cual no se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador o se encuentra en el periodo de pruebas anterior a su puesta en servicio. "</i></p>
72	Transelec S.A	2	<p>En el artículo 2, se presentan las definiciones para efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el Reglamento. Al respecto, cabe señalar que, no se incluyen las definiciones de "Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento" y "Central Renovable con Capacidad de Regulación", que son conceptos utilizados a lo largo del Reglamento para referirse a unidades con capacidad de regulación y almacenamiento.</p> <p>A mayor abundamiento, el artículo 44 del Reglamento, señala en la letra k) de su inciso tercero que, la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia preliminar, deberá considerar la modelación de características inter-temporales, que permita representar adecuadamente los recursos con capacidad de regulación y almacenamiento. Además, el artículo octavo transitorio del Reglamento, señala que, desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento, y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, corresponderá al mínimo valor entre la potencia máxima de una unidad, y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad, y de la componente de almacenamiento.</p> <p>Por lo tanto, se solicita incluir las definiciones de "Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento" y "Central Renovable con Capacidad de Regulación" en el artículo 2 del Reglamento. Dichas definiciones, actualmente se encuentran contenidas en el DS 62.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p><i>"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.</i></p> <p><i>d) Central Renovable con Capacidad de Regulación: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, con la capacidad de gestionar temporalmente su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, electromagnética, entre otras, de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al sistema eléctrico."</i></p>
73	Transelec S.A	2	<p>La letra e) del artículo 2 del Reglamento indica que, la demanda de punta corresponde al promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta.</p> <p>Al respecto, es relevante destacar que, en la presentación realizada por el Ministerio de Energía en la última sesión de la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia, se indicó que, la demanda de punta del sistema o del subsistema, se define como la suma de las demandas de punta equivalente de todos los clientes del respectivo sistema o subsistema en las horas de punta.</p> <p>Por lo tanto, con el objetivo de resguardar la coherencia con lo señalado por el Ministerio de Energía en su presentación, se debe precisar que la demanda de punta corresponderá a la suma de las demandas de punta equivalente de todos los clientes del respectivo sistema o subsistema, en las horas de punta.</p> <p>Al respecto, es relevante tener claridad respecto a la definición de demanda punta, ya que en el caso de que no corresponda a la suma de las demandas puntas equivalentes de cada clientes en el horario de punta, se deberá aplicar un factor de ajuste entre dichos valores, de manera que la suma de los retiros asignados a los clientes sean iguales a la demanda punta del sistema.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p><i>"Demanda de Punta: Promedio- Suma de las demandas de Punta Equivalente de todos los clientes del respectivo sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta.</i></p>
74	Transelec S.A	2	<p>La letra f) del artículo 2 del Reglamento, señala que, la demanda de punta equivalente es aquel valor de la demanda de un cliente libre o distribuidora que representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia. Sin embargo, el artículo 75 indica que, 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, y representa el retiro de potencia que se debe asignar a cada participante del balance de potencia.</p> <p>Con el objetivo de resguardar la coherencia en el Reglamento, se solicita precisar en la letra f) del artículo 2 del Reglamento que, la demanda de punta equivalente de cada cliente o empresa distribuidora corresponderá al promedio de los registros físicos observados durante las horas de punta, de acuerdo al artículo 75 del presente Reglamento, en adición a lo ya indicado en la definición.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p><i>"f) Demanda de Punta Equivalente: Valor de la demanda de un cliente libre o empresa distribuidora que representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia. Corresponderá al promedio de los registros físicos observados durante las Horas de Punta, de acuerdo al artículo 75.- del presente reglamento. "</i></p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
75	Transec S.A	2	<p>La letra l) del artículo 2 del Reglamento, indica que, las horas de punta corresponden al conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda en el sistema o subsistema, según corresponda. En adición a ello, en la presentación realizada por el Ministerio de Energía en la última sesión de la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia, se señala, además de lo indicado en el artículo 2, que las horas de punta corresponden al conjunto de horas en las cuales se determina la demanda de punta. Ello, también se indica en la letra e) del artículo 2) del presente Reglamento, donde se señala que, la demanda de punta corresponde al promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, <u>en las horas de punta</u>.</p> <p>Por lo tanto, con el fin de resguardar la coherencia en el Reglamento, se solicita precisar que, las horas de punta corresponde al conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda en el sistema o subsistema, según corresponda y, corresponde al conjunto de horas en las cuales se determina la demanda de punta.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p>"l) <i>Horas de Punta: Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda en el sistema o subsistema, según corresponda. Además, € corresponde al conjunto de horas en las cuales se determina la Demanda de Punta . "</i></p>
76	Transec S.A	2	<p>En la letra t) del artículo 2 del Reglamento, se define como participante del balance de potencia al propietario, arrendatario, usufructuario o quién opere a cualquier título medios de generación que se encuentren en operación, en los términos que establece el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, exceptuando a aquellos que se abstengan de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, según el artículo 7.- del presente reglamento.</p> <p>Debido a los mismos argumentos expuestos a la observación N°1, considerando que, en las diversas mesas de trabajo se mencionó que, uno de los objetivos del Reglamento es establecer una metodología para el reconocimiento de la potencia de suficiencia, que sea agnóstica tecnológicamente; el Reglamento debería referirse de manera general respecto a los participantes del balance de potencia, y no sólo indicar que ello puede ser realizado por las unidades generadoras. Si bien, entendemos que actualmente, existe una restricción legal en el artículo 149 de la Ley, que sólo permite que las unidades generadoras puedan aportar con suficiencia al sistema; es relevante que el Reglamento se elabore de manera que, una vez que se elimine dicha restricción legal, pueda ser utilizado para regular la participación en el balance de potencia de otras tecnologías, como por ejemplo, los sistemas de almacenamiento puros.</p> <p>Por lo tanto, solicitamos precisar que, los participantes del balance de potencia serán aquellos propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen a cualquier título medios de generación que se encuentren en operación, <u>y quienes establezca el artículo 149 de la Ley</u>.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p>"t) <i>Participante del Balance de Potencia: Propietario, arrendatario, usufructuario o quién opere a cualquier título medios de generación , y quienes establezca el artículo 149° de la Ley, que se encuentren en operación, en los términos que establece el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, exceptuando a aquellos que se abstengan de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, según el artículo 7.- del presente reglamento. "</i></p>
77	Transec S.A	2	<p>En la letra x) del artículo 2 del Reglamento, se indica que, el retiro de potencia corresponde al compromiso de potencia de un participante del balance de potencia para el suministro a un cliente libre o empresa distribuidora, contando con un contrato de suministro destinados a esos efectos. En adición a ello, el artículo 75 del Reglamento indica que, los retiros de potencia que se deben asignar a cada participante del balance de potencia serán iguales a las demandas de punta equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora.</p> <p>A mayor abundamiento, en la presentación realizada por el Ministerio de Energía en la última sesión de la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia, se indicó que, el retiro de potencia que se debe asignar a cada participante del balance de potencia será igual a la demanda de punta equivalente de cada cliente en las horas de punta. Por lo tanto, con el fin de resguardar la coherencia con lo señalado en el artículo 75 del mismo Reglamento, se solicita precisar, en adición a lo ya indicado, que el retiro de potencia será igual a las demandas de punta equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora, de conformidad con el artículo 75 del Reglamento.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p>"x) <i>Retiro de Potencia: Compromiso de potencia de un Participante del Balance de Potencia para el suministro a un cliente libre o empresa distribuidora, contando con un contrato de suministro destinado a esos efectos , el cuales igual a las Demandas de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora, determinado en conformidad con el artículo 75.- del presente reglamento . "</i></p>
78	Transec S.A	2	<p>En el artículo 2, se presentan las definiciones para los efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el Reglamento.</p> <p>Al respecto, cabe señalar que el Reglamento no incluye una definición de los sistemas de almacenamiento de energía. Por lo tanto, conforme se señaló anteriormente, con el objetivo de permitir que el Reglamento sea agnóstico a la tecnología, y en un futuro se permita la participación de sistemas de almacenamiento puros en los balances de potencia, una vez eliminada la restricción legal, se debería incluir dicha definición, de acuerdo a la definición actualmente establecida en la letra ad) del artículo 225 de la Ley.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p>"ae) <i>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. "</i></p>
79	Generadora Metropolitana	2	No se entiende la redacción de la definición h) Estado Disponible, sugerimos mantener la definición incluida en la publicación del DS 42/2020	Estado Disponible: Condición de operación de una unidad generadora en la cual se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador sin que presente una o más de las restricciones del Estado Deteriorado.
80	Generadora Metropolitana	2	En la definición del concepto l) Horas de Punta se habla de horas de mayor nivel de demanda pero debiese utilizarse el concepto menor nivel de suficiencia para hacerlo consistente con el Periodo de Contro de Punta.	Horas de Punta: Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los menores niveles de suficiencia en el sistema o subsistema, según corresponda
81	Generadora Metropolitana	2	En la definición del concepto p) Margen de Reserva Teórico se habla de "potencia de punta" la cual no está definida, sería mejor utilizar el concepto demanda de punta.	p) Margen de Reserva Teórico: Mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la demanda de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.
82	Generadora Metropolitana	2	Faltan definiciones de algunos conceptos que se emplean en la norma, como por ejemplo Potencia ELCC, Potencia Inicial, Potencia Equivalente.	Agregar deficiones de Potencia ELCC (según lo establecido en artículo 44), Potencia inicial (art 52), Potencia Equivalente (art 54)
83	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	2	La Demanda de Punta Equivalente debe ser consistente con lo indicado en el artículo 75, es decir, debe considerar el promedio de la demanda en las Horas Punta, dentro del periodo de control.	Usar definición del mismo artículo 75.
84	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	2	Se estima que la definición de Horas de Punta es un parámetro relevante del mercado y de los objetivos de suficiencia, por lo que para otorgar mayor certeza regulatoria, se sugiere incorporar, a nivel de este reglamento, criterios claros para definir cuales serán las Horas de Punta. En todo caso, mientras mas cantidad de horas de punta se consideren, se tiende a incrementar el riesgo de insuficiencia, por lo que se sugiere establecer un numero de horas acotadas.	Incluir criterios objetivos y acotados para establecer el conjunto de Horas de Punta.
85	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	2	La definición de la palabra "insumo" corresponde a un bien de cualquier clase empleado en la producción de otros bienes. En este sentido, en la definición de Insumo Principal y Alternativo resulta confuso cuando se hace la diferenciación entre insumo y combustible. Se debe eliminar la palabra combustible ya que también corresponde a un insumo de generación.	m) Insumo Principal: Insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua, a un menor costo variable promedio durante el año anterior al Año de Cálculo, para una determinada potencia máxima. n) Insumo Alternativo: Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por la cantidad de horas que determine la norma técnica, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo o combustible.
86	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	2	La definición establece que el Objetivo de Suficiencia debe ser el "adecuado" para el SEN. Ni en esta definición, ni en su capítulo correspondiente, se establece qué debe entenderse por "adecuado" para el sistema. Es importante que dichas definiciones sean contenidas en este reglamento, o se establezca una métrica o procedimiento efectivo para cumplir dicho objetivo.	Complementar este reglamento de acuerdo al comentario
87	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	2	El retiro de potencia corresponde al retiro efectivo que se realiza por el suministrador para el cliente respectivo, en las Horas de Punta.	Retiro de Potencia: Promedio del retiro físico de potencia dentro de las Horas de Punta, de un Participante del Balance de Potencia, destinado al suministro de un cliente final, un comercializador o un generador, para efectos de las transferencias de potencia.
88	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	2	El atributo de suficiencia debe estar asociado a las Horas de Punta	ac) Suficiencia: Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda dentro de las Horas de Punta.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
89	Prime Energía Spa	2	<p>Definiciones:</p> <p>e) Demanda de Punta: La definición de demanda de punta indica que correspondería a un promedio de las demandas del sistema (o subsistema) en las horas de punta. Al respecto, esta definición es incompatible con lo establecido en la LGSE, concretamente con las definiciones de Curva de carga, Potencia de Punta, el Margen de Reserva Teórico y cálculo del Precio de básico de la potencia de punta (Artículos 225 y 162 de la LGSE). La definición de la Demanda de punta debería ser coherente con la Potencia de Punta en relación a:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Debe corresponder o representar un valor máximo y no un valor promedio de un período. 2. Debe ser calculado dentro de la ventana anual y no dentro de un subperíodo distinto a la Curva de Carga anual. <p>En este sentido, no se entiende ni se justifica que se modifique la definición de Demanda de Punta que está contenida en el Reglamento de Transferencias de Potencia vigente: Demanda de punta: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema.</p> <p>De hecho, llama la atención que la propuesta de Reglamento no utilice o considere en forma distinta a lo definido en la LGSE, las definiciones de Curva de Carga y Potencia de Punta, las cuales en la LGSE está relacionadas con las Transferencias de Potencia. En este sentido, el nuevo Reglamento no puede modificar o no ser coherente con la LGSE que es una normativa de orden jerárquico superior.</p> <p>Finalmente, la definición no entrega certeza de un tema tan relevante, deja abierta la definición a un "según corresponda".</p>	<p>Se propone utilizar la siguiente definición:</p> <p>e) Demanda de Punta o Potencia de Punta: Valor Máximo de las Curva de Carga anual.</p>
90	Prime Energía Spa	2	f) Demanda de punta equivalente. Al parecer hay una problema de redacción. Se solicita aclarar que quieren decir con "retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia".	
91	Prime Energía Spa	2	g) Estado Deteriorado: Cuál es la implicancia de señalar que las condiciones de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su insumo principal y alternativo no se considera como "estado deteriorado"?	
92	Prime Energía Spa	2	h) Estado Disponible: Cómo puede estar disponible una central si no tiene disponibilidad de insumo? Eso significa que se incluirá esa variable en la remuneración?	
93	Prime Energía Spa	2	<p>i) Estado de falla: La definición debería dejar en claro cuando corresponde o no que las fallas atribuibles a abastecimiento de combustibles aplican al estado de falla de la unidad generadora.</p> <p>Cualquier falla asociada a abastecimiento de combustibles que no sean de propiedad o de responsabilidad de la empresa generadora no deberían afectarla.</p>	Estado de Falla: Condición de operación de una unidad generadora en la cual se encuentra fuera de servicio producto de una desconexión programada o forzada de dicha unidad; falla de las instalaciones que conectan a la unidad generadora con el sistema de transmisión o distribución, según corresponda y exceptuando instalaciones que no son propiedad del dueño de la central generadora; falla de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal o alternativo; o falla de las instalaciones hidráulicas de la unidad generadora, si corresponde y exceptuando instalaciones que no son propiedad del dueño de la central generadora.
94	Prime Energía Spa	2	k) Estado No Disponible: Si una central se encuentra en Estado de Falla debería considerarse en estado no Disponible. La definición debe ser clara para evitar que una misma condición clasifique en más de un tipo de Estado.	
95	Prime Energía Spa	2	<p>m) Insumo Principal: la definición indica que el Insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua. En la práctica ningún combustible puede garantizar a todo evento una operación continua. Se sugiere que la definición considere una definición más apropiada y cercana a la realidad.</p> <p>La potencia máxima de unidad generadora es un parámetro técnico y por lo tanto se sugiere ajustar la redacción.</p>	m) Insumo Principal: Insumo o combustible con el cual la unidad generadora esté habilitada para operar a su potencia máxima y con el cual se consiga un menor costo variable promedio durante el año anterior al Año de Cálculo.
96	Prime Energía Spa	2	<p>n) Insumo alternativo: La definición debería establecer al menos un piso y techo para la cantidad de horas disponibles.</p> <p>El Reglamento de Potencia actual define un número de 24 horas y no se justificaría eliminar esa definición en el nuevo Reglamento a menos que esté en riesgo el cumplimiento del objetivo de suficiencia. En tal caso, debería existir un periodo transitorio para realizar las inversiones necesarias y adecuar el precio de la potencia de punta para que este pueda remunerar esta nueva exigencia normativa.</p>	n) Insumo Alternativo: Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por al menos 24 horas, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo o combustible.
97	Prime Energía Spa	2	<p>o) Margen de Potencia: El margen de potencia debe ser coherente con el Margen Teórico de Potencia definido en la LGSE y por lo tanto debe estar relacionado con la Potencia de Punta (valor máximo de la curva de carga) y no con la Demanda de Punta que según definición propuesta es un valor inferior a la demanda máxima de curva de carga.</p> <p>Adicionalmente, la Potencia de Suficiencia Preliminar no da cuenta de la real situación de estrechez del sistema. Por ejemplo, si bien asigna una potencia menor a la actual a las centrales solares, aun así se asume un valor disponible en horas nocturnas que es dónde se producen las demandas máximas.</p> <p>Se solicita adecuar la definición.</p>	o) Margen de Potencia: Cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las unidades generadoras y la Potencia de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda.
98	Prime Energía Spa	2	q) Métrica de Suficiencia: La definición no aporta a describir el concepto. Se sugiere incorporar quién y cómo se determina.	
99	Prime Energía Spa	2	r) Norma Técnica: la definición indica que la NT es "necesaria para la aplicación del presente reglamento". Eso quiere decir que las disposiciones que derivan a NT no pueden ser aplicadas mientras no esté publicada la NT. Por lo tanto, la vigencia del Reglamento debería estar supedita a dicho hito dado que en caso contrario no se podría aplicar.	
100	Prime Energía Spa	2	t) Participante del Balance de Potencia: De acuerdo al DS88/2019 los pequeños medios de generación deben participar en el balance de potencia, por lo que esta definición está en contradicción con dicho reglamento.	
101	Prime Energía Spa	2	w) Potencia Máxima: La definición y validación de la Potencia Máxima de una unidad generadora ya está definido en el Anexo Técnico Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS. Se sugiere mantener la consistencia entre ambos cuerpos normativos.	Potencia Máxima: Máximo valor que puede sostener de manera continua una unidad generadora, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo al Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS.
102	Prime Energía Spa	2	x) Retiro de Potencia: El retiro de potencia que se debe considerar es el efectivo, no un compromiso.	x) Retiro de Potencia: Los valores efectivos asociados a los compromiso de potencia de un Participante del Balance de Potencia para el suministro a un cliente libre o empresa distribuidora, contando con un contrato de suministro destinado a esos efectos.
103	Prime Energía Spa	2	y) Sistema de Distribución: Al parecer hay un problema de redacción no se entiende a quien se refieren con "su zona de concesión"	y) Sistema de Distribución: Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a clientes o usuarios finales ubicados en zonas de concesión de una empresa distribuidora o bien a clientes o usuarios ubicados fuera de zonas de concesión de una empresa distribuidora y que se conecten a las instalaciones de una empresa distribuidora mediante líneas propias o de terceros.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
104	Prime Energía Spa	2	Se solicita incluir las definiciones de Potencia de Punta y Curva de Carga, términos que son definidos en la LGSE y que dada su importancia en el Reglamento de Transferencias de Potencia, en particular para la definición del Margen de Reserva Teórico, consideramos deben estar contenidas en el reglamento.	Se sugiere agregar al Artículo 2: #) Curva de carga: gráfico que representa la potencia producida en el sistema eléctrico en función del tiempo. #) Potencia de punta: potencia máxima en la curva de carga anual.
105	Ignacio Etchart Flexen Chile SpA	2	En caso que el activo de almacenamiento este asociado a una unidad generadora renovable se debe permitir que dicha componente de almacenamiento pueda tener otro punto de conexión al sistema eléctrico.	Máximo valor que puede sostener de manera continua una unidad generadora, considerando sus componentes de generación y de almacenamiento que pueden estar conectados en distintos puntos 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.
106	Ignacio Etchart Flexen Chile SpA	2	Modificación de la definición de unidad generadora para incorporar almacenamiento.	Unidad Generadora: Equipo generador eléctrico o sistema de almacenamiento que posee mecanismos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores.
107	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	2	Toda unidad generadora al ver incorporado un sistema de almacenamiento vera no empeorado su reconocimiento de potencia al sistema, por lo que debe siempre ser considerado en su mérito.	Eliminar ",si corresponde."
108	Collahuasi	2	Los aspectos definidos en el Capítulo 2 para establecer los requerimientos para determinar la demanda de punta del sistema están incompletos y no permiten a los grupos de interés establecer cómo se determinará la demanda de punta del sistema. Particularmente se indica que la demanda de punta corresponde al promedio de las demandas del sistema o del subsistema según corresponda en las horas de punta. Por su parte, se define horas de punta como el conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan mayores niveles de demanda en el sistema o subsistema, según corresponda. Finalmente se establece que los periodos de control de punta serán aquellos periodos dentro del año de cálculo donde se prev[e que se presenten los menores niveles de suficiencia en el sistema o subsistema.	Complementar las definiciones precisando cómo se determinará la demanda de punta del sistema, por ejemplo, respecto a lo indicado en el Artículo 72, no queda claro el número de horas de mayor demanda que será considerado. Respecto al Artículo 73, tampoco queda claro como se define el concepto de menores niveles de suficiencia que se utiliza para determinar los periodos del año que se utilizan para determinar las horas de punta.
109	Enel Generación S.A.	2	Definición de demanda de punta. Durante el transcurso de la discusión de este nuevo reglamento el Ministerio presentó tres alternativas para definir la demanda de punta del sistema. Como objetivos se busca incorporar una relación entre la meta de confiabilidad del sistema y el tamaño del mercado de potencia, y por otro lado coincidir las demandas individuales de los clientes con la demanda a remunerar: (1) sumatoria demanda de punta equivalente de los clientes (2) Promedio de X demandas máximas dentro del horario de control de punta (definido en base a LOLP) (3) Incorporación unidades de punta (70 MW) para lograr LOLE objetivo. De las alternativas planteadas, nos parece que la que relaciona la demanda de punta con el nivel de confiabilidad del sistema (alternativa 3), es la que mejor cumple con el objetivo propuesto. En efecto, durante el desarrollo de las mesas de trabajo se evidenció que existiría un consenso en la necesidad de contar con un objetivo de confiabilidad del sistema que permita monitorear el estado de éste, a partir de la métrica que se defina como objetivo de política pública. Dado lo anterior es que resulta coherente que sea precisamente dicha métrica la que determine el nivel óptimo de demanda de punta del sistema (tamaño del mercado de suficiencia). Una vez que se determina el tamaño total, se debiese asignar la demanda a cada cliente de forma proporcional a su demanda máxima dentro del periodo de punta.	e) Demanda de Punta: Incorporación de unidades de punta para lograr LOLE objetivo del sistema o subsistema, según corresponda.
110	Espejo de Tarapaca SpA	2	El Borrador del Reglamento de Transferencias de Potencia no incluye a las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica de acuerdo a la definición de transferencias de potencia adoptada en el reglamento 128 del 27 de septiembre de 2016; no obstante el análisis de esta tecnología (y de los sistemas de almacenamiento en general) fue parte integral de la discusión de las mesas de trabajo, presentaciones y estudios realizados por el Ministerio para la elaboración del presente borrador de reglamento. Para lograr su integración, se solicita agregar la siguiente definición aa) en el artículo señalado.	ag) Central de Bombeo: Aquellos sistemas de almacenamiento de energía conformados por centrales hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior utilización en la generación de electricidad. Se considerará Unidad Generadora a la Central de Bombeo en todo lo que se refiere al proceso de inyección de energía al sistema eléctrico.
111	SGA	2	Insumo principal, se deja explícito que debe ser un menor costo variable promedio del año anterior al cálculo. Dado los cambios que se presentan a nivel normativo del sector, medio ambiental, Impuestos/tributaria y políticas de exportación/importación. Se recomienda no dejar estabilizado a un menor costo variable, sino a un costo variable promedio demostrable del año anterior al cálculo. Esto porque debe ser sustentable en el tiempo.	Insumo Principal: Insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua, a un costo variable promedio real durante el año anterior al Año de Cálculo, para una determinada potencia máxima
112	SGA	2	Falta definición de sistemas de baterías o almacenamiento.	Considerar una definición similar a NT de Coordinación y Operación
113	Guacolda Energía SpA	2	Los reconocimientos por potencia deben considerar el aporte a la suficiencia ante el escenario de demanda de mayor exigencia para el sistema. Por lo tanto se solicita modificar el artículo y definir la Demanda de Punta como el mayor registro de demanda en lugar del promedio durante el periodo de control de punta.	e) Demanda de Punta: Mayor registro de demanda del sistema o subsistema, según corresponda, en las horas de punta.
114	Guacolda Energía SpA	2	Excluir de esta condición las desconexiones programadas, o regular que solo serán consideradas aquellas desconexiones que no cumplen con los plazos de avisos establecidos para un MM de menos de 15 días.	i) Estado de Falla: Condición de operación de una unidad generadora en la cual se encuentra fuera de servicio producto de una desconexión forzada de dicha unidad...
115	Pacific Hydro Chile S.A.	2	Toda unidad generadora al ver incorporado un sistema de almacenamiento vera no empeorado su reconocimiento de potencia al sistema, por lo que debe siempre ser considerado en su mérito.	Eliminar ",si corresponde."
116	RWE Renewables Chile SpA	2	f) Demanda de Punta Equivalente: Valor de la demanda de un cliente libre o empresa distribuidora que representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia. Conforme lo indicado en el inciso segundo del artículo 75, esta demanda corresponde al promedio de los registros físicos observados durante las Horas de Punta. Para alinearse con la definición e) Demanda de Punta, será conveniente complementar la definición?	f) Demanda de Punta Equivalente: Valor de la demanda de un cliente libre o empresa distribuidora durante las horas de punta y que representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia.
117	Sonnedix	2	Artículo 2 literal e, definición de "Demanda de Punta". Se reemplaza el promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema por el "Promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta, esta modificación introduce incertidumbre en la determinación del tamaño total del mercado y en los ingresos que perciben las generadoras. La propuesta implica que la Comisión definirá esta cantidad de horas cada 4 años, dificultando la estimación de ingresos futuros.	Se solicita establecer la cantidad de horas en el Reglamento y se sugiere mantener 52 horas.
118	Sonnedix	2	Artículo 2 literal e, definición de "Demanda de Punta" se reemplaza el promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema por el "Promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta, la propuesta no se ajusta a la definición de la ley ya que no corresponden a las horas de demanda máxima sino que en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga, es por esto que se solicita mantener la definición vigente o alternativamente, por consistencia metodologica con la propuesta del MEN, se solicita que la determinación de la demanda de punta sistema se determine tambien a partir de la metodología ELCC, esto sería lo adecuado de acuerdo al principio establecido en el Artículo 73 literal e "La consistencia de los Periodos de Control de Punta con la Métrica y el Objetivo de Suficiencia"	Se solicita mantener definición del DS 62 o alternativamente que la propuesta sea consistente con la propuesta de determinación de reconocimiento de potencia ELCC, es decir, que la demanda de punta se determine por dicha metodología, considerando al menos 52 horas.
119	Reliable Nueva Energía S.A.	2	La definición de "Unidad Generadora" es general, sin hacer distinción particular en lo que se puede interpretar por equipo generador eléctrico y de esta definición se determinará que centrales entrarán en el cálculo de la suficiencia. La definición tan general, inserta dudas en si la definición está pensando en centrales del tipo de sistema de almacenamiento puros.	Mejorar la definición para eliminar incertidumbre al mercado para tecnología nuevas
120	Enlase Generación Chile S.A.	4	Si bien la definición de los subsistemas puede quedar establecida en los informes de Pnudo, los criterios técnicos para su definición deberían quedar establecidos en el reglamento.	Incorporar en este artículo criterios generales que serán usados para la definición de los subsistemas.
121	Eléctrica Puntilla S.A.	4	Faltan criterios para definir los subsistemas. Al respecto, los subsistemas al tener precios de nudo de corto plazo de potencia diferenciados, tienen un papel de señal geográfica de instalación de las próximas unidades que aporten potencia de suficiencia al sistema. En consecuencia, su definición no puede estar supeditada a la proyección de congestiones de transmisión, ya que dicho fenómeno podría ser circunstancial y resolverse con ampliaciones futuras del sistema de transmisión en plazos menores a los que usualmente se evalúan proyectos de generación eléctrica.	Incluir en este reglamento criterios objetivos y verificables para definir los subsistemas, sin basarse en congestiones de transmisión proyectadas para un periodo acotado de tiempo, menor al necesario para entregar señales de inversión en oferta de potencia de suficiencia.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
122	Coordinador Eléctrico Nacional	4	No se especifica si balance es físico o valorizado. Se debe especificar que el balance por subsistema es físico, dado que el valorizado es entre todos los participantes independiente de la cantidad de subsistemas.	Se propone especificar que corresponde al balance físico.
123	ELEKTRAGEN	4	No todos los Retiros de Potencia son los utilizados para determinar las transferencias de potencia, sino que aquellos que este mismo reglamento determina. Por otra parte no todas las barras de transferencia tienen precio nudo de corto plazo de potencia. En último lugar, las transferencias de potencia no se obtienen "a partir" del PNCP, sino que se valorizan al mismo.	Se solicita modificar el artículo en función de los comentarios.
124	APEMEC	4	Este artículo ratifica la definición de subsistemas para tratar los desacoples de los precios entre regiones o sectores. La lógica de los subsistemas busca erróneamente que el mecanismo de remuneración de potencia sustituya el mecanismo estándar de ajuste del sistema, la combinación de la localización de las nuevas centrales, de toda tecnología y la expansión del sistema de transmisión. En efecto, en un sistema adaptado a la configuración de centrales y del sistema de transmisión es tal que se minimiza el costo de abastecimiento y falla (es importante señalar que la ley de 2016 eliminó los incentivos de localización que debe dar el sistema de precios de transmisión, los que quedaron a cargo de la planificación central del sistema de transmisión). De esta forma, el mecanismo de remuneración de potencia se debe diseñar para remunerar apropiadamente la potencia despachable a costo marginal durante las horas de carga residual máxima. Los desacoples son principalmente asunto de inversiones en transmisión y de generación de energía. Ahora bien, mientras exista un desacople es necesario, y así ocurre, que los precios locales de la energía lo reflejen. Esta diferencia de precios es una guía para (i) las inversiones de transmisión y, también, para las inversiones de capacidad, pero de cualquier fuente de generación de energía. Por ejemplo, si el precio de la energía en una zona donde los precios spot son muy altos, bien puede ocurrir que la manera eficiente de adaptar al sistema sea mediante una inversión de capacidad en esa zona. Es muy dudoso que la manera eficiente de adaptar al sistema sea instalando turbinas en la zona. En el corto plazo, por lo demás, es eficiente que en la zona desacoplada se ajuste el consumo tanto de energía como de potencia a la disponibilidad con restricción de transmisión. Esto se logra con un Day ahead market que permite ajustar oferta y demanda.	Proponemos que el Ministerio resuelva el problema de los desacoples mediante el establecimiento de un mercado de multiliquidación (Day ahead market y tiempo real) y abandone la idea de los subsistemas. El precio de la potencia debería ser uno solo, referido a los distintos nodos por los factores de pérdidas marginales, incluida congestión.
125	SW Operations S.A.	4	Los criterios para la realización de las transferencias de potencia están dadas en la Ley y no corresponde al Reglamento modificarlas sino que simplemente complementarlas sin alterar el significado de la norma legal. La Ley no contempla el concepto de "Potencia de suficiencia" sino que solo habla de potencia como capacidad de generación. Al introducir el concepto de potencia de suficiencia se está alterando el significado de "potencia" de la Ley, lo que vuelve esta norma contraria a la Ley. Por otro lado, el precio de nudo es considerado en la ley para la valorización de las transferencias y no para su realización. De esta forma, no puede afectarse la realización de las transferencias en el precio de nudo. Solo	Las transferencias de potencia entre los Participantes del Balance de Potencia se determinarán a partir de las inyecciones y retiros de Potencia de las Unidades Generadoras. Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o subsistemas, conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos definitivos de precios de nudo de corto plazo según se establece en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.
126	Consejo Minero	4	En este artículo se señala que las transferencias de potencia se valorizarán al precio de nudo de corto plazo de la potencia y se realizarán por sistema o subsistemas, conforme a lo que se defina en los informes técnicos definitivos de largo plazo. Esto es todo lo que se dice referente a precio y subsistemas, por lo que no se han tomado en cuenta todos los comentarios realizados sobre estos dos puntos, con ocasión de la presentación de la Propuesta Conceptual de este reglamento efectuada por el Ministerio en enero del presente año. En particular, es esa ocasión propusimos que el Ministerio, al fijar el precio de nudo de la potencia en los procesos de precio de nudo de corto plazo, lo haga considerando la alternativa de un inversionista, de modo que el precio final ponderado por la potencia firme de suficiencia no generen incentivos para la sobreinversión. Respecto a los subsistemas, nuestra propuesta ha sido eliminarlos y a cambio resolver el problema de los desacoples mediante el establecimiento de un mercado de multiliquidación (Day ahead market y tiempo real). El precio de la potencia debería ser uno solo, referido a los distintos nodos por los factores de pérdidas marginales, incluida congestión.	
127	GPM-AG	4	No todos los Retiros de Potencia son los utilizados para determinar las transferencias de potencia, sino que aquellos que este mismo reglamento determina. Por otra parte no todas las barras de transferencia tienen precio nudo de corto plazo de potencia. En último lugar, las transferencias de potencia no se obtienen "a partir" del PNCP, sino que se valorizan al mismo	Se solicita modificar el artículo en función de los comentarios.
128	Highview Enlase SpA	4	Si bien la definición de los subsistemas puede quedar establecida en los informes de Pnudo, los criterios técnicos para su definición deberían quedar establecidos en el reglamento.	Incorporar en este artículo criterios generales que serán usados para la definición de los subsistemas.
129	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	4	Este artículo ratifica la definición de subsistemas para tratar los desacoples de los precios entre regiones o sectores. La lógica de los subsistemas busca erróneamente que el mecanismo de remuneración de potencia sustituya el mecanismo estándar de ajuste del sistema, la combinación de la localización de las nuevas centrales, de toda tecnología y la expansión del sistema de transmisión. En efecto, en un sistema adaptado a la configuración de centrales y del sistema de transmisión es tal que se minimiza el costo de abastecimiento y falla (es importante señalar que la ley de 2016 eliminó los incentivos de localización que debe dar el sistema de precios de transmisión, los que quedaron a cargo de la planificación central del sistema de transmisión). De esta forma, el mecanismo de remuneración de potencia se debe diseñar para remunerar apropiadamente la potencia despachable a costo marginal durante las horas de carga residual máxima. Los desacoples son principalmente asunto de inversiones en transmisión y de generación de energía. Ahora bien, mientras exista un desacople es necesario, y así ocurre, que los precios locales de la energía lo reflejen. Esta diferencia de precios es una guía para las inversiones de transmisión y, también, para las inversiones de capacidad, pero de cualquier fuente de generación de energía. Por ejemplo, si el precio de la energía en una zona donde los precios spot son muy altos, bien puede ocurrir que la manera eficiente de adaptar al sistema sea mediante una inversión de capacidad en esa zona. Es muy dudoso que la manera eficiente de adaptar al sistema sea instalando turbinas en la zona. En el corto plazo, por lo demás, es eficiente que en la zona desacoplada se ajuste el consumo tanto de energía como de potencia a la disponibilidad con restricción de transmisión. Esto se logra con un Day ahead market que permite ajustar oferta y demanda.	Proponemos que el Ministerio resuelva el problema de los desacoples mediante el establecimiento de un mercado de multiliquidación (Day ahead market y tiempo real) y abandone la idea de los subsistemas. El precio de la potencia debería ser uno solo, referido a los distintos nodos por los factores de pérdidas marginales, incluida congestión.
130	Generadora Metropolitana	4	Dada la relevancia que tiene la definición de subsistemas en los cálculos de las transferencias de potencia se espera de un Reglamento que de directrices generales de la definición de los mismos, evitando que quede a la completa discreción del Regulador.	Agregar directrices generales que deben guiar el proceso de definición de subsistemas
131	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	4	El reglamento contempla la determinación de balances de potencia por sistemas o subsistemas. En vista de que la división del sistema de transmisión en subsistemas tiene que ver con la presencia de congestiones y desacoples en los tramos principales que lo componen, sostenemos que no es correcto reflejar este fenómeno a través de un incentivo en el precio de la potencia, toda vez que este problema se soluciona mediante inversiones en transmisión y en generación de energía, y no con la instalación de turbinas diésel. La señal de costo marginal de la energía en las zonas desacopladas constituye en sí misma un incentivo suficiente para las inversiones en generación y transmisión en cada una de estas zonas.	Si bien el establecimiento de sistemas y subsistemas está contemplado en la Ley, no se deberían tomar criterios que tengan que ver con desacoples derivados de congestiones en el sistema de transmisión. Por lo tanto, para efectos del cálculo de la potencia de suficiencia se debería considerar un único subsistema, que abarque al sistema completo y con ello definir un único precio de potencia.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
132	Prime Energía Spa	4	La frase: "Las transferencias de potencia se determinarán [...] a partir de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras, los Retiros de Potencia, y el precio de nudo de corto plazo de la potencia en cada Barra de Transferencia[...]" no conversa con señalado el artículo 149 de la LGSE que establece que las transferencias de potencia serán valorizadas al precio de nudo de potencia del artículo 162, pero no que se determinen a partir de dicho precio.	Artículo 4.- Las transferencias de potencia entre los Participantes del Balance de Potencia serán valorizadas al precio de nudo de la potencia en cada Barra de Transferencia y en función de la Potencia de Suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes. Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o subsistemas, conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos definitivos de precios de nudo de corto plazo según se establece en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.
133	Collahuasi	4	En el artículo 4 se indica: "Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o subsistemas, conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos definitivos de precios de nudo de corto plazo según se establece en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley." Uno de los objetivos que se ha tenido en las mesas de potencia y en estudios regulatorios que ha desarrollado la CNE es dar mayor definición al proceso de determinación de subsistemas. En vista de los antecedentes, no se cumplido el objetivo de definir la forma de determinar subsistemas de manera objetiva, transparente y verificable.	Entregar elementos objetivos, transparentes y verificable que permitan identificar un subsistema.
134	Espinos S.A.	4	El artículo no especifica la condición de las Unidades Generadoras a las cuales hacen referencias	Se solicita modificar el artículo de acuerdo a lo siguiente: "(...) Unidades Generadoras que se encuentren en operación en los términos que establece el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos (...)".
135	SGA	4	En el segundo parrafo se establece el ITD (Informe Técnico Definitivo) del PNCP (Precio Nudo de Corto Plazo) cómo única fuente de precios e identificación de subsistemas, no se encuentra en las definiciones del Artículo 2 y tampoco se establece el caso de un reemplazo.	o el Informe que lo reemplace según lo indique la autoridad competente en la Ley.
136	Enlase Generación Chile S.A.	5	Sin haber realizado un análisis profundo y completo de la nueva metodología, consideramos que es un error establecer a nivel de reglamento aspectos netamente metodológicos. En efecto, el último inciso del reglamento, establece que las trayectorias de cotas son entregadas como dato de entrada al cálculo de suficiencia, al parecer asociandolas a cierto criterio de operación económica. Esto es un error. Tomemos por ejemplo el embalse del Laja, este al tener una gran capacidad de regulación, el modelo de despacho que se utilice para definir la trayectoria de cotas podría ordenar que el Laja no genere y aumente su cota en el año para guardar agua en una hidro seca. El modelo de suficiencia, que debe tomar esta trayectoria como consigna, terminará asignandole poca o nula colocación por suficiencia y por lo tanto a central El Toro acabaría recibiendo poco o nada de reconocimiento de suficiencia en esa hidrología, lo que no tiene ningún sentido desde el punto de vista de la seguridad del sistema. Si la motivación para introducir esto en el reglamento es la complejidad computacional del problema y limitaciones en capacidades de cálculo, hay que tener en vista que eso es sólo circunstancial y no puede determinar el tenor de un Reglamento que regulará un aspecto importante de mercado por al menos una década hacia el futuro.	Eliminar último inciso, o al menos la referencia a trayectoria de cotas.
137	Engie Energía Chile	5	Cuando se establece en el párrafo 2: "Los procedimientos para la determinación de los precios de nudo de corto plazo de la potencia, cuando los medios de generación se conecten directamente a instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional o Zonal o del Sistema de Distribución, deberán sujetarse a las disposiciones de la normativa vigente."	Se sugiere explicitar a qué normativa se está haciendo referencia.
138	SW Operations S.A.	5	La ley no utiliza la expresión "precio de nudo de corto plazo" para la valorización de las transferencias sino que remite al procedimiento de cálculo del precio de nudo señalado en el artículo 162 de la Ley. El Reglamento debe ser consistente con lo señalado en la Ley.	Los Participantes del Balance de Potencia tendrán derecho a vender los excedentes de potencia, que resulten de los balances señalados en el artículo precedente, al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162° de la Ley. Los procedimientos para la determinación de estos precios, cuando los medios de generación se conecten directamente a instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional o Zonal o del Sistema de Distribución, deberán sujetarse a las disposiciones de la normativa vigente. Las inyecciones y Retiros de Potencia mediante los cuales se determinen las transferencias de potencia, serán valorizadas utilizando el precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162 de la Ley.
139	Prime Energía Spa	5	Se sugiere complementar para guardar coherencia con el Art. 149 de la LGSE.	Los Participantes del Balance de Potencia tendrán derecho a vender los excedentes de potencia, que resulten de los balances señalados en el artículo precedente, al precio de nudo de corto plazo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162° de la LGSE.
140	SW Operations S.A.	6	El concepto de potencia de suficiencia no está en la ley y no corresponde que se introduzca por vía reglamentaria para modificar el concepto de potencia que se contienen en la ley	El Coordinador determinará para cada unidad generadora la capacidad de generación compatible con la suficiencia. Por su parte, a cada Participante del Balance de Potencia que posea compromisos de potencia con clientes libres o empresas distribuidoras, asociados a contratos de suministro destinados a tales efectos, se le asignarán Retiros de Potencia.
141	Prime Energía Spa	6	La asignación a cada Participante del Balance de Potencia que posea compromisos de potencia con clientes libres o empresas distribuidoras, asociados a contratos de suministro destinados a tales efectos, debería corresponde a la Demanda de Punta Equivalente.	Artículo 6.- A cada Unidad Generadora se le asignará una Potencia de Suficiencia, determinada de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento. Por su parte, a cada Participante del Balance de Potencia que posea compromisos de potencia con clientes libres o empresas distribuidoras, asociados a contratos de suministro destinados a tales efectos, se le asignarán las correspondientes Demandas de Punta Equivalentes de sus clientes.
142	Coordinador Eléctrico Nacional	7	Se observa que para los medios de generación de pequeña escala que no dispongan de contratos de suministro se les da la opción de abstenerse de participar en el balance de potencia. No obstante no ocurre lo mismo para el balance de energía. Esto puede entrar en conflicto con lo indicado en la Ley y en el Reglamento Para Medios de Generación de Pequeña Escala aprobado según Decreto Supremo 88-2019. El artículo 9° de dicho Reglamento indica que estos medios de generación deben participar del balance de energía y potencia conjuntamente y no separados. De mantenerse la redacción y en el caso que empresas generadoras propietarias de medios de generación que decidan abstenerse de participar de los balances de potencia y luego de un año volver a ingresar, producirá desajustes en la ventana móvil de las centrales generadoras a las cuales se les calcula IFOR y que no será iguales para todas (actualmente todas tienen igual ventana de información).	La normativa no otorga la posibilidad de abstenerse de participar de los balances de potencia y las correspondientes transferencias. Esta iniciativa está en conflicto con la Ley y el Reglamento DS88-2019 y causa inconsistencias en la determinación de los indicadores que inciden en el cálculo de potencia de suficiencia debido al hecho que centrales podrían tener diferentes ventanas de tiempo para calcular su IFOR.
143	ELEKTRAGEN	7	Al contrario de lo que identifica el artículo, los medios de generación de pequeña escala no se encuentran definidos en la Ley	Modificar artículo, haciendo referencia al Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, que si contiene dicha definición.
144	Engie Energía Chile	7	Aquellas empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen a cualquier título medios de generación de pequeña escala, en los términos definidos en la Ley, y que no efectúen retiros de potencia para abastecer a clientes libres o empresas distribuidoras, podrán abstenerse de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia , comunicando lo anterior al Coordinador, al momento de interconectarse al respectivo sistema o antes del 31 de diciembre del año anterior al que hará efectiva su abstención, y no podrá reintegrarse sino una vez transcurrido un año contado desde la fecha en que se hizo efectiva su abstención." No se entiende la intencionalidad de que una unidad generadora se quiera abstener de participar en el balance de potencia. Se agradece clarificar la intencionalidad y/o funcionalidad del requerimiento.	
145	GPM-AG	7	Al contrario de lo que identifica el artículo, los medios de generación de pequeña escala no se encuentran definidos en la Ley	Modificar artículo, haciendo referencia al Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, que si contiene dicha definición.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
146	Prime Energía Spa	7	De acuerdo a lo indicado en el Art. 149 de la LGSE, "Todo propietario de medios de D.F.L. Nº 2, de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162º, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo". Se solicita revisar la consistencia de este Artículo Sin perjuicio de lo anterior, se debe considerar que dada las características particulares de los pequeños medios de generación, se debería mantener la norma existente hoy, que establece que el Coordinador puede adoptar simplificaciones o agrupaciones para efectos de realizar un cálculo eficiente de la potencia. La simplificación la puede realizar 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.	
147	SGA	7	En el tercer párrafo, no se indica si la NT(Norma Técnica) entregará las exigencias que deberá solicitar el Coordinador a un PMGD existente para ser incorporado al Balance de Potencia	Las empresas que no participen....aportar todos los antecedentes e información que se indica en la NT a solicitud del Coordinador, de acuerdo al....
148	Coordinador Eléctrico Nacional	8	El inciso 3 de este artículo señala una serie de reglas para mantener los pagos mensuales dentro de un año de cálculo, no obstante esa regla no permite que cada vez que entre en operación una central deba recibir los ingresos por potencia que le corresponden proporcionalmente a partir de dicho mes. Tampoco permitiría ingresar a los pagos mensuales las declaraciones de presencia y fallas de las unidades generadoras. Esto producirá que las reliquidaciones del cálculo de potencia de suficiencia definitivo sean de una mayor magnitud e impedirá a las nuevas centrales tener ingresos a partir del mes de su entrada en operación durante el año de cálculo.	Se sugiere eliminar el inciso 3 de este artículo.
149	Coordinador Eléctrico Nacional	8	El inciso 4 de este artículo establece que el cálculo definitivo de potencia deberá comunicarse a más tardar el 31 de marzo del año siguiente. No obstante se aprecia que ese plazo es exiguo considerando que recién a principios de marzo el Coordinador dispone de algunos elementos relevantes para poder efectuar este cálculo, por ejemplo las presencias de más de 60 días si una central falla a finales de diciembre se requiere disponer si esa falla superará o no los 60 días para ver si incide en la anulación de potencia inicial o su IFOR.	Se propone extender el plazo hasta el 30 de abril de cada año para publicar el cálculo definitivo de potencia: " <i>Una vez transcurrido el Año de Cálculo, el Coordinador deberá comunicar el cálculo definitivo de las transferencias de potencia junto con las bases de cálculo y los antecedentes utilizados, a más tardar el último día del mes de abril, conforme a lo dispuesto en el artículo 17.- del presente reglamento</i> "
150	Coordinador Eléctrico Nacional	8	El penúltimo inciso señala un plazo de 10 días para los coordinados para observar los cálculos preliminares de potencia y sus actualizaciones mensuales, no obstante esos plazos no se condicen con las versiones a observaciones y a pago que tienen los cálculos mensuales de potencia, que tal como indica esta propuesta de reglamento se debe publicar en conjunto con el balance de energía mensualmente, por tanto los coordinados no podrían observar, corregir ni ajustar los pagos mensuales entre las versiones preliminares y a pago mensual del balance que según la NT de Transferencias debe efectuar el Coordinador. Misma situación ocurre con el plazo de 10 días para comunicar por parte del Coordinador la versión definitiva a pago y las respuestas las observaciones. Cabe destacar que la gran cantidad de observaciones y respuesta que debe elaborar el Coordinador superan el centenar y algunas de ellas requieren mayores plazos de análisis y preparación de respuestas. Además se requiere tiempo y holgura para ejecutar modelos que permitan efectuar el cálculo.	En relación a las actualizaciones mensuales del cálculo de potencia de suficiencia se solicita se puedan revisar los plazos de observaciones por parte de las empresas coordinadas de tal manera que sean equivalentes y consistentes a los procesos mensuales de energía y del mercado de corto plazo según lo establecido en la Norma Técnica de Coordinación y Operación (2021-08), ya que de no poder corregir a tiempo los montos de las reliquidaciones al final de cada año serán mayores. En relación al Cálculo Definitivo, se solicita aumentar el plazo al Coordinador para emitir la versión a pago y las respuestas recibidas a la versión a observaciones en un plazo de al menos 30 días.
151	Coordinador Eléctrico Nacional	8	Se define un plazo de 10 días para responder observaciones y realizar actualizaciones. "Para los casos del cálculo preliminar y sus actualizaciones, las observaciones recibidas serán respondidas por el Coordinador en un plazo de 10 días , contado desde el vencimiento del plazo para recibir dichas observaciones, incluyéndose en las siguientes actualizaciones del cálculo preliminar y en el cálculo definitivo las modificaciones originadas a partir de las observaciones acogidas. Para el cálculo definitivo, el Coordinador deberá comunicar la versión final de éste, en un plazo de 10 días , contado desde el vencimiento del plazo para recibir observaciones." El plazo definido no es suficiente considerando que el nuevo modelo ELCC requerirá mayores tiempos de procesamiento computacional (de las actuales 3 horas subiría a 3 días aproximadamente) y con un sistema creciente cada vez más complejo. Se solicita aumentar el plazo al menos a 30 días.	Se define un plazo de 10 días para responder observaciones y realizar actualizaciones. "Para los casos del cálculo preliminar y sus actualizaciones, las observaciones recibidas serán respondidas por el Coordinador en un plazo de 30 días , contado desde el vencimiento del plazo para recibir dichas observaciones, incluyéndose en las siguientes actualizaciones del cálculo preliminar y en el cálculo definitivo las modificaciones originadas a partir de las observaciones acogidas. Para el cálculo definitivo, el Coordinador deberá comunicar la versión final de éste, en un plazo de 30 días , contado desde el vencimiento del plazo para recibir observaciones."
152	ELEKTRAGEN	8	El objetivo del artículo 8 es caracterizar al Cálculo Preliminar del balance de potencia, y también los diferentes procedimientos y actualizaciones que se dan entre la emisión del preliminar y el informe definitivo. Se entiende, con complejidad, las etapas, actualizaciones y el objetivo de que los pagos mensuales sean constantes y coherentes con el informe preliminar. Sin embargo la redacción es confusa, por lo que se solicita redefinir la redacción para que señale de manera simple lo buscado en el artículo.	Redacción confusa. Se solicita redactar de manera simple los principios de este capítulo.
153	Engie Energía Chile	8	Para las actualizaciones mensuales sugeridas, se observa que no hay coherencia entre los plazos propuestos de revisión del presente artículo y lo que está establecido en el capítulo de Transferencias Económicas de la NT de CyO para los plazos de revisión de los IVT. Es necesario considerar y aclarar cómo se logrará la adecuada coexistencia entre los procesos de Balances de Energía y Potencia de forma mensual. Se sugiere revisar los plazos propuestos de forma tal que sean coherentes con los del proceso IVTE mensual.	
154	Engie Energía Chile	8	La actualización mensual del cálculo preliminar trae por dificultades de que establecer a priori este nivel de frecuencia no considera ni tiene a la vista la dificultad y tiempos asociados a dichas actualizaciones. A ello debe agregársele los tiempos de observaciones y discrepancias. Se sugiere establecer un periodo de actualización tengan una temporalidad mayor (trimestral, semestral, u otra) o en su defecto establecer un periodo de transición, donde las actualizaciones tengan una temporalidad mayor (trimestral, semestral, u otra) y que finalizado dicho periodo deban disminuir hacia una periodicidad mensual.	
155	GPM-AG	8	El objetivo del artículo 8 es caracterizar al Cálculo Preliminar del balance de potencia, y también los diferentes procedimientos y actualizaciones que se dan entre la emisión del preliminar y el informe definitivo. Se entiende, con complejidad, las etapas, actualizaciones y el objetivo de que los pagos mensuales sean constantes y coherentes con el informe preliminar. Sin embargo la redacción es confusa, por lo que se solicita redefinir la redacción para que señale de manera simple lo buscado en el artículo.	Redacción confusa. Se solicita redactar de manera simple los principios de este capítulo.
156	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	8	Este artículo establece una actualización mensual, que no hace mucho sentido, si después hay una reliquidación anual.	Se sugiere eliminar artículo.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
157	Transec S.A	8	<p>El artículo 8 del Reglamento, indica que, el Coordinador deberá determinar mensualmente los pagos por potencia que deban efectuarse entre los participantes del balance de potencia, correspondientes a los meses inmediatamente anterior a la fecha de realización de dicha determinación. Para tal efecto, el Coordinador mensualmente deberá actualizar el cálculo preliminar de las transferencias de potencia, y el Coordinador deberá publicar la actualización del cálculo preliminar y los referidos pagos, con ocasión de la publicación de los pagos asociados al balance de energía.</p> <p>Posteriormente, se señala que, para el cálculo preliminar, las actualizaciones del cálculo preliminar y el cálculo definitivo, los participantes del balance de potencia y los titulares de transmisión, contarán con 10 días, a partir de la comunicación del Coordinador, para enviar sus observaciones al mismo. Para los casos del cálculo preliminar y sus actualizaciones, las observaciones recibidas serán respondidas por el Coordinador en un plazo de 10 días, contado desde el vencimiento del plazo para recibir dichas observaciones, incluyéndose en las siguientes actualizaciones del cálculo preliminar y en el cálculo definitivo las modificaciones originadas a partir de las observaciones acogidas. Para el cálculo definitivo, el Coordinador deberá comunicar la versión final de éste, en un plazo de 10 días, contado desde el vencimiento del plazo para recibir observaciones.</p> <p>Al respecto, se comenta lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Es relevante señalar que, en relación a los plazos relativos a la publicación de los pagos asociados al balance de energía, según se establece en el capítulo 3 de la Norma Técnica de Coordinación de Operación, el Coordinador debe publicar a más tardar el día 9 del mes siguiente al de ocurrido la operación, la versión preliminar del Informe de Valorización de Transferencias Económicas (IVTE), el cual incluye las transferencias de potencia, para observaciones de los Coordinados. <p>Por lo tanto, si los pagos mensuales de las transferencias de potencia se publican con ocasión a la publicación de los pagos asociados al balance de energía, es decir el noveno día del mes siguiente, la versión definitiva del cálculo preliminar del balance de potencia no estará disponible antes de esa fecha.</p> <p>Lo anterior se debe a que, si se define la fecha de publicación del cálculo preliminar para el día 20 de enero del año en curso, y considerando los plazos para enviar observaciones a dicho cálculo, al realizar un ejercicio general, no se tendrían los resultados del cálculo preliminar de transferencias de potencia para ser incorporados en la versión preliminar del IVTE, ya que la publicación del cálculo preliminar del balance de potencia sería el 17 de febrero del año en curso y la publicación del IVTE preliminar se debe realizar el noveno día de febrero. Por lo tanto, la publicación del cálculo preliminar sería posterior a la publicación del IVTE preliminar y, en consecuencia, no se podría tener el cálculo de transferencias de potencia para ser considerados en el IVTE preliminar del mes correspondiente.</p> <p>Considerando lo anterior, se deben analizar y corregir los plazos del cálculo preliminar, de manera que el cálculo preliminar y sus actualizaciones puedan ser consideradas desde la emisión de la versión preliminar del IVTE.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Por otra parte, es relevante señalar que, el inciso sexto del artículo 8 del Reglamento, no se indica de manera clara si el Coordinador deberá publicar en su sitio web las respuestas a las observaciones recibidas por los Coordinados. Por lo tanto, se solicita precisar que las respuestas a las observaciones recibidas deberán ser publicadas por el Coordinador en su sitio web. 	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita analizar y corregir los plazos de la emisión de la versión preliminar del balance de potencia y sus actualizaciones, de manera que los cálculos de los pagos transferencia de potencia, y las actualizaciones del cálculo preliminar puedan ser consideradas desde la emisión de la versión preliminar del IVTE.</p>
158	Transec S.A	8	<p>El artículo 8 del Reglamento establece que, una vez transcurrido el año de cálculo, el Coordinador deberá comunicar el cálculo definitivo de las transferencias de potencia junto con las bases de cálculo y los antecedentes utilizados, a más tardar el último día del mes de marzo, conforme a lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento.</p> <p>Al respecto, es relevante mencionar que, el Decreto Supremo N° 23T, de 2015, del Ministerio de Energía, establece en el literal b) de su segundo artículo que, el Informe de revisión anual de peajes deberá comunicarse antes del 31 de marzo del año siguiente a cada año del período tarifario. Dicha revisión anual, considera los pagos mensuales por peaje de inyección, retiro y cargos únicos, así como también el ingreso tarifario de energía y potencia esperado por tramo.</p> <p>Considerando que aún se realiza el Informe de Revisión Anual de Pajes establecido en el Decreto 23T, es relevante señalar que si la publicación del cálculo definitivo de transferencias de potencia se realiza el último día del mes de marzo, por defecto se deberán realizar reliquidaciones adicionales de la Revisión anual de peajes, posteriormente. Debido a lo anterior, con el objetivo de evitar que se generen reliquidaciones, transacciones, y posibles aplicaciones de intereses innecesarios, producto de la publicación posterior del cálculo definitivo de las transferencias de potencia, se debería analizar la modificación de la fecha establecida en el Decreto 23T en la que se publica el Informe de Revisión de Peajes de Transmisión, con el fin de evitar reliquidaciones adicionales.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita modificar la fecha establecida en el Decreto 23T en la que se publica el Informe de Revisión de Peajes de Transmisión, con el fin de evitar reliquidaciones adicionales, considerando la fecha del cálculo definitivo del balance de potencia.</p>
159	Transec S.A	8	<p>El artículo 8 del Reglamento establece que, las diferencias que surjan entre los pagos determinados por el cálculo definitivo y los pagos realizados según el cálculo preliminar y sus actualizaciones del año respectivo, darán origen a una reliquidación.</p> <p>Al respecto, se comenta lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - En el segundo inciso del mismo artículo se indica que, el Coordinador deberá determinar mensualmente los pagos de potencia que deban efectuarse y, para tal efecto, el Coordinador mensualmente deberá actualizar el cálculo preliminar. Por lo tanto, se entiende que los pagos son determinados mensualmente por el Coordinador y que, por lo tanto, el cálculo preliminar no genera un pago. Asimismo, según se indica en la presentación final realizada por el Ministerio de Energía, en la última sesión de la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia, el cálculo anual preliminar sería sólo referencial y no sería vinculante para los pagos entre las empresas. Por lo tanto, considerando que las reliquidaciones tienen el fin de determinar la diferencia entre el valor final que se debería pagar y el valor efectivamente pagado, el Reglamento debería indicar que, las diferencias que surjan entre los pagos determinados por el cálculo definitivo y los pagos mensuales determinados por el Coordinador, darán origen a una reliquidación. - En relación a la inclusión de intereses en las reliquidaciones que surjan entre los pagos determinados por el cálculo definitivo y los pagos mensuales determinados por el Coordinador. Cabe señalar que, el artículo 114 de la LGSE establece que, las empresas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo deberán percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo correspondiente. Este valor constituirá el total de su remuneración anual. Dentro de cada uno de los sistemas de transmisión se establecerá un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el valor anual de la transmisión. Considerando lo anterior, ninguna de las componentes de la remuneración de la transmisión debería incorporar intereses. En efecto, los ingresos tarifarios de potencia no deberían incluir intereses, es por ello, que la reliquidación de potencia, en particular los ingresos tarifarios, no deberían incluir intereses, con el objetivo de conservar la coherencia regulatoria. 	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p>"(...) Las diferencias que surjan entre los pagos determinados por el cálculo definitivo y los pagos mensuales determinados por el Coordinador, realizados según el cálculo preliminar y sus actualizaciones del año respectivo, darán origen a una reliquidación. Estas diferencias serán pagadas en una sola cuota includiendo los intereses, que se facturará a más tardar a los 15 días contados desde que el Coordinador comunique la versión final del cálculo definitivo, y se pagará a más tardar 8 días después de emitidas las correspondientes facturas. "</p>
160	El Pelicano Solar Company	8	<p>En años anteriores se han observado desviaciones importantes entre los plazos de ejecución del Coordinador y los plazos estipulados en el Reglamento. Se solicita establecer un mecanismo en el Reglamento o NT (penalidades u otros estímulos aplicables al Coordinador) que no requiera iniciar un proceso ante la SEC, etc.</p>	<p>A ser determinado por la autoridad</p>
161	Prime Energía Spa	8	<p>Se solicita aclarar redacción del tercer inciso. Informar el objetivo de este texto y redactarlo de manera que no existan interpretaciones que puedan contravenir el objetivo buscado.</p>	<p>Con el objetivo de minimizar las diferencias entre los cálculos preliminares y el cálculo definitivo, los pagos mensuales asociados a los balances preliminares que emita el Coordinador se deberán determinar de modo que la suma de los pagos de los meses restantes del Año de Cálculo y los pagos ya realizados dentro del año de Cálculo sea igual al monto total del último cálculo preliminar de las transferencias de potencia.</p>
162	ACCIONA	9	<p>Se solicita sujetar la fecha máxima de los intereses a las reliquidaciones que efectúa el Coordinador. Es decir, si el Coordinador se atrasa en la publicación de los balances de potencia, el máximo interés aplicable estará definido hasta la fecha donde debió haber publicado el balance según el reglamento.</p>	<p>Las diferencias que surjan entre los pagos determinados por el cálculo definitivo y los pagos realizados según el cálculo preliminar y sus actualizaciones del año respectivo, darán origen a una reliquidación. Estas diferencias serán pagadas en una sola cuota, incluyendo los intereses hasta el 22 de febrero del año en que se realiza la reliquidación, que se facturará a más tardar a los 15 días contados desde que el Coordinador comunique la versión final del cálculo definitivo, y se pagará a más tardar 8 días después de emitidas las correspondientes facturas.</p>
163	Collahuasi	8	<p>Se establece la intención de realizar un cálculo preliminar, un calculo mensual y un cálculo definitivo. Dada la complejidad de ejecución del proceso para determinar el ELCC de las unidades del sistema, es indispensable contar con antecedentes, de parte de quien ejecutará mensualmente el proceso y quienes serán las contrapartes de él. Por ejemplo, es crítico definir un periodo para realizar observaciones de los Coordinados que esté alineado con la complejidad de ejecución/revisión del proceso (datos de entrada y sus actualizaciones, implementación metodológica de los cálculos y los resultados).</p>	<p>Consultar al Coordinador el nivel práctico de ejecutar el proceso mensualmente.</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
164	SW Operations S.A.	9	La norma debiera referirse simplemente a la tasa de interés corriente, con el fin de evitar que la tasa que se aplique sea la misma para todos y que no existan variaciones en relación al monto entre los ditintos actores. Además, esto es coherente con la Ley. Los certificados que emite la CMF señalan cual es la tasa que debe aplicarse cuando las leyes hablan de interes corriente.	Las reliquidaciones a que se refiere el inciso final del artículo anterior deberán ser pagadas aplicando la tasa de interés corriente, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, según sea la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas. El interés se entenderá devengado a partir del término que expiraba el día 22 de cada mes siguiente a aquel en que se efectuaron las transferencias de potencia. En el caso de atraso o mora en los pagos correspondientes, tanto al cálculo preliminar, a las actualizaciones del cálculo preliminar, como al cálculo definitivo, se utilizará el interés corriente, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, incrementado en un 50%.
165	Transec S.A	9	El artículo 9 del Reglamento establece que, las reliquidaciones a que se refiere el inciso final del artículo 8 deberán ser pagadas aplicando la tasa de interés corriente para operaciones de crédito no reajustables de menos o más de 90 días, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, según sea la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas. El interés se entenderá devengado a partir del término que expiraba el día 22 de cada mes siguiente a aquel en que se efectuaron las transferencias de potencia. Al respecto, debido a las mismas razones indicadas en la observación al artículo 8, las reliquidaciones de transferencia de potencia, en particular los ingresos tarifarios, no deberán incluir intereses, con el fin de resguardar la coherencia regulatoria. Por lo tanto, se solicita eliminar los dos primeros incisos del artículo 9.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente: <i>"Artículo 9.- Las reliquidaciones a que se refiere el inciso final del artículo anterior deberán ser pagadas aplicando la tasa de interés corriente para operaciones de crédito no reajustables de menos o más de 90 días, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, según sea la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas."</i> El interés se entenderá devengado a partir del término que expiraba el día 22 de cada mes siguiente a aquel en que se efectuaron las transferencias de potencia. <i>En el caso de atraso o mora en los pagos correspondientes, tanto al cálculo preliminar, a las actualizaciones del cálculo preliminar, como al cálculo definitivo, se utilizará el interés corriente para operaciones de crédito no reajustables a menos o más de 90 días, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, según corresponda, incrementado en un 50%."</i>
166	SGA	9	Para el primer párrafo, aclarar que el interés que se aplicará en todo evento de reliquidación será específicamente para más de 5000UF	...aplicando la tasa de interés corriente para operaciones de crédito no reajustables en moneda nacional de menos o más de 90 días para más de 5000UF, de acuerdo a lo establecido en la
167	Guacolda Energía SpA	9	Confirmar que también aplica el limite de UF para efecto de determinar la tasa de interés.	Art 9.- Las reliquidaciones a que se refiere el inciso final del artículo anterior deberán ser pagadas aplicando la tasa de interés corriente para operaciones de crédito no reajustables de menos o más de 90 días, de menos o más de 5.000 UF , de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito...
168	ACCIONA	10	Se solicita acotar las denominadas "instancias de reclamación pertinentes" tanto en a cuales corresponden y cuanto tiempo despues se pueden presentar. Esto evitaría las situaciones actuales, donde se reclama por liquidaciones de balances que ocurrieron varios años antes.	
169	Generadora Metropolitana	11	Especificar cuáles aplicaciones del reglamentos están sujetas a dictamen de Panel de Expertos. Entenderíamos que por la aplicación del art. 208 de la LGSE, las actuaciones del Coordinador (en particular los balances) son sometibles al panel de Expertos, no así otros elementos importantes para la determinación de Potencia de Suficiencia, como por ejemplo, el Informe de PNCP definido por la CNE (definición de subsistemas, periodos de control de punta), Informe de Unidad de Punta definido por la CNE (CV unidad de referencia, horas de punta, objetivo de suficiencia, ponderaciones IFOR) <i>¿Cómo se subsanará el hecho que estos importantes componentes de la determinación de las transferencias de potencia no se puedan discrepar ante el panel de expertos?</i>	
170	SW Operations S.A.	12	Una norma técnica no puede contener regulaciones que le corresponde al reglamento establecer como es el caso de los procedimientos, exigencias y metodologías, las cuales la norma técnica no puede crear sino que simplemente le corresponde ejecutar en base al Reglamento. Además debe seguir el procedimiento establecido en el artículo 72-19 de la Ley	Una Norma Técnica dictada conforme a lo establecido en el artículo 72-19 de la Ley, especificará las disposiciones señaladas en el presente reglamento.
171	Eléctrica Puntilla S.A.	13	Toda la información solicitada entre las letras a) y f) ya es entregada por los coordinados al CEN en otros procesos.	Eliminar las letras a) a f).
172	Coordinador Eléctrico Nacional	13	<i>Cambios en los contratos de suministro de electricidad a clientes libres o empresas distribuidoras, que alteren o modifiquen las transferencias de potencia a que se refiere el presente reglamento.</i>	La calificación que "alteren" resulta insuficiente porque cualquier cambio de contrato tiene incidencia y las empresas no están en condiciones de resolver al respecto. De igual forma, un nuevo suministro siempre, por defecto tendrá un contrato que alterará las transferencias entre generadores.
173	Coordinador Eléctrico Nacional	13	No se requiere información sobre periodos de puesta en servicio. Con información de entrada en operación es suficiente.	Se sugiere eliminar literal e).
174	Coordinador Eléctrico Nacional	13	Se indica Mantenimiento Mayor, pero no es específica que sea el Programa.	Se sugiere especificar que corresponde al Programa de Mantenimiento Mayor para el año de cálculo.
175	ELEKTRAGEN	13	Mucha de la información requerida ya está considerada en otros proceso que lleva el CEN de acuerdo a la normativa: Es el caso de los Mantenimientos (Anexo NT SyCS, medidas provenientes del Sistema de Medidas del CEN, fecha de entrada en operación desde la información de acceso abierto, etc. El reglamento debe propender a la eficiencia en el tratamiento de la información por parte del CEN y los Coordinados, y no establecer duplicación de envío de información.	Eliminar literales a), d), e) y f).
176	ELEKTRAGEN	13	El registro horario de demanda de cada cliente ya se encuentra en el sistema de medición del CEN. Por otra parte, el registro de demandas de potencia debe ser coherente con la ventana de determinación del costo marginal, que será de 15 minutos.	Indicar que el registro debe provenir de los sistemas de medidas del CEN, y que debe ser coherente con la determinación temporal del costo marginal.
177	Engie Energía Chile	13	La información indicada, generalmente ya ha sido facilitada al Coordinador para otros procesos. Se sugiere establecer un proceso único de entrada de información y que sea el Coordinador quien internamente utiliza dicha información para los procesos que correspondan (evitar duplicidad de procesos). De esa manera se simplifica el proceso y se reducen fuentes de error.	
178	GPM-AG	13	Mucha de la información requerida ya está considerada en otros proceso que lleva el CEN de acuerdo a la normativa: Es el caso de los Mantenimientos (Anexo NT SyCS, medidas provenientes del Sistema de Medidas del CEN, fecha de entrada en operación desde la información de acceso abierto, etc. El reglamento debe propender a la eficiencia en el tratamiento de la información por parte del CEN y los Coordinados, y no establecer duplicación de envío de información.	Eliminar literales a), d), e) y f).
179	GPM-AG	13	El registro horario de demanda de cada cliente ya se encuentra en el sistema de medición del CEN. Por otra parte, el registro de demandas de potencia debe ser coherente con la ventana de determinación del costo marginal, que será de 15 minutos.	Indicar que el registro debe provenir de los sistemas de medidas del CEN, y que debe ser coherente con la determinación temporal del costo marginal.
180	Transec S.A	13	El artículo 13 del Reglamento, indica el tipo de información que deberán enviar los participantes del balance de potencia al Coordinador, para efectos de cálculo preliminar. No obstante, no se indica la ventana de tiempo que deberán utilizar los Coordinados para determinar la estadística o información que solicite el Coordinador. Por lo tanto, con el objetivo de brindar una mayor certeza a los Coordinados, se solicita precisar la ventana de tiempo a considerar para efectos de determinar la información señalada en el artículo 13 del Reglamento.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar la ventana de tiempo que deberán utilizar los Coordinados para determinar la estadística que solicite el Coordinador para efectos del cálculo preliminar.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
181	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	13	Mucha de la información requerida ya está considerada en otros procesos que lleva el CEN de acuerdo a la normativa: Es el caso de los Mantenimientos (Anexo NT SyCS, medidas provenientes del Sistema de Medidas del CEN, fecha de entrada en operación desde la información de acceso abierto, etc. El reglamento debe propender a la eficiencia en el tratamiento de la información por parte del CEN y los Coordinados, y no establecer duplicación de envío de información.	Eliminar literales a), d), e) y f).
182	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	13	El registro horario de demanda de cada cliente ya se encuentra en el sistema de medición del CEN. Por otra parte, el registro de demandas de potencia debe ser coherente con la ventana de determinación del costo marginal, que será de 15 minutos.	Indicar que el registro debe provenir de los sistemas de medidas del CEN, y que debe ser coherente con la determinación temporal del costo marginal.
183	Prime Energía Spa	13	La información listada en el artículo 13, es información que el Coordinador debe tener disponible de acuerdo a lo definido en el DS125/2020 y Normas Técnicas ya emitidas. El DS125 ya define la entrega de toda la información necesaria para realizar los balances de energía y potencia, en particular lo asociados a los contratos de venta de energía y potencia. Por lo anterior, para evitar duplicidad e inconsistencia de información, y dado que el DS125 es de carácter más general, sugerimos que el Coordinador utilice la mejor información disponible y no realizar solicitudes paralelas para distintos procesos. Adicionalmente: a) No está definido punto de retiro. Sería "Retiro de Potencia" en la respectiva "Barra de Transferencia". Proyecciones de demanda están regulados en otras normativas. b) Obligación debería ser más fuerte que "de acuerdo", estableciéndose que sean consistentes con los balances de energía. Y, de nuevo, no está definido punto de retiro. c) no incluye el tratamiento para el caso de las centrales que entran en operación o salen de operación dentro del periodo. d) La incorporación de la condición "al menos" quiere decir que el Coordinador puede solicitar la información que desee en cualquier momento, sin tener que estar al menos en la norma técnica? f) El mantenimiento mayor lo define el coordinador y está regulado en una NT (anexo)	Eliminar artículo 13.
184	Collahuasi	13	En el artículo 13, 14, 15 y 16 se define información que los coordinados deben entregar al Coordinador para determinar las transferencias de potencia. Es importante notar que parte de la información que se indica es utilizada por el Coordinador en otros procesos. De manera de simplificar procesos y fuentes de error, se sugiere definir una especie de ventanilla única de entrega de información para múltiples procesos y que sea el Coordinador quien consulte los sistemas de información que defina para obtener los datos asociados a los distintos procesos.	Se debe definir una especie de ventanilla única de entrega de información para múltiples procesos y que sea el Coordinador quien consulte los sistemas de información que defina para obtener los datos asociados a los distintos procesos.
185	Reliable Nueva Energía S.A.	13	Se solicita la entrega de las demandas horarias, sin embargo esta información no se dispone preliminarmente. No tiene sentido hacer estimaciones horarias.	Se solicita no ser tan específico en el detalle establecido en este literal.
186	ACERA AG.	14	Se indica: " <i>Para efectos del cálculo preliminar a que se refiere el inciso primero del artículo 8.- del presente reglamento, el Coordinador deberá utilizar, al menos, los siguientes antecedentes y consideraciones:</i> <i>a) Información proporcionada por los Participantes del Balance de Potencia, de acuerdo con lo señalado en el artículo precedente...</i> " ¿El Coordinador puede objetar la información que entreguen los participantes del balances, o debe considerarla a todo evento, incluso si hay información evidentemente errónea?	a) Información proporcionada por los Participantes del Balance de Potencia, de acuerdo con lo señalado en el artículo precedente. Dicha información debe cumplir los requerimientos asociados a que debe existir un respaldo y posible auditoria por parte del Coordinador u otro participante del Balance de Potencia.
187	Coordinador Eléctrico Nacional	14	Se observa que en el literal g) de este artículo se indica que el Coordinador para efectos del cálculo preliminar debe utilizar como potencia equivalente el valor de potencia máxima de una unidad generadora, no obstante la evidencia muestra que este factor afecta fundamentalmente a las unidades térmicas de manera persistente en los años de cálculo. Se estima conveniente para el cálculo preliminar mantener la potencia equivalente del año inmediatamente anterior y en los casos extremos en que dicha potencia este afectada por un evento poco recurrente se le pueda aplicar otra potencia equivalente, por ejemplo el promedio de los años anteriores. Esto evitará que las reliquidaciones sean de montos mayores.	En relación a la potencia equivalente proyectada en el cálculo preliminar se solicita utilizar la del año inmediatamente anterior o un promedio de los años anteriores para evitar montos elevados de reliquidaciones.
188	Coordinador Eléctrico Nacional	14	Se indica que para efectos del cálculo preliminar la Disponibilidad Forzada se determinará con la información estadística previa al Año de Cálculo. Esto no es factible considerando que el plazo para publicar el cálculo preliminar es a más tardar el día 20 de enero de cada año. Cabe señalar que la Disponibilidad Forzada se construye con información estadística de estados operativos, la que se debe revisar y consolidar, y que significa un gran volumen de información que no se encuentra procesada ni revisada en su completitud para el año anterior completamente.	Para efectos del cálculo preliminar, se sugiere considerar la Disponibilidad Forzada del último cálculo definitivo anterior al año de cálculo.
189	Coordinador Eléctrico Nacional	14	Este literal indica que solo se podrá calcular la potencia ELCC a centrales que hayan entrado en operación, no obstante eso no permite modelar las centrales que van a entrar en operación durante el año de cálculo y sus efectos.	Verificar la pertinencia de agregar este literal.
190	Coordinador Eléctrico Nacional	14	...en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente .	Se recomienda que el término "año correspondiente" sea precisado por el propio Reglamento.
191	Engie Energía Chile	14	La información indicada, generalmente ya ha sido facilitada al Coordinador para otros procesos. Se sugiere establecer un proceso único de entrada de información y que sea el Coordinador quien internamente utiliza dicha información para los procesos que correspondan (evitar duplicidad de procesos). De esa manera se simplifica el proceso y se reducen fuentes de error. Por ejemplo, lo indicado en el literal f) Mantenimiento mayor de Unidades Generadoras e instalaciones del Sistema de Transmisión, es información que el Coordinador tiene actualizada toda vez que es utilizada en la elaboración de la programación de la operación.	
192	Engie Energía Chile	14	De forma similar al Artículo 13, la información indicada generalmente ya ha sido facilitada al Coordinador para otros procesos. Se sugiere establecer un proceso único de entrada de información y que sea el Coordinador quien internamente utiliza dicha información para los procesos que correspondan (evitar duplicidad de procesos). De esa manera se simplifica el proceso y se reducen fuentes de error.	Se sugiere dejar explícito, antes de la elaboración de la Norma Técnica, la relación temporal entre la Demanda de Punta del Sistema y La Demanda de Punta Equivalente de los clientes.
193	Engie Energía Chile	14	j) Para el cálculo de la potencia ELCC de las Unidades Generadoras a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento, se considerarán como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente.	j) Para el cálculo de la potencia ELCC de las Unidades Generadoras a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento, se considerarán como aporte a la suficiencia del sistema o subsistema , sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente.
194	Engie Energía Chile	14	Se sugiere incorporar como insumo de los cálculos preliminares la modelación actualizada del Sistema de Transmisión.	
195	SW Operations S.A.	14	El concepto de potencia ELCC no se encuentra en la Ley.	Para el cálculo de la potencia de las Unidades Generadoras, se considerarán como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente.
196	Transec S.A	14	El artículo 14 del Reglamento indica los antecedentes que el Coordinador deberá utilizar para efectos del cálculo preliminar. Sin embargo, no se indica la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar dicha estadística o información. Por lo tanto, con el objetivo de brindar una mayor certeza en relación a la información que se utilizará para el cálculo preliminar, se solicita precisar la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar la información señalada en el artículo 14 del Reglamento.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar la estadística que indica el artículo 14 del Reglamento.
197	Generadora Metropolitana	14	en el punto g) de los antecedentes requeridos, la definición de potencia equivalente del art. 54 no coincide con la Potencias Máximas de las unidades.	g) Potencia equivalente de las Unidades Generadoras, a que hacen referencia los artículos 54.- y siguientes del presente reglamento

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
198	Prime Energía Spa	14	En consideración de la observación anterior, solicitamos refundir los artículo 13 y 14 en uno indicando que el Coordinador utilizará a información disponible. Adicionalmente y en consistencia con la observación del artículo 60 solicitamos eliminar lo dispuesto en el literal f) en relación a la consideración de factor de eficiencia. Se indica que el Coordinador debe considerar la información de proyección de las fechas de entrada en operación de las centrales generadoras en construcción. Sin embargo, el literal j) indica que solo deben ser consideradas centrales generadoras que se encuentren en operación al 1° de enero del año correspondiente. Se debería considerar la fecha de entrada proyectadas.	Eliminar literal f) Modificar literal j):
199	Espinos S.A.	14	Eliminar letra f) Factor de eficiencia de las Unidades Generadoras, a que hace referencia el artículo 60.- del presente reglamento, determinado según lo dispuesto en dicho artículo.	Se solicita eliminar letra f)
200	Coordinador Eléctrico Nacional	15	...en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente .	Se recomienda que el término "año correspondiente" sea precisado por el propio Reglamento.
201	Engie Energía Chile	15	Se establece una serie de información que el Coordinado tiene que enviar al Coordinador en el contexto del proceso de cálculo de transferencias de potencia. La información indicada generalmente ya ha sido facilitada al Coordinador para otros procesos. Se sugiere establecer un proceso único de entrada de información y que sea el Coordinador quien internamente utiliza dicha información para los procesos que correspondan (evitar duplicidad de procesos). De esa manera se simplifica el proceso y se reducen fuentes de error.	
202	Engie Energía Chile	15	Se sugiere incorporar la ratificación sobre la modelación actualizada del Sistema de Transmisión.	
203	SW Operations S.A.	15	El concepto de potencia equivalente no está en la Ley, y no puede ser creado por el reglamento modificando el concepto de potencia establecido en ella y que se refiere a la capacidad de generación de cada unidad.	Potencia de las Unidades Generadoras de acuerdo con lo observado dentro del Año de Cálculo, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
204	SW Operations S.A.	15	El concepto de potencia ECLL no se encuentra en la Ley y no puede ser creado por el Reglamento alterando el conceptod de potencia que contiene la ley y que se refiere a la capacidad de generación.	Potencia de las Unidades Generadoras, considerando como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente, y de aquellas Unidades Generadoras que entraron en operación durante el Año de Cálculo hasta la fecha de realización de la correspondiente actualización del cálculo preliminar.
205	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	15	Eliminar en consecuencia con comentario al artículo 8.	Se sugiere eliminar artículo.
206	Transec S.A	15	El artículo 15 del Reglamento indica los antecedentes que el Coordinador deberá utilizar para efectos de las actualizaciones del cálculo preliminar. Sin embargo, no se indica la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar dicha estadística o información. Por lo tanto, con el objetivo de brindar una mayor certeza en relación a la información que se utilizará para la actualización del cálculo preliminar, se solicita precisar la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar la información señalada en el artículo 15 del Reglamento.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar la estadística que indica el artículo 15 del Reglamento.
207	Prime Energía Spa	15	Los cálculos preliminares también deberían considerar las fechas de entrada, de retiro y de fallas prolongadas de las unidades generadoras.	Agregar literal: h) Fecha efectiva cuando centrales generadoras entren en operación en los términos señalados en el artículo 72°-17 de la Ley, se retiren, desconecten, o cesen en sus operaciones en los términos señalados en el artículo 72°-18 de la Ley
208	Engie Energía Chile	16	Se define que el Coordinado debe proporcionar: Registro horario de demanda de potencia de cada cliente libre o empresa distribuidora, distinguiendo aquéllos dentro de los Periodos de Control de Punta. <u>La información indicada es algo que se entrega como parte del balance de energía</u> ; se sugiere establecer un proceso único de entrada de información y que sea el Coordinador quien internamente utiliza dicha información para los procesos que correspondan (evitar duplicidad de procesos). De esa manera se simplifica el proceso y se reducen fuentes de error.	
209	Transec S.A	16	El artículo 16 del Reglamento indica los antecedentes que deberán enviar los participantes del balance de potencia al Coordinador, para efectos de cálculo definitivo. No obstante, no se indica la ventana de tiempo que deberán utilizar los Coordinados para determinar la estadística o información que solicite el Coordinador. Por lo tanto, con el objetivo de brindar una mayor certeza a los Coordinados, se solicita precisar la ventana de tiempo a considerar para efectos de determinar la información señalada en el artículo 16 del Reglamento.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar la ventana de tiempo que deberán utilizar los Coordinados para determinar la estadística que solicite el Coordinador para efectos del cálculo definitivo.
210	Prime Energía Spa	16	Las medidas de los retiros ya son parte de la información que el Coordinador tiene a su disposición mediante el Sistema de Medidas y que es información que se utiliza mensualmente para los IVTE. Cualquier actualización también es parte de las reliquidaciones que según la Norma Técnica de Transferencias económicas tiene una ventana de 2 meses desde ocurrida la operación.	Eliminar Art. 16
211	ACERA AG.	17	Se indica: " <i>Para efectos del cálculo definitivo a que se refiere el inciso cuarto del artículo 8.- del presente reglamento, el Coordinador deberá utilizar, al menos, los siguientes antecedentes y consideraciones:</i> <i>a) Información proporcionada por los Participantes del Balance de Potencia, de acuerdo con lo señalado en el artículo precedente...</i> " ¿El Coordinador puede objetar la información que entreguen los participantes del balances, o debe considerarla a todo evento, incluso si hay información evidentemente errónea?	a) Información proporcionada por los Participantes del Balance de Potencia, de acuerdo con lo señalado en el artículo precedente. Dicha información debe cumplir los requerimientos asociados a que debe existir un respaldo y posible auditoría por parte del Coordinador u otro participante del Balance de Potencia.
212	ELEKTRAGEN	17	LITERAL h): Cambiar redacción (falta un artículo).	La indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras, a que hace referencia el Capítulo 3 del Título II del presente reglamento, la que se determinará con la información estadística disponible y considerando la del Año de Cálculo.
213	Engie Energía Chile	17	a) Información proporcionada por los Participantes del Balance de Potencia, de acuerdo con lo señalado en el artículo precedente. Se sugiere establecer un proceso único de entrada de información y que sea el Coordinador quien internamente utiliza dicha información para los procesos que correspondan (evitar duplicidad de procesos). De esa manera se simplifica el proceso y se reducen fuentes de error.	
214	Engie Energía Chile	17	Se sugiere incorporar la ratificación sobre la modelación actualizada del Sistema de Transmisión.	
215	SW Operations S.A.	17	La Ley no contempla el concepto de potencia equivalente	Potencia de las Unidades Generadoras, de acuerdo con lo observado dentro del Año de Cálculo.
216	SW Operations S.A.	17	El concepto de potencia ECLL no se encuentra en la Ley y no puede ser creado por el Reglamento alterando el conceptod de potencia que contiene la ley y que se refiere a la capacidad de generación.	Para el cálculo de la potencia de las Unidades Generadoras, se considerarán como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente y de aquellas Unidades Generadoras que entraron en operación durante el Año de Cálculo.
217	GPM-AG	17	LITERAL h): Cambiar redacción (falta un artículo).	La indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras, a que hace referencia el Capítulo 3 del Título II del presente reglamento, la que se determinará con la información estadística disponible y considerando la del Año de Cálculo.
218	Transec S.A	17	El artículo 17 del Reglamento indica los antecedentes que el Coordinador deberá utilizar para efectos del cálculo definitivo. Sin embargo, no se indica la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar dicha estadística o información. Por lo tanto, con el objetivo de brindar una mayor certeza en relación a la información que se utilizará para el cálculo preliminar, se solicita precisar la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar la información señalada en el artículo 17 del Reglamento.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar la ventana de tiempo que deberá utilizar el Coordinador para determinar la estadística que indica el artículo 17 del Reglamento.
219	Prime Energía Spa	17	Se solicita agregar un literal para indicar que se deben considerar las fechas efectivas cuando centrales generadoras, entren en operación en los términos señalados en el artículo 72°-17 de la LGSE, se retiren, desconecten, o cesen en sus operaciones en los términos señalados en el artículo 72°-18 de la LGSE.	k) Fecha efectiva cuando centrales generadoras entren en operación en los términos señalados en el artículo 72°-17 de la Ley, se retiren, desconecten, o cesen en sus operaciones en los términos señalados en el artículo 72°-18 de la Ley.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
220	Prime Energía Spa	18	Se solicita establecer alguna regla para justificar la solicitud de información de parte del Coordinador.	Los Participantes del Balance de Potencia están obligados a proporcionar al Coordinador toda la información y sus actualizaciones, que éste requiera justificada y específicamente para el cumplimiento del presente reglamento, en forma oportuna, cabal y veraz.
221	Coordinador Eléctrico Nacional	19	<i>Para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, el Coordinador podrá realizar las auditorías, inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las Unidades Generadoras 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.</i>	Se recomienda que el propio Reglamento establezca que los costos de las auditorías, inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las Unidades Generadoras que conduzca el Coordinador deben ser soportados por las respectivas empresas titulares.
222	Prime Energía Spa	19	Se solicita establecer alguna regla para justificar la solicitud de auditorías, inspecciones, mediciones y pruebas de operación de parte del Coordinador.	El Coordinador podrá realizar en forma justificada auditorías, inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las Unidades Generadoras que permitan verificar los antecedentes proporcionados por los respectivos Participantes del Balance de Potencia específicamente para la determinación de las transferencias de potencia. Los valores a utilizar en la determinación de las transferencias de potencia serán los que resulten de dichos procesos.
223	SGA	19	Involucrar a la NT para las especificaciones de cómo serán aquellas auditorías o inspecciones a realizar por instrucción del Coordinador. Además, no se indican explícitamente cómo se pagan estos costos.	...el Coordinador podrá realizar auditorías, inspecciones, ...generadoras según se indica en la NT, que permita verificar los antecedentes... de dichos procesos. Además, los costos serán asumidos en su totalidad por el participante que representa esas unidades de generación ante el Coordinador.
224	Coordinador Eléctrico Nacional	20	Primer inciso indica período entre 15 días y dos meses, esta última métrica no es precisa y dependerá de la duración de los meses del año, lo que podría generar arbitrariedad si falla en febrero o en meses de 30 o 31 días.	Se propone cambiar redacción: "dos meses", por "60 días corridos".
225	Coordinador Eléctrico Nacional	20	Segundo inciso indica que si falla o el siniestro se prolonga por más de dos meses. Esta unidad de medida no es lo suficientemente precisa. Adicionalmente se indica que se anulará o disminuirá la potencia por el periodo que exceda esos dos meses. Esto produce un conflicto con fallas de centrales que no son solicitadas para anular la potencia por el participante. En esos dos meses acumulan IFOR, pero a partir del día 61 se anule. Es decir, en caso que una falla dure exactamente 61 días y no fue solicitada para anular la potencia por su participante, acumulará IFOR por 60 días y será anulada durante 1 día.	Se propone cambiar redacción: "dos meses", por "60 días corridos" y revisar la propuesta en relación a fallas y solicitudes de anulación de potencia al ocurrir una falla en una central durante el año de cálculo.
226	Coordinador Eléctrico Nacional	20	No se define " siniestro ".	Se sugiere especificar a qué se refiere la palabra " siniestro " para efectos de la aplicabilidad del Artículo 20.
227	Coordinador Eléctrico Nacional	20	Se indica que las solicitudes que indica el Artículo 20 podrán presentarse " <i>a más tardar 10 días después de ocurrida la falla o siniestro.</i> " Lo anterior, implica que el Coordinado pueda acogerse a presencia aun cuando no haya cumplido con un requisito explícito del Artículo 20, referente a los 15 días de extensión de la falla técnica prolongada o siniestro como mínimo.	Se sugiere modificar " <i>10 días</i> " por " <i>15 días</i> ".
228	Coordinador Eléctrico Nacional	20	<i>... Tal solicitud podrá ser presentada a más tardar 10 días después de ocurrida la falla o siniestro...</i>	Se entiende que el Reglamento busca un cambio en esta materia por lo tanto se sugiere: " <i>Tal solicitud deberá ser presentada a más tardar 10 días después de ocurrida la falla o siniestro, de lo contrario no podrá ser considerada por el Coordinador...</i> "
229	Coordinador Eléctrico Nacional	20	El artículo da la opción de que una falla prolongada que anule o disminuya el aporte de potencia en un período de entre 15 días y 2 meses, sea considerada como que la central tuvo nulo aporte o se disminuyó. En el caso del nulo aporte se entiende que este evento no será considerado en el IFOR, pero el caso de la reducción no reviste una condición que signifique que no sea considerado el evento en la determinación de la potencia equivalente (Estado Deteriorado).	
230	ELEKTRAGEN	20	Se establece plazo entre 15 días corridos y dos meses. Se sugiere dejar ambos hitos con días corridos, debido a que los meses pueden tener distinto número de días.	"...o disminuya su potencia por un período comprendido entre los 15 y 60 días corridos..."
231	Engie Energía Chile	20	Se solicita modificar el plazo de dos meses a 60 días corridos, para evitar confusiones.	Si una Unidad Generadora, sus componentes o las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda, presentan una falla técnica prolongada o siniestro que anule o disminuya su potencia por un período comprendido entre los 15 días corridos y 60 días corridos , el correspondiente Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador, que este evento sea tratado de forma tal que durante dicho período se anule o disminuya la potencia de la unidad. Tal solicitud podrá ser presentada a más tardar 10 días después de ocurrida la falla o siniestro. En caso de que la falla o siniestro se prolongue por más de dos meses, el Coordinador deberá anular o disminuir la potencia de la unidad generadora durante el período que exceda los referidos 60 días corridos .
232	Engie Energía Chile	20	En el último párrafo se solicita agregar la frase "en caso que corresponda"	Una vez reparada la falla, el Participante del Balance de Potencia deberá informar al Coordinador los cambios en los parámetros de la Unidad Generadora o componente que deban ser actualizados, en caso que corresponda .
233	GPM-AG	20	Se establece plazo entre 15 días corridos y dos meses. Se sugiere dejar ambos hitos con días corridos, debido a que los meses pueden tener distinto número de días.	"...o disminuya su potencia por un período comprendido entre los 15 y 60 días corridos..."
234	Prime Energía Spa	20	Se sugiere extender o al menos mantener el plazo vigente actualmente de 15 días para presentar la solicitud de falla prolongada, establecido en el inciso primero. al décimo día de ocurrida la falla puede que no exista aún certeza si la falla se extenderá por más de 15 días.	Artículo 20.- Si una Unidad Generadora, sus componentes o las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda, presentan una falla técnica prolongada o siniestro que anule o disminuya su potencia por un período comprendido entre los 15 días corridos y dos meses, el correspondiente Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador, que este evento sea tratado de forma tal que durante dicho período se anule o disminuya la potencia de la unidad. Tal solicitud podrá ser presentada a más tardar 15 días después de ocurrida la falla o siniestro.
235	Espinos S.A.	20	No se justifica el disminuir el periodo para presentar la solicitud de declaración eventos que anule o disminuyan la potencia de la unidad.	Se solicita mantener lo establecido en el Reglamento N°62 esto es, declarar los eventos a más tardar 15 días después de ocurrida la falla o siniestro.
236	Reliable Nueva Energía S.A.	20	Establecer un periodo de "2 meses" es interpretable. Se recomienda dejarlo en días es más claro y fácil de determinar.	Cambiar "2 meses" por "60 días"
237	Synex Ingenieros Consultores	20	El texto señala: "Si una Unidad Generadora, sus componentes o las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda, presentan una falla técnica prolongada o siniestro que anule o disminuya su potencia por un período comprendido entre los 15 días corridos y dos meses, el correspondiente Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador, que este evento sea tratado de forma tal que durante dicho período se anule o disminuya la potencia de la unidad. Tal solicitud podrá ser presentada a más tardar 10 días después de ocurrida la falla o siniestro... En caso de que la falla o siniestro se prolongue por más de dos meses, el Coordinador deberá anular o disminuir la potencia de la unidad generadora durante el periodo que exceda los referidos dos meses. Observación: Texto actual no define la condición en que queda la unidad durante los primeros dos meses cuando ocurre una falla que tenga más de dos meses de duración. Para los primeros 2 meses, ¿sigue siendo opción del dueño o está obligado a anular/disminuir? "	-
238	Coordinador Eléctrico Nacional	21	<i>b) No será remunerada durante el periodo de la falla.</i>	<i>b) No será remunerada <u>por potencia de suficiencia</u> en el periodo de la falla.</i>
239	Coordinador Eléctrico Nacional	21	Artículo no abarca los casos de falla o siniestro mayores a 60 día corridos donde el participante no solicitó anular la potencia o acogerse al artículo 20 del Reglamento.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
240	Coordinador Eléctrico Nacional	21	Conforme al comentario anterior en el Art. 21 queda de manifiesto que optar por este tratamiento especial solo tiene efectos en el caso que el aporte sea nulo	
241	Generadora Metropolitana	21	Confirmar que el hecho de no acumular indisponibilidad forzada no implica sumar tiempo de disponibilidad.	
242	Prime Energía Spa	21	Se solicita indicar, por qué se eliminó la letra c) "Para efectos del cálculo de la Potencia de Suficiencia del resto de las Unidades Generadoras del sistema, se reconocerá un Subperíodo durante el periodo de la falla en el sistema o subsistema que corresponda." Se debe especificar cómo la falla prolongada se debe considerar en la fórmula definida en el artículo 66. Por lo anterior se solicita agregar texto que vincule al artículo 66	Agregar literal c: c) se aplicará un descuento proporcional en la formula definida en el artículo 66.
243	Collahuasi	21	Dado que parte del objetivo de la nueva metodología de estimación de potencia de suficiencia considera determinar el nivel de confiabilidad objetivo y el ELCC de las unidades, es importante que en los procesos de cálculo se utilice la indisponibilidad real de las unidades generadoras. Por lo tanto, se sugiere definir una estadística complementaria de falla que compute la indisponibilidad forzada completa de las unidades, sin considerar el requerimiento establecido en el artículo 21. Lo indicado es particularmente relevante para la determinación del ELCC de unidades renovables variables, que dependen del nivel de confiabilidad real del resto del sistema.	Utilizar la estadística de indisponibilidad forzada completa de las unidades para realizar las evaluaciones de suficiencia de otras unidades.
244	Enlase Generación Chile S.A.	22	Durante cada año, el Coordinador realizará una verificación de la Potencia Máxima y otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, a todas las Unidades Generadoras del sistema o subsistema. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.	Durante cada año, el Coordinador elaborará un plan de pruebas de Potencia Máxima y otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, de acuerdo a lo dispuesto en los respectivos Anexos Técnicos.
245	Oceanus Chile SpA	22	El hecho de tratar a todos los sistemas de almacenamiento con 5 o más horas de duración de la misma forma también refleja una condición poco equitativa, dado que sistemas de almacenamiento de más de 5 horas de duración pueden tener un nivel de reconocimiento (en función del ELCC) considerablemente superior que uno de 5 horas.	Definir a nivel reglamentario una metodología que no sea discriminatoria ni arbitraria respecto a la capacidad de proveer atributos de transferencia de potencia que sea coherente con la real capacidad de cada activo participante del mercado.
246	EDF Andes	22	El hecho de tratar a todos los sistemas de almacenamiento con 5 o más horas de duración de la misma forma también refleja una condición poco equitativa, dado que sistemas de almacenamiento de más de 5 horas de duración pueden tener un nivel de reconocimiento (en función del ELCC) considerablemente superior que uno de 5 horas.	Definir a nivel reglamentario una metodología que no sea discriminatoria ni arbitraria respecto a la capacidad de proveer atributos de transferencia de potencia que sea coherente con la real capacidad de cada activo participante del mercado.
247	Engie Energía Chile	22	Durante cada año, el Coordinador realizará una verificación de la Potencia Máxima y otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, a todas las Unidades Generadoras del sistema o subsistema. La definición debiera establecer de forma clara lo que se debe entender cómo se va a realizar la "verificación de la Potencia Máxima" y cómo dicha definición de forma de cumplir con lo establecido en el "Considerando N° 8": - Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha <u>asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema</u> , - Asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo de suficiencia, (Entre otros) De forma adicional es necesario dejar claro ¿Cómo se condice esta definición y establecimiento de adecuados criterios con el Artículo 8 transitorio del presente reglamento?	
248	ECOM Energía Chile SpA	22	El artículo no entrega certeza de cuándo se realizaría la verificación de la Potencia Máxima y otros parámetros. Se solicita estipular si estará sujeto a la publicación de algún marco regulatorio, en caso que así sea se propone estipular un periodo en el que la verificación se realizaría. En caso que no se encuentre sujeto a ningún otro estudio o informe, se solicita especificar un mes específico (o un límite) en el que se deba realizar la verificación.	
249	Inkia Energy	22	La realización de pruebas de potencia máxima implican un costo relevante y dificultad de programar dada la penetración de energías renovables en el sistema, solicitar pruebas todos los años podría ser innecesario y contraproducente.	el Coordinador realizará una verificación de la Potencia Máxima y otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia. En caso que se reuieran pruebas de potencia máxima, estas se realizarán cada 5 años.
250	Prime Energía Spa	22	La verificación de Potencia Máxima ya está regulada en el Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS", y por lo tanto es este valor, o el que se defina en la Norma Técnica correspondiente, el que debería considerarse para las pruebas de Potencia Máxima. Considerando los costos de dichas pruebas, no se justifica realizar otras pruebas para el mismo propósito. Complementariamente, se solicita establecer a modo ejemplar a qué otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de transferencias de potencia se refieren. Se requiere tener al menos una dimensión de lo que se puede solicitar.	El Coordinador considerará el valor de Potencia Máxima según lo dispuesto en el en el Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS" para todas las Unidades Generadoras del sistema o subsistema. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.
251	Espejo de Tarapaca SpA	22	El hecho de tratar a todos los sistemas de almacenamiento con 5 o más horas de duración de la misma forma también refleja una condición poco equitativa, dado que sistemas de almacenamiento de más de 5 horas de duración pueden tener un nivel de reconocimiento (en función del ELCC) considerablemente superior que uno de 5 horas. Esta restricción arbitraria va en contra de los objetivos definidos en el Considerando 8.	Definir a nivel reglamentario una metodología que no sea discriminatoria ni arbitraria respecto a la capacidad de proveer atributos de transferencia de potencia que sea coherente con la real capacidad de cada activo participante del mercado.
252	Espejo de Tarapaca SpA	22	Dado los desafíos de suficiencia observados recientemente en el contexto internacional, el hecho de igualar el nivel de reconocimiento de potencia inicial de sistemas de 5 horas de duración con el nivel de potencia inicial que podrían tener centrales renovables con capacidad de almacenamiento, sistemas de almacenamiento, centrales de bombeo, etc., de mayor duración no es consistente con la intención de contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema. Lo indicado anteriormente debe ser verificado particularmente en un contexto donde se desea asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo de suficiencia. Mantener una restricción como la actual inhibiría el potencial desarrollo de sistemas de almacenamiento de más de 5 horas y generaría una contradicción respecto al artículo 23 que hace referencia a la no arbitrariedad ni discriminación.	Definir a nivel reglamentario una metodología que no sea discriminatoria ni arbitraria respecto a la capacidad de proveer atributos de transferencia de potencia que sea coherente con la real capacidad de cada activo participante del mercado.
253	Espejo de Tarapaca SpA	22	La norma técnica de transferencias de potencia define la Potencia Máxima como el máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un periodo mínimo de 5 horas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la DO. Dado que se tiene la intención de contar con una metodología común de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema, la Potencia Máxima de sistemas de almacenamiento, instalados de manera independiente o híbridas, debiera determinarse de la misma manera en que actualmente se determina para unidades de generación. Bajo esta perspectiva, un sistema de almacenamiento de 1 MW y 1 hora de duración debiera tener una potencia máxima de 200 kW.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio por ser discriminatorio, arbitrario, e incoherente con los artículos 22 y 23 del mismo borrador de reglamento así como también con el reglamento 128 del año 2016 del Ministerio de Energía.
254	Espinos S.A.	22	Todas las Unidades de Generación participantes de las transferencias de Potencia, y que sus ingresos están determinados en alguna medida por su Potencia máxima, deben realizar verificaciones de sus parámetros, ya sea de Potencia Máxima u otros. No queda claro que a las Unidades en Estado de Reserva Estratégico se les tratará de igual manera que a las demás Unidades, debido a que su remuneración, está ligada a la Potencia Máxima de la Unidad.	Se solicita incluir explícitamente que a las Unidades Generadoras que permanecen en Estado de Reserva Estratégico, se les compruebe su Potencia Máxima de igual manera que a las demás Unidades del sistema.
255	Oceanus Energía y Agua de Sudamerica	23	Incorporar en el artículo 23, inciso segundo, el texto destacado para ampliar el listado de posibles restricciones que podrían afectar a los Sistemas de Almacenamiento de Energía al verificar su potencia máxima.	Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, o bajos niveles de almacenamiento en el Sistema de Almacenamiento de Energía , compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, restricciones relacionadas con el cumplimiento de la normativa medioambiental u otras restricciones equivalentes, podrán impedir o establecer condiciones especiales a la ejecución de la referida verificación.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
256	EDF Andes	23	Incorporar en el artículo 23, inciso segundo, el texto destacado para ampliar el listado de posibles restricciones que podrían afectar a los Sistemas de Almacenamiento de Energía al verificar su potencia máxima.	Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, o bajos niveles de almacenamiento en el Sistema de Almacenamiento de Energía , compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, restricciones relacionadas con el cumplimiento de la normativa medioambiental u otras restricciones equivalentes, podrán impedir o establecer condiciones especiales a la ejecución de la referida verificación.
257	H2 Chile	23	Incorporar en el artículo 23, inciso segundo, el siguiente texto destacado para incluir restricciones en Sistemas de Almacenamiento de Energía a la hora de verificar su potencia máxima. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, o bajos niveles de almacenamiento en el Sistema de Almacenamiento de Energía , compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, restricciones relacionadas con el cumplimiento de la normativa medioambiental u otras restricciones equivalentes, podrán impedir o establecer condiciones especiales a la ejecución de la referida verificación.
258	Engie Energía Chile	23	Es necesario dejar claro ¿Cómo se condice esta definición y establecimiento de adecuados criterios con el Artículo 8 transitorio del presente reglamento? Lo indicado anteriormente es particularmente relevante en un contexto donde el sistema de almacenamiento será operado teniendo en consideración consideraciones económicas propias del mercado de energía.	
259	Prime Energía Spa	23	Considerando el Artículo 22, se debe adecuar el Artículo 23 para indicar que sucede con aquellas centrales que no hayan cumplido con el Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS.	Para aquellas centrales que no cuenten con un valor vigente de Potencia Máxima de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS, el Coordinador realizará una verificación de la Potencia Máxima y otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, a todas las Unidades Generadoras del sistema o subsistema. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente. 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. Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, restricciones relacionadas con el cumplimiento de la normativa medioambiental u otras restricciones equivalentes, podrán impedir o establecer condiciones especiales a la ejecución de la referida verificación.
260	Espejo de Tarapaca SpA	23	Incorporar en el artículo 23, inciso segundo, el siguiente texto destacado para incluir restricciones en las Centrales de Bombeo de manera de hacer coherente el presente borrador de reglamento con el reglamento 128 del año 2016 del Ministerio de Energía.	Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, o bajos niveles de almacenamiento en las Centrales de Bombeo , compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, restricciones relacionadas con el cumplimiento de la normativa medioambiental u otras restricciones equivalentes, podrán impedir o establecer condiciones especiales a la ejecución de la referida verificación.
261	ACENOR A.G.	24	Dice "En caso de que una Unidad Generadora no sea convocada al despacho". Si una unidad permanece fuera de despacho por mucho tiempo, es necesario que se reconsidere si debiera recibir pago po potencia de suficiencia. 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, dado que ese es el caso del servicios de reserva fría. Proponemos que se considere esta situación en la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia.	Agregar al artículo 24: "La Norma Técnica indicará cómo se debe considerar la situación de una Unidad Generadora que no haya sido convocada al despacho en el último año calendario, a fin de establecer una metodología de cálculo de su potencia de suficiencia".
262	APEMEC	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. 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, de acuerdo a observaciones a artículos 60 a 65 y 67.
263	Consejo Minero	24	Dice "En caso de que una Unidad Generadora no sea convocada al despacho". Sugerimos revisar 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; en caso de no operar con cierta frecuencia se asemeja a una reserva fría.	Considerar esta situación en la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia.
264	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	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. 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, de acuerdo a observaciones a artículos 60 a 65 y 67.
265	Anglo American	24	Dice "En caso de que una Unidad Generadora no sea convocada al despacho". Si una unidad permanece fuera de despacho por mucho tiempo, es necesario que se reconsidere si debiera recibir pago po potencia de suficiencia. 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, dado que ese es el caso del servicios de reserva fría. Proponemos que se considere esta situación en la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia.	Agregar al artículo 24: "La Norma Técnica indicará cómo se debe considerar la situación de una Unidad Generadora que no haya sido convocada al despacho en el último año calendario, a fin de establecer una metodología de cálculo de su potencia de suficiencia".
266	Generadora Metropolitana	24	Lo que dice el artículo 24 no es consistente con la aplicación actual del valor de la potencia máxima para centrales que no son convocadas al despacho. Actualmente, se utiliza la Potencia Máxima determinada mediante el AT: Potencia Máxima, para cada año que no es despacha por más de 5 hrs a Pmax, no se mantiene la última del año en que tuvo tal operación.	Mantener la verificación de Potencia Máxima de acuerdo a lo indicado en la NT de Transferencias de Potencia
267	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	24	Se debería considerar una penalización en la remuneración de potencia de suficiencia para las centrales que no son convocadas a despacho en un periodo prolongado de tiempo, ya que dichas unidades no aportan a la suficiencia del sistema.	Establecer un criterio de penalización para aquellas centrales que no han presentado despacho en un periodo prolongado (por ejemplo, superior a 5 años)
268	Prime Energía Spa	24	Lo descrito en este artículo debería aplicar cuando una Unidad Generadora que no cuenten con un valor vigente de Potencia Máxima de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS o no sea convocada al despacho y por ende no sea posible verificar la Potencia Máxima. Se solicita establecer a modo ejemplar a qué otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de transferencias de potencia se refieren. Se requiere tener al menos una dimensión de lo que se puede solicitar.	En caso de que una Unidad Generadora que no cuenten con un valor vigente de Potencia Máxima de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS o no sea convocada al despacho y por ende no sea posible verificar la Potencia Máxima u otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, por parte del Coordinador durante un año calendario, para dicha Unidad Generadora se deberá emplear el valor utilizado de Potencia Máxima en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá determinar la realización de pruebas a dichas Unidades Generadoras, de conformidad a las condiciones establecidas en la normativa vigente.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
269	Guacolda Energía SpA	24	Toda Unidad Generadora cuenta con pruebas de potencia máxima validada por el Coordinador, por lo tanto, sería recomendable en el caso que una Unidad Generadora no sea convocada al despacho usar los valores entregados en dicha prueba y no el último cálculo, debido a las distorsiones que pueden ocurrir en un año particular de operación.	Artículo 24. - En caso de que una Unidad Generadora no sea convocada al despacho y por ende no sea posible verificar la Potencia Máxima u otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, por parte del Coordinador durante un año calendario, para dicha Unidad Generadora se deberá emplear el valor obtenido por dicha Unidad Generadora durante la realización de las pruebas de potencia máxima solicitadas por el Coordinador de acuerdo a la NT....
270	Oceanus Chile SpA	25	Incluir a los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el control estadístico que debe llevar el Coordinador. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	El Coordinador deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y de las Unidades Generadoras, así como también de sus componentes de almacenamiento, si corresponde, con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas, según lo dispuesto en la Norma Técnica. Para tal efecto, se establecerán Estados Disponibles, Estados No Disponibles, Estados de Falla, y Estados Deteriorados, según corresponda, en función de las condiciones de operación de cada Sistema de Almacenamiento de Energía o Unidad Generadora y sus componentes de almacenamiento, si corresponde, y de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.
271	EDF Andes	25	Incluir a los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el control estadístico que debe llevar el Coordinador. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	El Coordinador deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y de las Unidades Generadoras, así como también de sus componentes de almacenamiento, si corresponde, con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas, según lo dispuesto en la Norma Técnica. Para tal efecto, se establecerán Estados Disponibles, Estados No Disponibles, Estados de Falla, y Estados Deteriorados, según corresponda, en función de las condiciones de operación de cada Sistema de Almacenamiento de Energía o Unidad Generadora y sus componentes de almacenamiento, si corresponde, y de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.
272	H2 Chile	25	Incluir a los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el control estadístico que debe llevar el Coordinador. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	El Coordinador deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y de las Unidades Generadoras, así como también de sus componentes de almacenamiento, si corresponde, con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas, según lo dispuesto en la Norma Técnica. Para tal efecto, se establecerán Estados Disponibles, Estados No Disponibles, Estados de Falla, y Estados Deteriorados, según corresponda, en función de las condiciones de operación de cada Sistema de Almacenamiento de Energía o Unidad Generadora y sus componentes de almacenamiento, si corresponde, y de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.
273	Generadora Metropolitana	25	¿Cómo se considerará Estado No Disponible a para la remuneración de potencia de suficiencia? Por favor especificar su uso en el texto del reglamento.	
274	Prime Energía Spa	25	Se solicita explicar por qué se elimina el inciso final "A partir de los estados en que cada Unidad Generadora estuvo en operación e indisponible, se deberá construir la indisponibilidad forzada a que se refieren los Artículos 52 y siguientes del presente reglamento."	Agregar el inciso: A partir de los estados en que cada Unidad Generadora estuvo en Falla, Disponible y Deteriorado, se deberá construir la indisponibilidad forzada a que se refieren los Artículos 28 y siguientes del presente reglamento.
275	Espejo de Tarapaca SpA	25	Incluir a las Centrales de Bombeo en el control estadístico que debe llevar el Coordinador a fin de hacer coherente el presente borrador de reglamento con el reglamento 128 del año 2016 del Ministerio de Energía.	El Coordinador deberá llevar un control estadístico de las Centrales de Bombeo y de las Unidades Generadoras, así como también de sus componentes de almacenamiento, si corresponde, con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas, según lo dispuesto en la Norma Técnica. Para tal efecto, se establecerán Estados Disponibles, Estados No Disponibles, Estados de Falla, y Estados Deteriorados, según corresponda, en función de las condiciones de operación de cada Central de Bombeo Sistema o Unidad Generadora y sus componentes de almacenamiento, si corresponde, y de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.
276	RWE Renewables Chile SpA	25	Conforme al DS 125, la programación de la operación de un sistema de almacenamiento, o de la componente almacenamiento de una central renovable, será definida por el Coordinador. Cómo se tratarán los estados y/o limitaciones de inyección de la componente almacenamiento en caso que estas se produzcan a consecuencia de esta programación de la operación?	
277	ECOM Energía Chile SpA	26	No queda claro si la frase "en base al nivel diario de restricción" hace referencia a la restricción en la disponibilidad de los insumo principal o insumo alternativo, o de las Unidades Generadoras.	
278	Prime Energía Spa	26	Se solicita justificar el control estadístico dado que la LGSE en su art. 72-8 ya indica que el Coordinador debe recibir y publicar en el Sistema de Información Pública el control de stock diario de combustibles e insumos. Alternativamente, aclarar que el control estadístico debe elaborarse en función de la información de control de stock que envían las empresas generadoras.	Además del control estadístico señalado en el artículo precedente, el Coordinador deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Principal e Insumo Alternativo utilizados por las Unidades Generadoras, en base al nivel diario de restricción y considerando la información de control de stock diario que informan las empresas generadoras.
279	Coordinador Eléctrico Nacional	27	Los procedimientos y condiciones de aplicación que resulten necesarios para dar cumplimiento al control estadístico y verificaciones citadas precedentemente, serán establecidos en la Norma Técnica.	Es necesario establecer que el Reglamento sólo puede entrar en régimen si cuenta con su Norma Técnica.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
280	ACERA AG.	28	<p>Se indica: "Para el cálculo del parámetro "TFA", indicado precedentemente, se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, 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. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. "</p> <p>Este artículo modifica la metodología de cálculo de IFOR vigente, pasando de una metodología de 2 estados a una de 4 estados. De acuerdo a los planteamientos que ACERA emitió en la mesa de trabajo asociada al Reglamento, se desconocen la magnitud del impacto de este cambio y su correspondencia con el resto de modificaciones que implementa la presente modificación del Reglamento. Con respecto a la metodología propuesta, que busca diferenciar condiciones de falla según la convocatoria al despacho de las unidades, es relevante que la metodología considere una diferenciación tecnológica, en función de la periodicidad con la cual se despachan las unidades. Lo anterior debido a que existe una diferencia relevante en el desgaste de unidades que se encuentran permanentemente despachadas y expuestas a fallar, respecto de aquellas unidades que tienen una operación puntual en determinadas etapas del año.</p> <p>Es fundamental que los ponderadores que se definen permitan realizar esta diferenciación, de manera de fomentar el desarrollo de energías renovables que permitan alcanzar las metas de la Política energética del país, en desmedro de tecnologías contaminantes con bajos niveles de despacho.</p>	<p>Nuevo inciso penúltimo:</p> <p>"Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, debiendo considerar las diferentes exigencias operativas de las distintas tecnologías de generación, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace.</p>
281	Generadoras de Chile	28	<p>La nueva metodología propuesta para la determinación de IFOR incluye ponderadores para diferenciar los tiempos de fallas cuando la unidad generadora (i) se encuentra despachando o (ii) los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora. Sobre este punto se recomienda que la determinación de estos ponderadores se realice discriminando entre tecnologías. Esto se fundamenta por las significativas diferencias en el desgaste de unidades base que están permanentemente despachadas, aquellas sujetas a exigencias de ciclaje diario y respecto otras tecnologías.</p>	<p>Nuevo inciso penúltimo:</p> <p>"Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, debiendo considerar las diferentes exigencias operativas de las distintas tecnologías de generación, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace.</p>
282	Oceanus Chile SpA	28	<p>Con respecto a los ponderadores que buscan entregar un incentivo que busca penalizar mas fuertemente aquellas fallas que ocurren cuando la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento ha sido convocada al despacho o se encuentra despachada, no se justifica la necesidad de una señal de este tipo que sea dinámica en el tiempo. Se propone establecer los guarismos en el reglamento y nuevamente dar mas certezas en el cálculo de los ingresos de los participantes del balance de transferencias de potencia. Se solicita además, explicitar la fórmula con los ponderadores en el Reglamento. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.</p>	<p>[...] Para el cálculo del parámetro "TFA", indicado precedentemente, se deberán ponderar por un 70% los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, y se deberán ponderar por un 30% los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla que ocurren cuando dicha unidad no fue convocada al despacho. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. [...]</p>
283	Coordinador Eléctrico Nacional	28	<p>La formulación del IFOR indica que será dividido por el tiempo acumulado que la unidad se encuentre en Estado de Falla, Estado Disponible y Estado Deteriorado. Actualmente el cálculo se realiza dividiendo por Toff y Ton, donde este último corresponde sólo a Estados Operativos donde central se encuentra operativa inyectando energía al sistema. Sin embargo, según la redacción del borrador de reglamento, los Estados Disponibles y Estados Deteriorados corresponden a estados de operación y estados de no operación. Por lo tanto, el IFOR se vería afectado para centrales que no operan en base, ya que los en Estados Deteriorado una central podría no estar operando y estar limitada.</p>	<p>Se propone cambiar formulación precisando que los estados disponibles y deteriorados considerados en IFOR corresponden a aquellos cuando la unidad está operando.</p>
284	Coordinador Eléctrico Nacional	28	<p>Cálculo del IFOR</p>	<p>La Norma Técnica debe asegurar que los tiempos T_{FA}, T_{DI} y T_{DE} sean mutuamente excluyentes, es decir que una misma hora tenga un registro único. De igual forma es necesario que la ausencia del Insumo Principal y del Insumo Alternativo tengan efecto en la indisponibilidad forzada de la unidad.</p> <p>De igual forma, los ponderadores que defina en cada oportunidad la Comisión y que en definitiva inciden en el cómputo de T_{FA} deben ser consistentes con la ventana de 5 años que establece el Reglamento. De lo contrario la duración del término T_{FA}, T_{DI} y T_{DE} será mayor a los 5 años definida por el propio Reglamento.</p>
285	Coordinador Eléctrico Nacional	28	<p>En el penúltimo inciso se indica que debe ponderarse en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando una Unidad generadora fue convocada al despacho y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la unidad generadora.</p>	<p>Podría ser necesario que se especifique con mayor detalle la diferencia entre ambas situaciones ya que podrían existir diversas interpretaciones e incluso ser interpretadas de manera equivalente. O alternativamente eliminar la segunda situación ya que es un evento con baja probabilidad de ocurrencia.</p>
286	Coordinador Eléctrico Nacional	28	<p>Para el cálculo del IFOR se indica que se ponderarán las diferentes condiciones de falla:</p> <p>"Para el cálculo del parámetro T_{FA}, indicado precedentemente, se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, 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."</p> <p>No queda claro si en la práctica se deberán registrar diferentes estados DF (DF1, DF2, DF3, etc.) o se mantendrán un único DF con alguna categoría particular. Se debe especificar ya que lo anterior impacta en el control de la estadística existente de estados operativos.</p>	<p>Especificar en el reglamento el tratamiento que se tendrá que aplicar para determinar la condición de los estados de falla. Considerar que la estadística existente no se encuentra categorizada para diferentes condiciones del estado DF y se tendría que partir con estadística nueva desde la publicación del reglamento además de tener un impacto importante en las plataformas digitales que gestionan la información.</p>
287	EDF Andes	28	<p>Con respecto a los ponderadores que buscan entregar un incentivo que busca penalizar mas fuertemente aquellas fallas que ocurren cuando la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento ha sido convocada al despacho o se encuentra despachada, no se justifica la necesidad de una señal de este tipo que sea dinámica en el tiempo. Se propone establecer los guarismos en el reglamento y nuevamente dar mas certezas en el cálculo de los ingresos de los participantes del balance de transferencias de potencia. Se solicita además, explicitar la fórmula con los ponderadores en el Reglamento. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.</p>	<p>[...] Para el cálculo del parámetro "TFA", indicado precedentemente, se deberán ponderar por un 70% los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, y se deberán ponderar por un 30% los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla que ocurren cuando dicha unidad no fue convocada al despacho. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. [...]</p>
288	ELEKTRAGEN	28	<p>El borrador de reglamento mandata a la CNE a establecer que estados operativos deben tener ponderación diferente. Por otra parte, será el estudio cuatrienal que definirá aquellos ponderadores. En el proceso inicial, el reglamento debe establecer el principio tras la ponderación distinta, de manera que la CNE lo haga en función del objetivo definido en este documento. Esto da mucha mayor claridad al momento de que la ponderación diferente, y los respectivos pesos, sean definidos en el proceso normativo y en el estudio cuatrienal.</p>	<p>Definir principios que debe seguir la CNE para determinar que Estados Operativos serán susceptibles de ponderación distinta.</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
289	H2 Chile	28	Con respecto a los ponderadores que buscan entregar un incentivo que busca penalizar mas fuertemente aquellas fallas que ocurren cuando la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento ha sido convocada al despacho o se encuentra despachada, no se justifica la necesidad de una señal de este tipo que sea dinámica en el tiempo. Se propone establecer los guarismos en el reglamento y nuevamente dar mas certezas en el cálculo de los ingresos de los participantes del balance de transferencias de potencia. Se solicita además, explicitar la fórmula con los ponderadores en el Reglamento. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	[...] Para el cálculo del parámetro "TFA", indicado precedentemente, se deberán ponderar por un 70% los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, y se deberán ponderar por un 30% los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla que ocurren cuando dicha unidad no fue convocada al despacho. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. [...]
290	Engie Energía Chile	28	En el Artículo 28 se establecen las condiciones para determinar la indisponibilidad forzada de las unidades. Se define el IFOR y se complementa la definición indicando: "Para el cálculo del parámetro "T _{FA} ", indicado precedentemente, se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, 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. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplaza". Teniendo en consideración que el objetivo integral de la propuesta es determinar la contribución de las unidades a la suficiencia del sistema, dada la definición de un nivel de confiabilidad objetivo (Capítulo 4), mediante el uso de un modelo probabilístico (Artículo 44), es crítico que el modelo probabilístico que se utilice para determinar el nivel de confiabilidad objetivo utilice datos apropiados para el contexto en que será utilizado. En esta línea, por ejemplo, el método ELCC que se ha propuesto como referencia (sin profundizar en su forma de evaluación) considera como parte del proceso de evaluación escalar la demanda del sistema hasta un nivel tal que la evaluación del despacho del sistema eléctrico en su conjunto contemple el nivel de confiabilidad objetivo deseado. Producto del escalamiento de la demanda, que en las condiciones actuales del sistema puede superar el 50% de las unidades de generación que tradicionalmente tienen un bajo factor de planta, o incluso no operan, incrementan significativamente su despacho. En estas nuevas condiciones de demanda simulada, utilizada para evaluar el nivel de confiabilidad objetivo del sistema y por lo tanto la contribución de suficiencia de las unidades, es que la indisponibilidad forzada de las unidades – producto de fallas totales que dejan totalmente indisponible la unidad o partes parciales que limitan una proporción de la generación – debe ser apropiadamente considerada para que la métrica ELCC, cuya complejidad de cálculo es mayor que otras opciones, sea apropiadamente determinada y contextualizada para los objetivos que se tiene la intención de lograr. En caso contrario, si no se utilizan datos apropiadamente contextualizados, el cálculo del ELCC no será representativo de la demanda que se puede abastecer considerando un nivel de confiabilidad objetivo y, por lo tanto, la mayor complejidad de cálculo, no necesariamente agregará valor. Por lo tanto, se sugiere considerar apropiadamente los tiempos de falla en que la unidad estuvo en servicio y no estuvo en servicio, sobre todo considerando el contexto en que la unidad será evaluada al determinar el ELCC. Por otra parte, se sugiere considerar fallas parciales y fallas totales de la unidad.	
291	Engie Energía Chile	28	En el Artículo 28 se establecen las condiciones para determinar la indisponibilidad forzada de las unidades. Se define el IFOR y se complementa la definición indicando: "Para el cálculo del parámetro "T _{FA} ", indicado precedentemente, se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, 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. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años , con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplaza". En relación a los ponderadores mencionados se sugiere explicitar el cómo se determinarán, los incentivos que se busca dar como política pública y cómo esos ponderadores están de acuerdo a lo que se establece en el "Considerando N° 8" del presente Reglamento.	
292	SW Operations S.A.	28	Esta norma establece criterios no contemplados en la ley y que afectan no solo las transferencias de potencia sino que también su valorización. Estas modificaciones deben incluirse en la Ley y no en el Reglamento.	Eliminar el inciso segundo de este artículo.
293	Asociación de Empresas de Gas Natural A.G.	28	En el inciso segundo se indica lo siguiente: "La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplaza". Al respecto, esto podría ocasionar una brecha excesiva entre los ponderadores que determine la Comisión.	Se propone especificar un límite para los ponderadores, agregando el siguiente texto: "Sin perjuicio de lo anterior, a efectos de evitar brechas excesivas, la diferencia entre los ponderadores que determine la Comisión no podrá ser mayor al 50%"
294	ECOM Energía Chile SpA	28	Considerando que el concepto "Estado de Falla" es nuevo, se solicita mayor detalle de sus implicancias, de bajo qué condiciones específicas una central se encontrará en este estado.	
295	ECOM Energía Chile SpA	28	No hay detalles de cómo serán considerados los ponderadores asociados al parámetro T _{FA} . Se solicita especificar si estos parámetros serán fijos entre cada determinación y si dependerán de factores de cada Unidad Generadora (capacidad, tecnología, etc.), ubicación geográfica, con resolución horaria o estacional, entre otros.	
296	GPM-AG	28	El borrador de reglamento manda a la CNE a establecer que estados operativos deben tener ponderación diferente. Por otra parte, será el estudio cuatrienal que definirá aquellos ponderadores. En el proceso inicial, el reglamento debe establecer el principio tras la ponderación distinta, de manera que la CNE lo haga en función del objetivo definido en este documento. Esto da mucha mayor claridad al momento de que la ponderación diferente, y los respectivos pesos, sean definidos en el proceso normativo y en el estudio cuatrienal.	Definir principios que debe seguir la CNE para determinar que Estados Operativos serán susceptibles de ponderación distinta.
297	Inkia Energy	28	Si una unidad se encuentra limitada por combustible, no es considerado como estado operativo deteriorado ni disponible, por lo tanto no ayuda a disminuir IFOR (Definiciones en Art 2). Ejemplo: se rompe un oleoducto por un mes y central puede operar pero limitada por suministro combustible, luego en caso de existir estados de falla, estos no son compensados aunque la central haya generado limitada por combustible durante un mes	El estado deteriorado: Se incluyen aquellas condiciones de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo no se considerarán como Estado Deteriorado
298	Inkia Energy	28	Se entiende que la definición del IFOR es la presentada en las mesas de trabajo, la cual corresponde a un modelo de 4 estados (Propuesta conceptual Reglamento de Potencia diciembre 2020). En particular se menciona que se deben ponderar en mayor medida determinadas condiciones de fallas versus otras.	La propuesta no menciona los números de factores de ponderación de tiempos de falla explícitamente, el número de ponderadores (ejemplo 2 o 3), y alguna característica numérica entre ellos (ejemplo si son menores a 1). Se solicita entregar mayores antecedentes.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
299	Transec S.A	28	<p>El segundo inciso del artículo 28 del Reglamento señala que, para el cálculo del parámetro "TFA", utilizado para determinar el IFOR, se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la unidad generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, 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. Los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada serán determinados por la Comisión para 4 años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del DS N°86/2012, que aprueba el Reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace.</p> <p>Debido a los mismos argumentos expuestos en la observación N°1, si bien, entendemos que actualmente, existe una restricción legal, en el artículo 149 de la Ley que sólo permite que las unidades generadoras puedan aportar con suficiencia al sistema; es relevante que las disposiciones que se establezcan en el Reglamento se elaboren de manera que, una vez que se elimine dicha restricción legal, pueda ser utilizado para regular el aporte de suficiencia de otras tecnologías, como por ejemplo, los sistemas de almacenamiento puros, es decir, los sistemas de almacenamiento que no están acoplados a una unidad de generadora, sino que se conectan de manera individual al sistema.</p> <p>En relación con lo anterior, se solicita actualizar el Reglamento para la fijación de precios de nudo, establecido en el DS 86, de manera que éste habilite la participación de nuevos agentes en el balance de potencia en la elaboración de los informes técnicos y estudios que elabora la Comisión. Asimismo, se debería asegurar que estos agentes puedan enviar observaciones al informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del DS 86.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita actualizar el DS N°86/2012, que aprueba el Reglamento para la fijación de precios de nudo, de manera tal que se habilite la participación de nuevos agentes en el balance de potencia en la elaboración de los informes técnicos y estudios que elabora la Comisión, una vez eliminada la restricción legal.</p>
300	AES Andes	28	<p>En relación a la nueva fórmula propuesta para la determinación de IFOR, la cual incluye ponderadores para diferenciar los tiempos de fallas cuando la unidad generadora 1) se encuentra despachando y 2) los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, es importante que la determinación de estos ponderadores se realice discriminando entre diversas tecnologías.</p> <p>Lo anterior se fundamenta en que existe una importante diferencia en el desgaste de las unidades que están permanentemente despachadas (en base) y sujetas a importantes exigencias de ciclage diario, respecto a tecnologías que rara vez son despachadas, las cuales deberían tener en mayor medida penalidades en caso de presentar fallas. Por otro lado, es necesaria que esta definición de ponderadores sea coherente con la actual transición energética, promoviendo en mayor medida tecnologías flexibles y con despacho efectivo, necesarias para viabilizar una mayor penetración de energía renovable, vs tecnologías contaminantes con poco o nulo despacho efectivo y aportes de potencia.</p>	<p>Nuevo inciso penúltimo:</p> <p>"Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, debiendo considerar las diferentes exigencias operativas de las distintas tecnologías de generación, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace.</p>
301	Generadora Metropolitana	28	<p>El Reglamento señala que se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, 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, sin embargo no se especifica el rango de valores que podría tomar estos ponderadores.</p>	<p>Especificar el rango de valores que pueden tomar los mencionados ponderadores</p>
302	Prime Energía Spa	28	<p>No se establecen criterios o lineamientos o condiciones para efectos de que la Comisión Nacional de Energía defina los ponderadores a aplicar a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho y a aquellas condiciones de falla que ocurren cuando dicha unidad no fue convocada al despacho.</p> <p>La cita al DE86/2012 debería corresponder al artículo 49.</p>	<p>Para el cálculo del parámetro "TFA", indicado precedentemente, se deberán ponderar con un factor igual o menor a 1 los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, y se deberán ponderar con un factor menor a 1 los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla que ocurren cuando dicha unidad no fue convocada al despacho. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 49 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace.</p>
303	Collahuasi	28	<p>En el Artículo 28 se establecen las condiciones para determinar la indisponibilidad forzada de las unidades. Se define el IFOR y se complementa la definición indicando:</p> <p>"Para el cálculo del parámetro "TFA", indicado precedentemente, se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, 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. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace."</p> <p>Teniendo en consideración que el objetivo integral de la propuesta es determinar la contribución de las unidades a la suficiencia del sistema, dada la definición de un nivel de confiabilidad objetivo (Capítulo 4), mediante el uso de un modelo probabilístico (Artículo 44), es crítico que el modelo probabilístico que se utilice para determinar el nivel de confiabilidad objetivo utilice datos apropiados para el contexto en que será utilizado.</p> <p>En este contexto, dado que la determinación del ELCC implica escalar la demanda hasta alcanzar el nivel de confiabilidad objetivo; se debe tener en consideración que en la condición de operación mencionada anteriormente (la demanda escalada), unidades que originalmente, en la operación real, tienen un bajo factor de planta, en la operación simulada tienen un factor de planta significativamente mayor. Por lo tanto, el IFOR debe determinarse en base a las condiciones representativas del despacho evaluado para determinar el ELCC.</p>	<p>Determinar el IFOR de las unidades de una manera consistente con el contexto de operación simulado para evaluar el ELCC de las unidades.</p> <p>A modo de ejemplo, el IFOR de una unidad térmica que genera ocasionalmente en la operación real, es distinto al IFOR simulado de esa misma unidad que opera de manera continua o con un mayor factor de planta al momento de escalar la demanda (ELCC).</p>
304	Enel Generación S.A.	28	<p>Las unidades más flexibles para el despacho tienen tasas de despacho mucho mayores que las unidades más inflexibles (tiempos de partida elevados, MT elevados, entre otros parámetros). Al tener tasas de despacho más altas tienen una probabilidad mayor de fallas que las unidades que se mantienen normalmente fuera de servicio. Adicionalmente ponderar un castigo mayor a las fallas ocurridas a las unidades despachadas por encima de unidades que normalmente no son despachadas, es un doble castigo y entregará incentivos contrarios a los objetivos de un parque generador más flexible.</p>	<p>Eliminar el último inciso del art.28 sobre ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho</p>
305	Enel Generación S.A.	28	<p>La expresión de cálculo de la Indisponibilidad forzada IFOR, agrega en el denominador el tiempo acumulado TDE, que se contabiliza cuando la unidad generadora se encuentra en estado deteriorado, pero sin tomar en cuenta la profundidad del deterioro o limitación de potencia. Es decir, se contabilizaría el mismo tiempo, si la unidad tuvo un deterioro del 10% de la potencia máxima, a que hubiera tenido un 90% de deterioro. En donde un deterioro del 90% es cercano a una falla casi total de la unidad, que en la expresión del IFOR sería premio, ya que dicho tiempo solo se anota en denominador- Por lo cual, sería más equitativo que dicho tiempo TDE sea ponderado por la profundidad del deterioro, de dicha manera un deterioro pequeño tiene un mayor premio que un deterioro mayor.</p>	<p>Redefinir la definición del TDE: Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en estado deteriorado, ponderado por la profundidad de dicho deterioro, para una ventana móvil de 5 años, exceptuando los periodos cuando se encuentre en Estado de Reserva Estratégica. La profundidad del deterioro sería igual al cociente entre el deterioro o la limitación de potencia y la potencia máxima de la unidad.</p>
306	Espinos S.A.	28	<p>En el penúltimo párrafo de este artículo, se indica que los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinadas cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50° del Decreto Supremo 86, del Ministerio de Energía. Resulta injustificado que los ponderadores que determinarán la indisponibilidad forzada, un parámetro de suma relevancia, quede con una variabilidad cada 4 años, produciendo incertidumbre en los distintos actores que participan de las transferencias de potencia.</p>	<p>Se propone que los ponderadores queden establecido en este reglamento o en su defecto en la Norma Técnica correspondiente.</p>
307	SGA	28	<p>En el penúltimo párrafo, no se informa un espacio de observaciones a los ponderadores determinados por la Comisión y tampoco un mecanismo de ajuste a los ponderadores, frente a un cambio importante en el sistema por fuerza mayor (decreto de racionamiento), pudiendo entregar un espacio acotado de adaptación a esos ponderadores sólo por la causal ya indicada.</p>	<p>..., o la normativa que lo reemplace. Permitiendo presentar observaciones en los plazos establecidos por la Ley y modificación de los ponderadores por efecto de un decreto de racionamiento, para un período acotado.</p>
308	Guacolda Energía SpA	28	<p>Tanto los ponderadores asociados a TFA como los empleados para determinar la indisponibilidad forzada debiesen tener un cierto nivel de certidumbre en el mediano y largo plazo. Así, dichos indicadores no debiesen ser determinados por la NT ni por la Comisión cada 4 años.</p>	<p>Fijar los ponderadores indicados en el artículo 28 en el reglamento.</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
309	RWE Renewables Chile SpA	28	Indica que "los ponderados que se emplearán.....serán determinados cada cuatro años, con ocasión de la publicación...". Dado la relevancia que tiene la determinación de estos ponderadores, se sugiere entregar vía reglamento las bases para su cálculo.	
310	RWE Renewables Chile SpA	28	La segunda frase del inciso segundo indica "La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente", aún cuando pareciera que la primera frase de este inciso indica cuáles son estos estados operativos. Se agradecerá aclarar en el texto si los estados operativos indicados en el inciso primero son los que considerarán ponderaciones diferentes o son sólo algunos de los que se pueden considerar.	
311	Reliable Nueva Energía S.A.	28	Se establece la aplicación de "ponderadores" para los tiempos de asociados a condiciones de falla cuando la unidad fue convocada al despacho. A su vez, estos ponderadores serán determinados por la CNE en los estudios de costos de la unidad de punta. Es decir, estos irán cambiando en el tiempo. Lo que hace necesario regular como será su aplicación entendiendo que la estadística de indisponibilidad se determina en una ventana de 5 años. Se recomienda dejar fijos los ponderadores o establecer que estos ponderadores se aplican a toda la estadística (forma retroactiva para toda la ventana móvil).	Realizar la precisión que amerite para tomar en consideración el punto planteado y no generar disparidad en la aplicación de ponderadores entre un periodo y otro.
312	Coordinador Eléctrico Nacional	29	Para excesos de mantenimiento mayor se indica que la unidad se encuentra en Estado de Falla. Del borrador se entiende que existen diversos estados de falla. Se solicita especificar que estado de falla corresponde. Respecto al segundo inciso se menciona que las contingencias externas no serán consideradas como fallas externas, sin embargo, la unidad no estará indisponible. Se solicita precisar el estado indisponible que corresponderá a dichos eventos.	Se solicita especificar los estados que corresponderán a excesos de mantenimiento mayor y a contingencias externas.
313	Coordinador Eléctrico Nacional	29	Se menciona que "aquellas condiciones en que una Unidad Generadora no esté disponible debido a eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión o distribución que no estén asociadas a dicha unidad, no se considerarán como Estado de Falla ". Sin embargo, no se menciona a qué estado corresponderán dichos eventos.	Se sugiere especificar a qué estado corresponden las indisponibilidades de una Unidad Generadora por eventos o contingencias externas.
314	Coordinador Eléctrico Nacional	29	... <i>Generadora, se entenderá que dicha unidad se encuentra en Estado de Falla...</i>	El Reglamento o la Comisión deben precisar si estas horas que computan al Estado de Falla se ven o no afectadas por los ponderadores definidos en el Art. 28 del Reglamento.
315	Coordinador Eléctrico Nacional	29	En el último inciso de este artículo es necesario ser explícito respecto al Estado que corresponde aplicar. La negación de "Estado de Falla" son todos los estados restantes, a saber "Estado Disponible", "Estado No Disponible" y "Estados Deteriorados".	"Por su parte, aquellas condiciones en que una Unidad Generadora no esté disponible debido a eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión o distribución que no estén asociadas a dicha unidad, se considerarán como Estado no Disponible."
316	Prime Energía Spa	29	Se debería indicar que las fallas externas asociadas a la cadena de suministro de combustibles no afectan el IFOR, dado que no están asociadas a la unidad generadora, y no son parte de la responsabilidad del negocio de generación eléctrica. Adicionalmente, se solicita que el texto sea más claro y preciso respecto a la condición de que las fallas instalaciones de generación, transmisión, distribución o sistema de abastecimiento de combustibles no estén asociadas a la unidad generadora. Se propone que la definición establezca que dichas instalaciones no sean parte de los componentes que conforman la unidad generadora.	Se sugiere el siguiente texto en el inciso segundo: Por su parte, aquellas condiciones en que una Unidad Generadora no esté disponible debido a eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión, distribución o sistema de abastecimiento de combustibles que no sean parte del conjunto de componentes que conforman dicha unidad, no se considerarán como Estado de Falla.
317	Coordinador Eléctrico Nacional	30	En relación al primer inciso se aprecia que existe la posibilidad de estimar un IFOR en base a estadísticas, nacionales, internacionales o las que garantice el fabricante. No obstante, los datos de estadísticas internacionales no se han podido homologar al sistema eléctrico chileno y las que garantiza el fabricante pueden ser muy subjetivas, por tanto se sugiere utilizar un promedio de las estadísticas nacionales para una misma tecnología.	Utilizar para el IFOR del primer año un promedio de las estadísticas nacionales para una misma tecnología.
318	Coordinador Eléctrico Nacional	30	Otro punto a considerar en este artículo y para que no se preste a diferentes interpretaciones es si debe considerarse o no la estadística propia de una central nueva después de su entrada en operación y rellenarla con las demás estadísticas hasta completar los 5 años.	Se propone efectuar una redacción para aclarar si los datos desde la entrada en operación de una unidad nueva durante el primer año de cálculo debe considerarse o no en el IFOR.
319	Coordinador Eléctrico Nacional	30	El segundo inciso indica que entre el segundo y cuarto año de incorporada la unidad generadora se deben usar los valores observados. No obstante si entró a mitad de año entonces esta regla se debe aplicar hasta el quinto año de cálculo y no hasta el cuarto. Ya que a continuación se señala "Luego del quinto año" y eso corresponde al año 6.	Modificar la redacción en sentido que la regla se pueda aplicar también en el quinto año.
320	Coordinador Eléctrico Nacional	30	... <i>será determinada sobre la base de estadísticas nacionales o internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda, o las que garantice el fabricante...</i>	El Reglamento debe precisar que esta estadística nacional o internacional no deben estar afectadas por los ponderadores definidos en el Art. 28 del Reglamento.
321	ELEKTRAGEN	28	Referencia equivocada al DS 86/2012. Debe decir artículo 49.	"...a que hace referencia el artículo 49 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía..."
322	Engie Energía Chile	30	Se sugiere incorporar definición de cuál será el tratamiento para unidades que sean reconvertidas.	
323	GPM-AG	28	Referencia equivocada al DS 86/2012. Debe decir artículo 49.	"...a que hace referencia el artículo 49 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía..."
324	Prime Energía Spa	30	No queda clara la prioridad de las opciones planteadas en el artículo (estadísticas nacionales e internacionales o las que garantice el fabricante).	En el caso de Unidades Generadoras que sean consideradas por primera vez en las transferencias de potencia, la indisponibilidad forzada de estas unidades será determinada sobre la base de la disponibilidad que garantice el fabricante o constructor, y en caso que no existan dichas garantías se utilizará estadísticas nacionales o internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda.
325	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	30	Solo se determina el tratamiento para unidades de tecnología existente y con estadística histórica.	Determinar cómo se estima el aporte de una unidad que no cuenta con información estadística histórica (PV+BESS, Wind+BESS o PV+Wind+BESS).
326	Pacific Hydro Chile S.A.	30	Solo se determina el tratamiento para unidades de tecnología existente y con estadística histórica.	Determinar cómo se estima el aporte de una unidad que no cuenta con información estadística histórica (PV+BESS, Wind+BESS o PV+Wind+BESS).
327	Coordinador Eléctrico Nacional	31	Se indica en el literal a) que la indisponibilidad forzada para centrales que se acojan al ERE corresponderá a la utilizada en el último cálculo definitivo de potencia de suficiencia. No obstante con eso se pierde la información estadística de indisponibilidades del año de cálculo en que comenzó el ERE.	Revisar la conveniencia de utilizar en el IFOR la información estadística hasta el día en que comienza el ERE para una unidad generadora.
328	APEMEC	31	De acuerdo al comentario al Título III, estos artículos debieran eliminarse.	Eliminar artículos.
329	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	31	De acuerdo al comentario al Título III (siguiente), estos artículos debieran eliminarse.	Eliminar artículos.
330	GPM-AG	32	No se justifica que el IFOR de centrales que terminen el Estado de Reserva Estratégica sea igual a 1. Al menos deberían tener el mismo tratamiento de unidades que se consideran por primera vez en las Transferencias de Potencia según lo indicado en el Artículo 30 Por lo tanto se solicita fusionar con Artículo 30.	Eliminar y modificar el Art. 30 para incluir el caso de centrales que terminan condición de ERE.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
331	Enlase Generación Chile S.A.	33	La métrica de suficiencia, de acuerdo a lo indicado el artículo, será definida por la CNE. Esta definición no tiene ni plazo ni forma, ni me nos una directriz explícita en Reglamento, que solo le indica ciertos indicadores de suficiencia que podría elegir. La definición de la métrica debe ser en un proceso reglado, por lo que se solicita que se incluya en el estudio cuatrienal de definición del objetivo de suficiencia (indicado en el artículo 34). Además el Reglamento debe indicar ciertos principios que debe seguir su definición.	"La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica <u>cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Su definición debe considerar las características del Sistema Eléctrico Nacional, y la composición de su matriz de generación, siendo coherente con el Objetivo de Suficiencia. Para la definición de la métrica de suficiencia, la CNE podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en ingles), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.</u>
332	Eléctrica Puntilla S.A.	33	No hay criterios para definir mínimamente la Métrica de Suficiencia, siendo éste un elemento muy importante para determinar los ingresos y costos del mercado de potencia y dar certeza jurídica a dicho mercado, atendido el importante nivel de inversiones que se requieren y que se recuperan en el largo plazo.	Incluir criterios objetivos y trazables para la definición de la Métrica de Potencia.
333	ACENORA.G.	33	Si bien se especifica que existirá una Métrica de Suficiencia, esta queda al arbitrio de la CNE en la Norma Técnica. Estando de acuerdo con el concepto de definir la Métrica, se considera innecesario esperar hasta la Norma Técnica la defina, considerando que para ello pueden pasar varios años.	Se solicita definir en el presente reglamento, en base a los estudios presentados en la discusión del reglamento de potencia de suficiencia, cual será la métrica de suficiencia sobre la cual trabajará la Norma Técnica.
334	Oceanus Chile SpA	33	De acuerdo a lo señalado en el punto anterior, definir una Métrica de Suficiencia en el Reglamento. De acuerdo a presentaciones del Ministerio de Energía en las mesas de trabajo, existen referencias internacionales del uso de LOLE suficientes para definirlo en este reglamento.	Artículo 33.- La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, y para tal efecto podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en ingles), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.
335	Coordinador Eléctrico Nacional	33	Este artículo señala métricas que la COMISIÓN debe fijar, no obstante se aprecia que no existe una regla sobre cual debiera ser la métrica a utilizar, ENS, LOLE, entre otras. Al haber diferentes métricas que pueden ser utilizadas podría afectar la estimación de los Pagos que anualmente esperan recibir los desarrolladores de proyectos de generación.	Establecer cual debiera ser la métrica de suficiencia del sistema que pudiera justificarse en el tiempo, de tal manera que no se pueda modificar por otra métrica.
336	EDF Andes	33	De acuerdo a lo señalado en el punto anterior, definir una Métrica de Suficiencia en el Reglamento. De acuerdo a presentaciones del Ministerio de Energía en las mesas de trabajo, existen referencias internacionales del uso de LOLE suficientes para definirlo en este reglamento.	Artículo 33.- La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, y para tal efecto podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en ingles), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.
337	ELEKTRAGEN	33	La métrica de suficiencia, de acuerdo a lo indicado en el artículo, será definida por la CNE. Esta definición no tiene ni plazo ni forma, ni menos una directriz explícita en Reglamento, que solo le indica ciertos indicadores de suficiencia que podría elegir. La definición de la métrica debe ser en un proceso reglado, por lo que se solicita que se incluya en el estudio cuatrienal de definición del objetivo de suficiencia (indicado en el artículo 34). Además el Reglamento debe indicar ciertos principios que debe seguir su definición.	"La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica <u>cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Su definición debe considerar las características del Sistema Eléctrico Nacional, y la composición de su matriz de generación, siendo coherente con el Objetivo de Suficiencia. Para la definición de la métrica de suficiencia, la CNE podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en ingles), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.</u>
338	APEMEC	33	Si bien se especifica que existirá una Métrica de Suficiencia, esta queda al arbitrio de la CNE en la Norma Técnica. Estando de acuerdo con el concepto, habrá que esperar hasta la Norma Técnica para poder comentar si la métrica definida es la más adecuada o no.	Se solicita especificar claramente cuál es la métrica que se aplicará en este reglamento, siendo un parámetro relevante para el desarrollo futuro de las inversiones en este mercado, pues no parece razonable que quede circunscrito en una norma técnica.
339	H2 Chile	33	De acuerdo a lo señalado en el punto anterior, definir una Métrica de Suficiencia en el Reglamento. De acuerdo a presentaciones del Ministerio de Energía en las mesas de trabajo, existen referencias internacionales del uso de LOLE suficientes para definirlo en este reglamento.	Artículo 33.- La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, y para tal efecto podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en ingles), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.
340	Engie Energía Chile	33	En el artículo 33 define dos métricas (LOLE y EENS). Se complementa lo anterior con el Artículo 34, que en definitiva <u>no define el objetivo de suficiencia</u> . El presente reglamento no define ni establece criterios claros para definir los valores objetivos asociados a las dos métricas que establece (LOLE y EENS). Se define que el informe de precio de nudo será la instancia para establecer, <u>cada cuatro años</u> , las métricas LOLE y ENSS. Es desde lo anterior que no se establecen cuáles serán los principios que guiarán la definición de dichas métricas, ni cuales serán los principales parámetros que se utilizarán en su definición. Se sugiere dejar de forma explícita, establecido desde el nivel de Reglamento, <u>la definición de las métricas</u> indicadas anteriormente son críticas porque las metodologías que se están definiendo para asignación de potencia a las unidades utilizan dichos parámetros.	
341	SW Operations S.A.	33	El concepto de métrica de suficiencia es vago y no se conforma con el concepto de suficiencia definido por la Ley	La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, considerando la capacidad de generación de las instalaciones y su adecuación para satisfacer la demanda del Sistema o subsistema.
342	Asociación de Empresas de Gas Natural A.G.	33	Considerando que la elaboración de las Normas Técnicas representan un proceso con niveles de participación de la industria significativamente inferiores que un Reglamento, la decisión de relegar la definición de Métrica de Suficiencia a la Norma Técnica representa un riesgo regulatorio insalvable para la industria, debido a la importancia que tiene en la determinación de la totalidad de los montos de pago por Potencia de Suficiencia.	Se solicita agregar en el artículo 33 una definición de Métrica de Suficiencia, que esté consensuada con la industria.
343	Consejo Minero	33	Si bien se especifica que existirá una Métrica de Suficiencia, su definición se posterga a una Norma Técnica, lo que nos parece inapropiado dado que fue parte de las discusiones de la Mesa y no se expresó que faltaran antecedentes al respecto.	
344	GPM-AG	33	La métrica de suficiencia, de acuerdo a lo indicado el artículo, será definida por la CNE. Esta definición no tiene ni plazo ni forma, ni menos una directriz explícita en el Reglamento, que solo le menciona ciertos indicadores de suficiencia que podría elegir. La definición de la métrica debe ser en un proceso reglado, por lo que se solicita que se incluya en el estudio cuatrienal de definición del objetivo de suficiencia (indicado en el artículo 34). Además el Reglamento debe indicar ciertos principios que debe seguir su definición.	"La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica <u>cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Su definición debe considerar las características del Sistema Eléctrico Nacional, y la composición de su matriz de generación, siendo coherente con el Objetivo de Suficiencia. Para la definición de la métrica de suficiencia, la CNE podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en ingles), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.</u>
345	Inkia Energy	33	Si bien es necesario definir una métrica de suficiencia, en el reglamento solo se instruye que esto se hará a partir de la norma técnica pero hacer esto sin definir cuales serán los objetivos y/o lineamientos de operación del sistema podría resultar en la implementación de una metodología completamente arbitraria	El reglamento debe definir un objetivo y/o lineamiento que oriente y permita definir una métrica de suficiencia posteriormente por la Comisión en la Norma Técnica.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
346	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	33	Si bien se especifica que existirá una Métrica de Suficiencia, esta queda al arbitrio de la CNE en la Norma Técnica. Estando de acuerdo con el concepto, habrá que esperar hasta la Norma Técnica para poder comentar si la métrica definida es la más adecuada o no.	
347	Anglo American	33	Si bien se especifica que existirá una Métrica de Suficiencia, esta queda al arbitrio de la CNE en la Norma Técnica. Estando de acuerdo con el concepto de definir la Métrica, se considera innecesario esperar hasta la Norma Técnica la defina, considerando que para ello pueden pasar varios años.	Se solicita definir en el presente reglamento, en base a los estudios presentados en la discusión del reglamento de potencia de suficiencia, cual será la métrica de suficiencia sobre la cual trabajará la Norma Técnica.
348	ENORCHILE S.A	33	En el artículo 33 no se establece claramente cuáles son las reglas para determinar la métrica de suficiencia, esto quedará al arbitrio de la CNE. La métrica de suficiencia es uno de los factores más importantes a la hora de determinar la razón de por qué se instalará o no una planta generadora que aporta suficiencia al sistema, en el artículo tampoco se establece bandas ni limitaciones a la propuesta que realizará la CNE, cito textual: " <i>podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras</i> ". Las normas de mayor jerarquía deben establecer los límites razonables dentro de los cuales podrá fluctuar las disposiciones de menor jerarquía legal, por tanto, se solicita establecer claramente cuales son las métricas que podrá utilizar la CNE.	La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, y para tal efecto podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés). Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.
349	Generadora Metropolitana	33	El artículo habla acerca de que la Comisión debe especificar la Métrica de Suficiencia en la NT, sin embargo no especifica plazos ni las directrices que debe considerar para determinar dicha métrica, dejando esto a discrecionalidad del Regulador.	Especificar en qué plazos y bajo qué criterios la CNE definirá la Métrica de suficiencia. Agregar texto explicativa a la Norma Técnica
350	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	33	Si bien la definición de una métrica de suficiencia constituye un avance con respecto al reglamento que se deroga, el nuevo reglamento deja abierto este concepto, pudiendo utilizarse el LOLE, el EENS, u otro a criterio de la Comisión	Especificar la métrica de suficiencia en el nuevo reglamento, dejando para la Norma Técnica solo los detalles del procedimiento de cálculo
351	Generadora Azul SpA	33	Se solicita que la definición de la Métrica de Suficiencia se haga, desde ya, en un Reglamento de Ejecución, y no en una norma de menor rango, como una Norma Técnica, de forma que entregue certeza jurídica necesaria para estas inversiones y dada la importancia del atributo en comento. Además, la Métrica de Suficiencia debe considerar o usar, como referencia, alguna norma generalmente aceptada o internacional, la que, además, distinga según el tamaño de la Unidad de Generación, respetando de esa forma la Ley de Pymes. Por último, la Métrica de Suficiencia debe tener una estabilidad mínima de largo plazo acorde con la Política Nacional de Energía.	N/A
352	El Pelicano Solar Company	33	La métrica de suficiencia y otros aspectos asociados a contribución a la suficiencia (adequacy) de las plantas generadoras que se actualizará periódicamente debe poder incluir, entre otros, los incentivos para aumentar la capacidad de generación flexible efectiva (a modo de ejemplo: una central térmica que reduce su Mínimo Técnico y su tiempo de partida tiene un mayor aporte a la suficiencia -incluida la de corto plazo- que una central más lenta y de MT mayor)	Referir los comentarios de la Consulta Ciudadana como insumo para la formulación de la NT.
353	Prime Energía Spa	33	El reglamento debe establecer que la Métrica de Suficiencia que se defina debe cumplir con los objetivos de la LGSE: suministrar la Potencia de Punta con una confiabilidad compatible con la suficiencia del sistema.	Artículo 33.- La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, cumpliendo con los objetivos de suministrar la Potencia de Punta con una confiabilidad compatible con la suficiencia del sistema. Para tal efecto podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.
354	Collahuasi	33	El Considerando 8 de la propuesta de reglamento indica la intención de perfeccionar la regulación relativa a las transferencias de potencia con el objetivo de contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia en el sistema eléctrico nacional. De manera complementaria, el Artículo 1 de la propuesta de reglamento indica "El presente reglamento tiene por objeto establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos". Si bien el Capítulo 4, en los Artículos 33 y 34, describe las métricas de suficiencia posibles de utilizar: LOLE, EENS, entre otras; no define un objetivo de suficiencia, ni establecen una metodología, procedimiento o criterios claros, objetivos, transparentes y verificables para determinar el objetivo de suficiencia que se deriva de las métricas indicadas. La definición de las métricas indicadas anteriormente son críticas porque las metodologías que se están definiendo para asignación de potencia a las unidades utilizan dichos parámetros, y los resultados de la evaluación, son altamente dependientes de la definición del nivel de confiabilidad objetivo del sistema o subsistema de interés.	En los Artículos 33 y 34, describe las métricas de suficiencia posibles de utilizar: LOLE, EENS, entre otras; no define un objetivo de suficiencia, ni establecen una metodología, procedimiento o criterios claros, objetivos, transparentes y verificables para determinar el objetivo de suficiencia que se deriva de las métricas indicadas. Lo anterior no está alineado con los requerimientos establecidos en el Considerando 8 y Artículo 1 de la propuesta de reglamento.
355	Espejo de Tarapaca SpA	33	Definir una Métrica de Suficiencia en el Reglamento que permita dar las señales de mercado adecuadas para lograr los objetivos planteados en el artículo 1 y Considerando 8 del borrador de reglamento en consideración que la incertidumbre que genera el presente reglamento a los participantes del mercado no promoverá el desarrollo de las instalaciones que requiere el SEN. De acuerdo a presentaciones del Ministerio de Energía en las mesas de trabajo, existen referencias internacionales del uso de LOLE suficientes para definirlo en este reglamento.	Artículo 33.- La Métrica de Suficiencia será la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés).
356	Espinosa S.A.	33	Se plantea que la métrica de suficiencia será definida por la CNE. Se requiere incluir una definición acotada, simple, clara y explícita en el Reglamento, ya que solo menciona ciertos indicadores de suficiencia que se podrían considerar. La definición de la métrica debe estar en un proceso reglado y con opción de presentar discrepancias, si así se diera el caso.	Se sugiere que la definición de la Métrica de Suficiencia que entregará la Comisión Nacional de Energía, sea definida cada 4 años con ocasión de la publicación del Informe Técnico, a que hace referencia el artículo 50° del Decreto Supremo N°86.
357	Reliable Nueva Energía S.A.	33	No hay claridad de la metodología a utilizar, más bien se da unos ejemplos de cuál podría ser. Es importante acotar la definición para dar certidumbre a la métrica. Tal como está quedando definida en el reglamento podría ser cualquier cosa. Es recomendable dejar una directriz establecida en el reglamento. No se establece la relación que debe haber entre Métrica de Suficiencia y Objetivo de Suficiencia. Ambas definiciones depende de la otra y no hay claridad cual se determina primero.	Mejor la directriz que se quiere dar a esta definición

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
358	Generadoras de Chile	34	<p>Respecto al Artículo 34, sobre la definición del Objetivo de Suficiencia, la Comisión debiera considerar además de los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía, el costo de falla de los consumidores y los costos de inversión y operación de los recursos que aportan confiabilidad al sistema.</p> <p>Adicionalmente, sobre la frecuencia de revisión del Objetivo de Suficiencia, no es clara la necesidad de revisar y cambiar los objetivos cada 4 años, ya que de haber un cambio tan frecuente se impide dar certeza regulatoria a los proyectos en desarrollo. Se propone establecer en el reglamento un rango en que se permita limitar la incertidumbre en el mediano y largo plazo. Esto considerando que el primer valor para el Objetivo de Suficiencia estaría disponible luego de que se publique la Norma Técnica y que se dé inicio al estudio de la unidad de punta. Un problema similar se presenta al no establecer ahora criterios más precisos para la definición de subsistemas y clusters para el cálculo del ELCC.</p>	<p>El Objetivo de Suficiencia será revisado por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a la publicación de la resolución exenta que lo define.</p> <p>Para efectos de la determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía, y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes. Además deberá incluir un objetivo de minimización de los costos de falla de los consumidores, costos de inversión y operación de los recursos que aportan confiabilidad al sistema. 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.</p> <p>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.</p> <p>La Comisión deberá elaborar y publicar un informe técnico definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe técnico.</p>
359	Oceanus Chile SpA	34	De acuerdo a la observación general anterior, en caso de no ser posible establecer un valor fijo de horas por año, se solicita definir un rango aceptable para el sistema o subsistema correspondiente, que permita disminuir la incertidumbre de este parámetro en el cálculo de la potencia de suficiencia de cada unidad o sistema de almacenamiento. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	<p>Artículo 34.- El Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace y deberá mantenerse en un rango de 2 y las 4 horas de falla cada año. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a la publicación de la resolución exenta que lo define.</p> <p>Para efectos de la determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas 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.</p>
360	Coordinador Eléctrico Nacional	34	<i>El Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía...</i>	<p>Es oportuno precisar que este "Objetivo de Suficiencia" sólo podrá ser alcanzado con una Demanda agregada del sistema o subsistema que puede que jamás se registre. Desde otro punto de vista, el nivel de sobreinstalación sólo se puede ver exigido si la demanda de potencia es significativamente mayor a la que registrará el sistema eléctrico.</p> <p>A lo anterior se suma el hecho que las trayectorias de cotas de los embalses se resuelven con una demanda prevista que debe ser sustancialmente menor a la demanda necesaria para alcanzar el "Objetivo de Suficiencia".</p>
361	EDF Andes	34	De acuerdo a la observación general anterior, en caso de no ser posible establecer un valor fijo de horas por año, se solicita definir un rango aceptable para el sistema o subsistema correspondiente, que permita disminuir la incertidumbre de este parámetro en el cálculo de la potencia de suficiencia de cada unidad o sistema de almacenamiento. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	<p>Artículo 34.- El Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace y deberá mantenerse en un rango de 2 y las 4 horas de falla cada año. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a la publicación de la resolución exenta que lo define.</p> <p>Para efectos de la determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas 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.</p>
362	APEMEC	34	Se indica que el Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a la publicación de la resolución exenta que lo define.	Estando de acuerdo con el concepto de que se fije un objetivo de suficiencia, y que este se mantenga por al menos 4 años, no parece adecuado que el Informe Técnico de costos de la unidad de punta sea el instrumento más idóneo para dicha definición. Siendo el objetivo de suficiencia un elemento importante del diseño eléctrico, quizá sea más adecuado incluirlo en instancias como la PELP.
363	H2 Chile	34	De acuerdo a la observación general anterior, en caso de no ser posible establecer un valor fijo de horas por año, se solicita definir un rango aceptable para el sistema o subsistema correspondiente, que permita disminuir la incertidumbre de este parámetro en el cálculo de la potencia de suficiencia de cada unidad o sistema de almacenamiento. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	<p>Artículo 34.- El Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace y deberá mantenerse en un rango de 2 y las 4 horas de falla cada año. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a la publicación de la resolución exenta que lo define.</p> <p>Para efectos de la determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas 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.</p>
364	Inkia Energy	34	Si bien es necesario definir un objetivo de suficiencia, en el reglamento solo se instruye que esto se hará a partir de la norma técnica pero hacer esto sin definir cuales serán los objetivos y/o lineamientos de operación del sistema podría resultar en la implementación de una metodología completamente arbitraria	El reglamento debe definir un objetivo y/o lineamiento que oriente y permita definir un objetivo de suficiencia posteriormente por la Comisión en la Norma Técnica.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
365	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	34	Se indica que el Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a la publicación de la resolución exenta que lo define.	Estando de acuerdo con el concepto de que se fije un objetivo de suficiencia, y que este se mantenga por al menos 4 años, no parece que el Informe Técnico de costos de la unidad de punta sea el instrumento más idóneo para dicha definición. Siendo el objetivo de suficiencia un elemento importante del diseño eléctrico, quizá sea más adecuado incluirlo en instancias como la PELP.
366	Transec S.A	34	En el último inciso del artículo 34, se indica que, la Comisión deberá elaborar y publicar un informe técnico definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundamentadamente las observaciones recibidas al informe técnico en el que la Comisión defina el objetivo de suficiencia. Al respecto, con el objetivo de brindar una mayor certeza respecto de lo anterior, se solicita precisar un plazo en que la Comisión publicará dicho informe técnico en el que se indiquen las observaciones aceptadas, total o parcialmente, o rechazadas fundamentadamente.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar un plazo en que la Comisión publicará dicho informe técnico en el que se indiquen las observaciones aceptadas, total o parcialmente, o rechazadas fundamentadamente.
367	Latin America Power S.A.	34	El objetivo de suficiencia debe ser definido de la minimización de costos del costo de falla de los usuarios finales y el costo de inversión y operación de los recursos que aporten confiabilidad. Sin perjuicio de lo anterior, la autoridad puede definir un objetivo de confiabilidad tomando en cuenta los elementos anteriores, así como otros elementos de política pública. Es por ello, que se debe incluir dentro del análisis para la determinación del objetivo de confiabilidad, el costo de falla y los costos de los recursos que pueden aportar confiabilidad al sistema.	El Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a la publicación de la resolución exenta que lo define. Para efectos de la determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía, así como el costo de falla y de los recursos que pueden aportar confiabilidad, y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas 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 fundamentadamente las observaciones recibidas al informe técnico.
368	ENORCHILE S.A	34	En artículo 34 se indica que "... Asimismo, la Comisión deberá elaborar y publicar en su página web un informe técnico con la definición de dicho objetivo. " En el artículo no se da lineamientos a la CNE sobre los límites del objetivo de suficiencia ni tampoco se establece la naturaleza de dicho objetivo de suficiencia. Quedando esta definición al arbitrio de la CNE. Se solicita que en tanto para la determinación del Objetivo de Suficiencia como para la definición del objetivo de suficiencia sean evaluados los impactos de múltiples escenarios y distintas naturalezas de objetivos de suficiencia, los cuales sean acordes a las políticas públicas establecidas por el Ministerio. Asimismo, se solicita que la definición de objetivo de suficiencia sea única y permanente, que no se cambie cada 4 años con ocasión de la determinación del objetivo de suficiencia. De tal forma que se establezcan los cambios regulatorios.	Para efectos de la Definición y Determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes. El referido informe deberá contener, al menos, los insumos, supuestos, análisis y simulaciones de múltiples escenarios que justifiquen los resultados obtenidos, asimismo, deberá contener también el impacto en los coordinados del resultado de las distintas simulaciones.
369	Generadora Metropolitana	34	El artículo habla acerca de que la Comisión debe definir, cada 4 años, en el informe de Precio de Nudo Corto Plazo el Objetivo de Suficiencia. Sin conocer la metodología con la que se definirá el Objetivo de Suficiencia, es difícil saber si la periodicidad es la adecuada. El Objetivo de Suficiencia se debe determinar pensando en una señalidad de estabilidad en el largo plazo. El Reglamento debe señalar cuáles son los principios generales o directrices que la Comisión debe tomar para determinar este Objetivo de Suficiencia. Finalmente, dada la relevancia que tiene el Objetivo de Suficiencia en los cálculos de las transferencias de potencia, no parece adecuado que éste esté alojado en un instrumento que no permite ser discrepado ante el Panel de Expertos.	La periodicidad de definición del Objetivo de Suficiencia tiene que ir de la mano con la metodología, pensando en una señal de estabilidad en el largo plazo, por lo tanto, al menos se deben definir directrices en el presente Reglamento, para disminuir la discrecionalidad del Regulador. Además, estos cálculos deben realizarse en un instrumento que permita levantar discrepancias en el Panel de Expertos.
370	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	34	Según este artículo, el Objetivo de Suficiencia quedará definido mediante el informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del DS N°86, es decir, el estudio de Unidad de Punta.	Se sugiere establecer en este reglamento algo criterio para definir el Objetivo de Suficiencia
371	Generadora Azul SpA	34	Se solicita que el Objetivo de Suficiencia sea definido desde ya, en un Reglamento de Ejecución, y no en una norma de menor rango, como una Norma Técnica, de forma que entregue certeza jurídica necesaria para estas inversiones. Además, el Objetivo de Suficiencia debe considerar alguna norma generalmente aceptada o internacional, que, a su vez, distinga según el tamaño de la Unidad de Generación, respetando de esa forma la Ley de Pymes. Por último, el Objetivo de Suficiencia debe tener una estabilidad de largo plazo acorde con la Política Nacional de Energía.	N/A
372	Prime Energía Spa	34	Inciso segundo: el objetivo de suficiencia debería responder a cumplir lo establecido en la LGSE, en relación a asegurar la suficiencia del sistema para el suministro de la demanda de punta con una confiabilidad determinada. No se podría definir un objetivo de suficiencia que cumpla con políticas públicas pero que no asegure la suficiencia del sistema en los términos establecidos en la LGSE. Adicionalmente al cumplimiento de políticas públicas, el objetivo de suficiencia debe considerar la evaluación de económica de la energía no suministrada esperada valorizada al costo de falla resultante del objetivo de suficiencia vs el costo de la capacidad de generación adicional que permita eliminar dicha energía no suministrada esperada. Último Inciso: se solicita, al igual que en otros reglamentos y normas técnicas, que se respondan cada una de las observaciones efectuadas.	Para efectos de la determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar en primer lugar lo dispuesto en la Ley, asegurando la suficiencia del sistema para el suministro de la demanda de punta, luego, podrá considerar otros objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas 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.
373	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	34	El Objetivo de suficiencia debería ser una métrica no modificable en el tiempo, i.e. "one day in ten years".	Eliminar "cada cuatro años".
374	Pacific Hydro Chile S.A.	34	El Objetivo de suficiencia debería ser una métrica no modificable en el tiempo, i.e. "one day in ten years".	Eliminar "cada cuatro años".

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
375	Eléctrica Puntilla S.A.	35	La Unidad Ventanas I se encontraba bajo ERE y a pesar de que el CEN requirió de dicha unidad en la situación de estrechez de oferta vivida el presente año, por oposición de comunidades y autoridades locales, la central en cuestión no ingresó a la operación del sistema. Esta situación es perfectamente extensible para las centrales que en el futuro se acojan al ERE y, por tanto, obliga a revisar los pagos injustificados que dicho estado otorga a unidades generadoras que están retiradas de la operación.	Eliminar el Título III.
376	Coordinador Eléctrico Nacional	35	TÍTULO III ESTADO DE RESERVA ESTRATÉGICA	Este título reúne aspectos fundamentalmente operativos tendientes a resolver el Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora. Se sugiere disponer de un instrumento exclusivo y no necesariamente que sea parte del Reglamento de Potencia.
377	ELEKTRAGEN	35	Observación General al ERE: No queda claro a lo largo del borrador del reglamento como una unidad en ERE entra al cálculo de suficiencia. No se establece si será incluida en la modelación o ELCC, o llegará al cálculo de manera externa, con una potencia preliminar que no refleje adecuadamente su aporte a la suficiencia (razón de la implementación del ELCC). Si estuviese incorporada en el método ELCC, dicha modelación debe ser coherente con una unidad apagada, y que tiene tiempos de convocación equivalentes a los indicados en el Reglamento. En cambio, si llega al cálculo "por fuera", se estaría en una contradicción, ya que los objetivos indicados en el considerando 8 indican que la implementación de las modificaciones buscan "contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema".	Se solicita explicitar en el texto la metodología de asignación de suficiencia de unidades en ERE.
378	APEMEC	35	El Estado de Reserva Estratégica (ERE) no tiene relación con un tema de potencia, sino más bien uno de energía. Por ello, no parece adecuado que reciban remuneración de potencia reduciendo la del resto de los generadores. La Reserva Estratégica, cualquiera sea su finalidad, poco o nada tiene que ver con la potencia de suficiencia del sistema. De hecho, una central desconectada y que no está en condiciones de ser despachada no le aporta potencia al sistema y por lo tanto nada tiene que hacer en el mecanismo de remuneración de potencia. Cuestión distinta es que tal central esté de respaldo para situaciones de escasez de energía. Si tal es la finalidad de la reserva estratégica, debería existir un cargo ad hoc para ella. Incluirla en el cargo por potencia es conceptualmente equivocado y distorsionador, pues impide que el mecanismo de remuneración de potencia cumpla con su finalidad. En los mercados que usan reserva estratégica, y como contrapartida al cargo adhoc que reciben, los generadores en reserva cuando entran a operar, lo hacen a un precio de escasez fijando un máximo para el costo marginal de energía, lo que afectaría las transferencias de energía, pero no las de potencia.	Solicitamos eliminar el ERE, pues no consideramos adecuado introducir este concepto en el Reglamento de Potencia, más aun si no se explicita claramente cual es el servicio que recibirá el sistema. Una vez que eso esté bien definido, este concepto debiera estar en un reglamento de transferencias de energía.
379	GPM-AG	35	Observación General al ERE: No queda claro a lo largo del borrador del reglamento como una unidad en ERE entra al cálculo de suficiencia. No se establece si será incluida en la modelación o ELCC, o llegará al cálculo de manera externa, con una potencia preliminar que no refleje adecuadamente su aporte a la suficiencia (razón de la implementación del ELCC). Si estuviese incorporada en el método ELCC, dicha modelación debe ser coherente con una unidad apagada, y que tiene tiempos de convocación equivalentes a los indicados en el Reglamento. En cambio, si llega al cálculo "por fuera", se estaría en una contradicción, ya que los objetivos indicados en el considerando 8 indican que la implementación de las modificaciones buscan "contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema".	Se solicita explicitar en el texto la metodología de asignación de suficiencia de unidades en ERE.
380	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	35	El Estado de Reserva Estratégica (ERE) no tiene relación con la remuneración de potencia, sino con el de energía. Por ello, no parece adecuado que reciban remuneración de potencia reduciendo la del resto de los generadores. Esto porque una central desconectada y que no está en condiciones de ser despachada no le aporta potencia al sistema y por lo tanto nada tiene que hacer en el mecanismo de remuneración de potencia. Cuestión distinta es que tal central esté de respaldo para situaciones de escasez de energía. Si tal es la finalidad de la Reserva Estratégica, debería existir un cargo ad hoc para ella. Incluirla en el cargo por potencia es conceptualmente equivocado y distorsionador, pues impide que el mecanismo de remuneración de potencia cumpla con su finalidad. En los mercados que usan reserva estratégica, y como contrapartida al cargo adhoc que reciben, los generadores en reserva cuando entran a operar, lo hacen a un precio de escasez 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 el concepto de Reserva Estratégica en el Reglamento de Potencia, más aun si no se explicita claramente cual es el servicio que recibirá el sistema. Una vez definido el servicio que prestan esas centrales, el concepto de ERE debiera estar en un reglamento de transferencias de energía o Servicios Complementarios.
381	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	35	El Estado de Reserva Estratégica (ERE) no tiene relación con un tema de potencia, sino más bien uno de energía. Por ello, no parece adecuado que reciban remuneración de potencia reduciendo la del resto de los generadores. La Reserva Estratégica, cualquiera sea su finalidad, poco o nada tiene que ver con la potencia de suficiencia del sistema. De hecho, una central desconectada y que no está en condiciones de ser despachada no le aporta potencia al sistema y, por lo tanto, nada tiene que hacer en el mecanismo de remuneración de potencia. Cuestión distinta es que tal central esté de respaldo para situaciones de escasez de energía. Si tal es la finalidad de la reserva estratégica, debería existir un cargo ad hoc para ella. Incluirla en el cargo por potencia es conceptualmente equivocado y distorsionador, pues impide que el mecanismo de remuneración de potencia cumpla con su finalidad. En los mercados que usan reserva estratégica, y como contrapartida al cargo adhoc que reciben, los generadores en reserva cuando entran a operar, lo hacen a un precio de escasez 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 en el Reglamento de Potencia, más aun si no se explicita claramente cual es el servicio que recibirá el sistema. Una vez que eso esté bien definido, este concepto debiera estar en un reglamento de transferencias de energía.
382	Anglo American	35	Respecto del Estado de Reserva Estratégica, considerando que los clientes finalmente pagan este servicio en el cargo por potencia, se considera necesario que se transparente lo que se está remunerando y se justifiquen los costos que se le reconocen para que dicho servicio sea prestado en forma eficiente	Se solicita incorporar un artículo que especifique que anualmente el Coordinador Eléctrico Nacional deberá realizar un análisis de los pagos de potencia de suficiencia que se realizan por Estado de Reserva Estratégica donde evalúe si es óptimo para el sistema disponer de dicha capacidad a tal costo, en base al objetivo de suficiencia del sistema.
383	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	35	El Estado de Reserva Estratégica (ERE) es un concepto que no tiene que ver con la suficiencia del sistema, sino que es más bien una reserva que queda disponible en situaciones en las que se prevea escasez de energía. Las centrales que se encuentran en esta condición por defecto se encuentran desconectadas del sistema y no tienen capacidad de responder de forma inmediata en las horas de mayor estrés del sistema, lo cual significa que no pueden prestar el servicio de potencia de suficiencia mientras se encuentran en este estado. Por lo tanto, no corresponde que las centrales que se acojan al ERE sean remuneradas por concepto de potencia de suficiencia, salvo que sean convocadas al despacho, y de esta manera puedan aportar suficiencia al sistema.	Eliminar Título III, y cualquier otra referencia al Estado de Reserva Estratégica dentro del reglamento. Este concepto debería estar definido en otro reglamento.
384	Engie Energía Chile	36	Las métricas definidas en el Artículo, particularmente los umbrales de costo de operación y falla, costo marginal promedio esperado y costo variable promedio de las Unidades Generadoras que se encuentren conectadas al sistema, deben tener a la vista que la propuesta de reglamento de potencia se basa en establecer el nivel de demanda que es posible de abastecer teniendo en consideración un nivel de confiabilidad objetivo (ELCC). Por lo anterior, se sugiere relacionar los umbrales definidos para la evaluación de solicitud de reserva estratégica con objetivos de confiabilidad objetivo del sistema.	
385	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	36	La evaluación de paso a ERE de una unidad debe ser evaluada en su mérito de confiabilidad y no en cómo impacta el costo marginal de energía, en ese sentido se está velando por la no manipulación de señales de corto plazo en el mercado que es materia de la Unidad de Monitoreo de la Competencia y/o Fiscalía Nacional Económica. No a nivel de reglamento de potencia.	Eliminar artículo 36.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
386	Guacolda Energía SpA	36	¿Cuales son las bases/supuestos de modelación para constrastrar el aumento significativo? ¿Que hidrología será considerada? Cuando se habla de valor esperado, ¿corresponde al promedio o sumatoria simple durante el periodo de analisis o al valor presente neto de estos?	
387	Pacific Hydro Chile S.A.	36	La evaluación de paso a ERE de una unidad debe ser evaluada en su mérito de confiabilidad y no en cómo impacta el costo marginal de energía, en ese sentido se está velando por la no manipulación de señales de corto plazo en el mercado que es materia de la Unidad de Monitoreo de la Competencia y/o Fiscalía Nacional Económica. No a nivel de reglamento de potencia.	Eliminar artículo 36.
388	Synex Ingenieros Consultores	36	El texto señala: ...a) El cambio de estado de la Unidad Generadora produce alzas en el costo marginal promedio esperado, proyectado a 5 años del sistema, superiores al 25% del costo variable de dicha unidad; y, b) El costo marginal promedio esperado, proyectado a 5 años, en el escenario en que la Unidad Generadora cambia a Estado de Reserva Estratégica, es de al menos un 75% del costo variable promedio de las Unidades Generadoras que se encuentren conectadas al sistema, que no se encuentran en Estado de Reserva Estratégica, y que utilizan el mismo Insumo Principal que dicha unidad. En el caso de que no existan Unidades Generadoras en el Sistema que cumplan con lo anterior, para determinar el costo variable promedio, se empleará el costo variable de la Unidad Generadora que solicita el cambio a Estado de Reserva Estratégica. Observación: Debe aclararse si el costo variable promedio corresponde a un promedio simple o ponderado por el valor de la unidad.	-
389	Synex Ingenieros Consultores	36	El texto señala: Adicionalmente, para los mismos efectos señalados en el inciso primero del presente artículo, se entenderá por afectación significativa de la seguridad de servicio global o local, cuando el cambio de una Unidad Generadora a Estado de Reserva Estratégica implique que los recursos técnicos existentes no permitan dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio, requiriendo de nueva infraestructura para la prestación de servicios complementarios, según la naturaleza local o global de éstos. Observación: Condición de afectación significativa debería estar asociada a un monto mínimo de inversión en la nueva infraestructura.	-
390	Asociación de Concentración Solar de Potencia, A.G / ACSP RUT 65.174.785-6	37	Hay ausencia de criterios de flexibilidad para la asignación de la potencia de suficiencia reconocida a plantas nuevas que permiten entregar este atributo, habiéndose propuesto esto por parte del Ministerio de Energía durante las mesas de trabajo como parte fundamental para alcanzar las metas de política pública indicadas en la Estrategia de Flexibilidad, Descarbonización, entre otras. De esta manera no se entrega señal de desarrollo que viabilice inversiones de largo plazo en centrales que permiten entregar capacidad que permita cumplir con el Objetivo de Suficiencia y entregar la capacidad de generación necesaria en los momentos de mayor exigencia del sistema, esto es durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema y en situaciones de baja disponibilidad de combustibles.	Se solicita incluir la componente de Potencia Flexible y eficiente para el reconocimiento de suficiencia para centrales nuevas que entren al sistema, tal como en la propuesta conceptual inicial presentada por el Ministerio de Energía en las Mesas de Trabajo. El mercado de la suficiencia debiera considerar esta señal que permite el cumplimiento de los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía (descarbonización, hidrógeno verde, metas de generación de energías renovables, etc.). No es lo mismo una central que puede entregar capacidad de generación confiable en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, en comparación con centrales de generación que no cumplen con sus pronósticos de producción, y también particularmente en comparación a aquellas incluidas en el estado de reserva estratégica, que se demoran un plazo de 60 días corridos desde el aviso que el Coordinador le dé al correspondiente Participante del Balance de Potencia, por lo que ralmente no aportan componente de Potencia Flexible. y por lo que no deberían ser remuneradas de manera equivalente a las que si lo aportan en el mercado de suficiencia. Se solicita incluir por lo tanto un incentivo a las centrales que tienen capacidad de entregar Potencia Flexible y eficiente, y una penalización a las centrales que no tienen esta capacidad, en particular aquellas acogidas a estado de reserva estratégica las cuales sólo deberán estar en condiciones para inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional en 60 días desde su llamado, Además, se debería remunerar la Potencia de Suficiencia de aquellos que eficiente y flexiblemente aportan a la suficiencia objetivo del sistema, ordenándolas por costo variable. Se solicita Incorporar una componente del precio de la potencia a favor de las unidades generadoras que cumplen con su generación pronosticada en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, y en contra de aquellas unidades que no cumplen con sus pronósticos de producción en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema.
391	Guacolda Energía SpA	38	¿Cuales son las bases/supuestos de modelación para constrastrar los deficit o afectaciones indicadas en este artículo?	
392	Generadoras de Chile	40	En el Artículo 37 propone que, en el caso de unidades en Estado de Reserva Estratégica, el Coordinador podrá convocar a unidades al despacho en un plazo de 60 días desde la fecha de aviso. Sin embargo, en el Artículo 40 se establece que el Coordinador podrá anular o rechazar el llamado a operación de una unidad en Estado de Reserva Estratégica con una anticipación de 7 días, lo que parece ser un plazo muy acotado para revertir una decisión de este tipo y podría conllevar problemas logísticos, como por ejemplo traslado de personal y otros, por lo cual se sugiere aumentar el plazo indicado a 15 días.	En el periodo que medie entre la convocatoria realizada por el Coordinador y el momento en que la unidad inicie sus inyecciones o se cumpla el plazo indicado en el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento, el Coordinador podrá dejar sin efecto la convocatoria en caso que se hayan dejado de cumplir las condiciones indicadas en el artículo 38.- del presente reglamento. En el mismo periodo, el Coordinador podrá postergar la fecha en la que la central sea convocada al despacho, si prevé que las condiciones identificadas en el artículo 38.- del presente reglamento ocurrirán con posterioridad a lo previsto cuando se realizó la convocatoria. El dejar sin efecto la convocatoria o su postergación deberá realizarse con una anticipación de al menos 15 días hábiles al cumplimiento del plazo indicado en el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento.
393	AES Andes	40	En relación al plazo propuesto para que el Coordinador pueda anular o rechazar el llamado a operación de una unidad en Estado de Reserva Estratégica, es importante considerar que un aviso con limitada anticipación podría conllevar problemas logísticos, como por ejemplo traslado de personal y otros, por lo cual se sugiere aumentar el plazo indicado a 15 días.	" En el periodo que medie entre la convocatoria realizada por el Coordinador y el momento en que la unidad inicie sus inyecciones o se cumpla el plazo indicado en el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento, el Coordinador podrá dejar sin efecto la convocatoria en caso que se hayan dejado de cumplir las condiciones indicadas en el artículo 38.- del presente reglamento. En el mismo periodo, el Coordinador podrá postergar la fecha en la que la central sea convocada al despacho, si prevé que las condiciones identificadas en el artículo 38.- del presente reglamento ocurrirán con posterioridad a lo previsto cuando se realizó la convocatoria. El dejar sin efecto la convocatoria o su postergación deberá realizarse con una anticipación de al menos 15 días al cumplimiento del plazo indicado en el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento."

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
394	Colbún S.A.	40	Estado de Reserva Estratégica. Posibilidad de que el CEN pueda suspender o postergar el llamado a despacho de una central que se encuentra en ERE. Hay preocupación por el plazo de 7 días de anticipación que se propone para dejar sin efecto la convocatoria o potergar la convocatoria, lo que ocasionaría un costo para la empresa propietaria de la central puesto que habrá tenido que incurrir en adecuaciones y costos fijos para operar nuevamente.	Proponemos eliminar el artículo 40 , o bien, alternativamente, modificar el artículo 40 incorporando la obligación de compensar a la empresa generadora propietaria de la Central que encontrándose en ERE había sido convocada al despacho y había incurrido en costos para cumplir con dicho requerimiento: <i>Artículo 40.- En el periodo que medie entre la convocatoria realizada por el Coordinador y el momento en que la unidad inicie sus inyecciones o se cumpla el plazo indicado en el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento, el Coordinador podrá dejar sin efecto la convocatoria en caso que se hayan dejado de cumplir las condiciones indicadas en el artículo 38.- del presente reglamento. En el mismo periodo, el Coordinador podrá postergar la fecha en la que la central sea convocada al despacho, si prevé que las condiciones identificadas en el artículo 38.- del presente reglamento ocurrirán con posterioridad a lo previsto cuando se realizó la convocatoria. El dejar sin efecto la convocatoria o su postergación deberá realizarse con una anticipación de al menos 7 días al cumplimiento del plazo indicado en el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento. En caso que el Coordinador deje sin efecto o postergue la convocatoria de la Unidad Generadora, en virtud de lo señalado en el presente artículo, se deberá compensar al respectivo Participante del Balance de Potencia por la totalidad de los gastos incurridos y comprometidos para los próximos 6 meses.</i>
395	Guacolda Energía SpA	40	¿Cuales son las bases/supuestos de modelación para constrastrar los deficit o afectaciones indicadas en este artículo?	
396	Guacolda Energía SpA	40	El tiempo de al menos 7 días de anticipación para dejar sin efecto la convocatoria al despacho de una unidad en ERE es muy ajustado. Esto debido a todo el trabajo que implica sacar a una unidad en ERE y dejarla disponible para el despacho.	...El dejar sin efecto la convocatoria o su postergación deberá realizarse con una anticipación de al menos 45 días al cumplimiento del plazo indicado en el inciso primero del artículo 37. del presente reglamento.
397	ELEKTRAGEN	41	El Reglamento debe considerar escenarios bajo los cuáles una unidad en ERE no pueda operar, por el motivo que sea (político/social/ambiental), tal como lo ocurrido con la unidad Ventanas 1 durante este año 2021. En dicho caso su aporte a la suficiencia debe ser nulo.	Considerar potencia preliminar nula en caso de imposibilidad de volver a la operación de unidades bajo ERE.
398	GPM-AG	41	El Reglamento debe considerar escenarios bajo los cuáles una unidad en ERE no pueda operar, por el motivo que sea (político/social/ambiental), tal como lo ocurrido con la unidad Ventanas 1 durante este año 2021. En dicho caso su aporte a la suficiencia debe ser nulo.	Considerar potencia preliminar nula en caso de imposibilidad de volver a la operación de unidades bajo ERE.
399	ACCIONA	41	Se entiende que cuando una central es convocada al despacho y no puede inyectar energía, o no opere adecuadamente, se considerará en "Estado No Disponible". No queda claro si este estado aplica en las estadísticas de las unidades. Además se solicita indicar específicamente que no se remunerará el periodo de Estado No Disponible, es decir, cuando la central vuelve a estar "Disponible" no se le remunera retroactivamente por el periodo en que estuvo No Disponible. Además, no se es preciso que acuanado ésta vuelva se comprueba que nuevamente es capaz de inyectar toda su potencia previa.	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 37.- y siguientes del presente reglamento, y ésta no se encuentre en condiciones de inyectar energía en el plazo indicado en el señalado artículo o no opere adecuadamente por un periodo igual o superior a 5 días corridos, de acuerdo a lo que establezca el Coordinador, dicha unidad se considerará en Estado No Disponible y no será remunerada. [hasta] Una vez que se compruebe que está en condiciones de inyectar energía mediante la realización de una prueba o verificación se considerará nuevamente en Estado de Reserva Estratégica y le corresponda nuevamente remuneración según lo indique el reglamento.
400	Espinosa S.A.	41	En caso de que una Unidad Generadora Estratégica al ser convocado al despacho, no se encuentre en condiciones de inyectar energía en el plazo indicado, dicha unidad debe ser eliminada de los balances de transferencias de potencia y se deberán reliquidar los pagos recibidos desde que la unidad se encontraba en Estado de Reserva Estratégico. Adicionalmente, las centrales que entren en el Estado de Reserva estratégico deberán comprobar anualmente que están en condiciones de inyectar energía y potencia.	
401	ACERA AG.	44	Se solicita otorgar al propietario de unidades de generación de tecnologías renovables variables, la posibilidad de seleccionar si el cálculo de la potencia inicial se realiza mediante las disposiciones vigentes, o bien si se realizar a partir de de la aplicación de ELCC propuesta en la presente modificación reglamentaria. Lo anterior, se justifica en la necesidad de realizar todos los análisis correspondientes para determinar correctamente como se debe aplicar el ELCC a las referidas tecnologías, el impacto en el reconocimiento de suficiencia, el impacto en otros mercados como en los precios de energía, evaluar si los resultados se ajustan a los compromisos vinculantes del país y evaluar propuestas para no afectar inversiones realizadas y futuras. Se propone que el Coordinador considere a las tecnologías renovables variables en el ELCC y determine su reconocimiento para analizar los resultados, pero que a efectos de las transferencias de potencia entre empresas generadoras, el propietario tenga la opción de seleccionar el régimen que le aplicará para el cálculo de su potencia inicial.	Artículo 44.- A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia ELCC, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual corresponderá al valor de potencia que se obtenga de la aplicación de la metodología probabilística denominada capacidad efectiva de suministro de demanda (ELCC, por sus siglas en inglés), y que caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda. En el caso de Unidades Generadoras de tecnologías Renovables Variables, para cada una de las unidades de generación, los propietarios deberán optar por alguna de las siguientes alternativas para el cálculo de la potencia inicial: 1) Aplicación de las disposiciones establecidas en el Reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto. 2) Se considerará como Potencia Inicial el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: -Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. - Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. En el caso de aquellas Unidades Generadoras de tecnologías Renovables Variables, cuyos propietarios opten por la opción 2) indicada precedentemente, El Coordinador deberá determinar la potencia ELCC para el análisis de resultados y control estadístico, sin considerar esos resultados para efectos del balance de transferencias de potencia...
402	ACERA AG.	44	No se establecen principios generales en relación al modelo ELCC con que deberá contar el Coordinador. Se sugiere explicitar que los resultados deberán ser reproducibles y trazables, y que el modelo deberá ser licitado, pudiendo observar las bases cualquier interesado.	Se requiere establecer por reglamento que el Coordinador deberá licitar el software para la determinación del reconocimiento por ELCC mediante licitaciones públicas nacionales e internacionales. Las bases podrán ser observadas por cualquier interesado. Asimismo, en ocasión a la realización de evaluaciones preliminares y definitivas deberá publicar todos los antecedentes que sean necesarios de manera de permitir replicar los resultados para la correcta revisión y trazabilidad de éstos. El Coordinador deberá disponer de licencias gratuitas del software para los interesados.
403	ACERA AG.	44	Se indica <i>"La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo"</i> . Se requiere especificar los lineamientos que se deben considerar para definir aspectos metodológicos y supuesto a nivel de Norma Técnica.	La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo. Estos aspectos y supuestos deberán estar alineados con la Política Energética del Chile, la Planificación Energética de Largo Plazo y los compromisos medio ambientales y climáticos suscritos por el país.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
404	ACERA AG.	44	<p>Se indica: " <i>Asimismo, la Norma Técnica deberá establecer un procedimiento para efectos de la determinación de las trayectorias de cotas de los embalses, a que hace referencia el literal i) del presente artículo. Para ello, deberá considerar, al menos, el modelo utilizado para la programación de la operación a que hace referencia el artículo 43 del Decreto Supremo N° 125, del 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o el que lo reemplace.</i> "</p> <p>Estos supuestos son de alto impacto y en los estudios, mandados por el MEN y ACERA, al consultor ISCI/SPEC se evidenciaron grandes diferencias en el reconocimiento de suficiencia de hasta en 50% para la solar fotovoltaica, solo por las diferencias entre los supuestos considerados para la cota de los embalses. Se observa que el manejo del agua embalsada (distintas trayectorias de cotas de los embalses) impacta directamente en el reconocimiento de potencia para las distintas unidades del sistema, en cuanto modifica los periodos en los cuales el sistema se ve mayormente expuesto a condiciones de escasez. Es decir, que el manejo de los volúmenes embalsados puede tener incidencia en la ubicación temporal de las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga. Esto tiene un impacto importante para las unidades renovables (principalmente solares fotovoltaicas e hidráulicas).</p> <p>Por otra parte, al requerir que se considere el modelo utilizado en la programación de la operación para la definición de las trayectorias de cotas, se debe verificar que no se evalúen aspectos de despacho económico en la determinación de la potencia de suficiencia. Adicional a lo anterior, se debe indicar si las cotas de los embalses serán prefijadas, de tal modo que en las simulaciones se incorpore la restricción de que la cota de un embalse sea igual al inicio y al final del año, de manera de que no exista un reconocimiento de energía adicional asociado a la diferencia de cota inicial y final.</p> <p>Es por ello que se solicita hacer estos estudios de manera previa y en función de los resultados establecer los principios generales para la modelación en el Reglamento.</p>	
405	ACERA AG.	44	<p>En el literal f se establece que se utilizará estadística de renovables de los últimos 5 años. En las mesas no se analizaron los impactos de la cantidad de años de data climatológica en los resultados ELCC. En otros mercados donde se están realizando variados estudios sobre la utilización de ELCC para renovables, antes de imponer dicha metodología en la regulación, se ha señalado como uno de los factores de mayor impacto en los resultados la cantidad de años de data climatológica que se consideren, esto por la gran variabilidad de recurso. En un estudio realizado en Irlanda se encontraron errores de hasta un 10% por usar 5 años de estadística. Dichos análisis debiesen ser realizados antes de establecer la metodología por reglamento.</p> <p>Referencias: https://www.pjm.com/~media/committees-groups/subcommittees/irs/postings/pris-task3b-best-practices-from-other-markets-final-report.aspx https://www.researchgate.net/publication/224173319_Capacity_value_of_wind_power_IEEE_Trans_Power_Syst</p>	Se solicita hacer evaluaciones para determinar el impacto a supuestos críticos de la metodología como lo es la cantidad de años de data climatológica considerados en las evaluaciones.
406	Enlase Generación Chile S.A.	44	<p>Se indica " <i>La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo.</i> "</p> <p>El Reglamento debiera contener algunos lineamientos básicos que establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología.</p>	
407	Enlase Generación Chile S.A.	44	<p>Se indica: " <i>Asimismo, la Norma Técnica deberá establecer un procedimiento para efectos de la determinación de las trayectorias de cotas de los embalses, a que hace referencia el literal i) del presente artículo. Para ello, deberá considerar, al menos, el modelo utilizado para la programación de la operación a que hace referencia el artículo 43 del Decreto Supremo N° 125, del 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o el que lo reemplace.</i> "</p> <p>El Reglamento debiera contener algunos lineamientos básicos que considerará par ale modelo utilizado en la programación de la operación para la definición de las trayectorias de cotas, se debe verificar que no se evalúen aspectos de despacho económico en la determinación de la potencia de suficiencia.</p>	
408	Eléctrica Puntilla S.A.	44	<p>No se especifica qué variante de la metodología ELCC se utilizará, a pesar de que el propio Ministerio de Energía mostró durante la discusión del reglamento que las variantes entregan resultados de cálculo de potencia preliminar. Esto es de suma importancia desde el punto de vista de la certeza jurídica y de los ingresos que se requieren para dar las debidas señales al mercado de potencia.</p>	Definir en este reglamento específicamente qué método ELCC en particular se utilizará.
409	ACENORA.G.	44	<p>Estando de acuerdo con el concepto de que la potencia de suficiencia reconozca el aporte marginal a ella de cada unidad, el artículo 44 y siguientes de este capítulo dice que una norma técnica definirá los criterios de cálculo del ELCC.</p> <p>La finalidad de un Reglamento debiera ser precisar estos aspectos y se esperaría que el Reglamento describiera paso por paso cómo hacer el cálculo del ELCC. Este Reglamento sólo esboza muy someramente el cálculo y no es posible incluir mayores comentarios sin conocer antes la norma técnica que aún no se elabora.</p> <p>Cabe señalar que los mercados que usan ELCC, normalmente tienen un diseño completo muy distinto al chileno, y además, usan distintas variantes del ELCC. En este Reglamento no se plantea que variante se usará, si es la más adecuada para el sistema chileno o no.</p>	Se solicita definir en el presente reglamento, en base a los estudios presentados en la discusión del reglamento de potencia de suficiencia, el detalle del procedimiento para la aplicación de la metodología ELCC.
410	Coordinador Eléctrico Nacional	44	<p>Se indica que la metodología para determinar la Potencia de Suficiencia de las unidades generadoras corresponderá al resultado del ELCC, al respecto se debe verificar preliminarmente que este modelo presente estabilidad en los resultados respecto a pequeñas variaciones en las métricas como por ejemplo, el IFOR, la Potencia Equivalente, los consumos propios, el factor de mantenimiento. La observación anterior se debe a que conviene estudiar si la diferencia de dos funciones decrecientes como las que compara el ELCC es necesariamente decreciente para obtener resultados estables.</p>	Se sugiere analizar la factibilidad de analizar con sensibilidades los resultados de estabilidad de los resultados del ELCC para variaciones en los parámetros de entrada, ya que el Coordinador se verá expuesto a correr dicho modelo durante muchas veces durante el año y para cada corrección u observación que realicen a los factores que inciden en su cálculo.
411	Coordinador Eléctrico Nacional	44	<p>Se distingue que la Metodología ELCC requiere de una gran cantidad de información enumeradas desde la letra a) hasta la m), sin embargo no se encuentran descritas las metodologías específicas que se requieren para poder aplicarlas. Si bien se da esta función a la NT, se observa que la cantidad de información a modelar es de gran envergadura y por lo tanto un modelo con estas características requeriría un tiempo considerable de ejecución, procesamiento y de obtención de resultados. Sin embargo se hace presente que el Coordinador debe ejecutar estos modelos constantemente para poder aplicar la normativa y se estima necesario estudiar la implementación de simplificaciones tanto al modelo como a los datos para su ejecución para que el Coordinador pueda emitir los cálculos oportunamente y para que no se transforme un modelo extremadamente complejo de manejar y ejecutar por parte de la industria.</p>	Se solicita estudiar la posibilidad de simplificar tanto el modelo como las variables de entrada que inciden en el modelo junto con las metodologías de detalle para poder aplicar cada literal de este artículo.
412	Coordinador Eléctrico Nacional	44	<p>Se sugiere incorporar en la redacción de este artículo que las metodologías de detalle para poder aplicar desde el literal a) al m) sean encomendadas a la NT, debido a que si no son descritas ni especificadas corresponderá al Coordinador aplicar metodologías de detalle que no se encuentran descritas en la regulación, lo que puede derivar en una serie de incertidumbre respecto de las metodologías que se deben aplicar.</p>	Se sugiere incluir una redacción que indique específicamente que la Norma Técnica debe describir las metodologías de detalles que sean necesarias para poder aplicar la información descrita en todos los literales de artículo.
413	Coordinador Eléctrico Nacional	44	<p>No resulta evidente la aplicación del modelo ELCC para obtener la potencia de suficiencia, el reglamento podría especificar los aspectos metodológicos generales y en la norma técnica detallar los aspectos específicos.</p>	Incorporar en el reglamento los aspectos metodológicos generales para determinar la potencia de suficiencia mediante el modelo ELCC.
414	Coordinador Eléctrico Nacional	44	<p>...</p> <p>a) <i>Métrica de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento.</i></p> <p>b) <i>Objetivo de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento.</i></p> <p>...</p>	La Métrica de Suficiencia es definida por la Norma Técnica (Art. 33) en tanto que el Objetivo de Suficiencia es definida por la Comisión cada 4 años (Art. 34). Se recomienda que la regla que utilice la Comisión sea parte de la Norma Técnica. Lo anterior se ve sustentado en el propio artículo que señala que la " <i>Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo</i> ".
415	Coordinador Eléctrico Nacional	44	<p>Este literal indica que se deben considerar las trayectorias de cotas de los embalses para cada hidrología. Sin embargo no se advierte como esas trayectorias de cotas deben agregarse al modelo. Al respecto cabe señalar que poder obtener trayectorias de cotas de los embalses durante el año de cálculo se requiere en primer lugar un modelo de coordinación hidrotérmica que simule los despachos y obtenga las cotas señaladas, sin embargo no se distingue como se deben introducir al modelo dichas cotas y se estaría combinando la operación real de cada año con la suficiencia que busca la menor oferta de potencia de la estadística de las series hidrológicas disponibles.</p>	Se propone estudiar la conveniencia de agregar en la modelación las cotas de cada hidrología en el año de cálculo.
416	Coordinador Eléctrico Nacional	44	<p>Se menciona " <i>Modelación de características inter-temporales, que permita representar adecuadamente los recursos con capacidad de regulación y almacenamiento.</i> "</p> <p>Sin embargo, no se indica a qué se refiere con <i>características inter-temporales</i> ni qué se considera una <i>representación adecuada</i> .</p>	Se sugiere especificar a que se refieren las <i>características inter-temporales</i> y la <i>representación adecuada</i> .

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
417	Coordinador Eléctrico Nacional	44	Se menciona "Subsistemas que se identifiquen en los informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo". Sin embargo, no se indica si corresponde a las definiciones del Año de Cálculo u otro. Además, en el inciso siguiente, se considera la "Demanda horaria del sistema o subsistemas, según corresponda, del año anterior al Año de Cálculo". En virtud de lo anterior, la definición de subsistemas a utilizar debería ser consistente con las demandas horarias consideradas.	Se sugiere especificar el período de cálculo de las definiciones de subsistemas a considerar, las que deben ser consistentes con las definiciones de subsistemas implicadas en la obtención de las demandas horarias utilizadas.
418	ELEKTRAGEN	44	Si bien la metodología ELCC es una herramienta usada en diferentes mercados internacionales de suficiencia, debe ser adaptada a la realidad del SEN, de manera que sus resultados entreguen el mejor aporte del real aporte de las unidades de generación del sistema. El reglamento debe entregar con mayor detalle directrices de la implementación y objetivos de la herramienta ELCC.	
419	ELEKTRAGEN	44	El reglamento cierra el listado de tecnologías que requieren de la estadística de perfil horario. Debería especificar otras fuentes que la CNE o el mismo MEN determinen.	Agregar después de "de los mares" "u otra fuente calificada como renovable por el (CNE/MEN) que requiera de dicha información."
420	APEMEC	44	Estando de acuerdo con el concepto de que la potencia de suficiencia reconozca el aporte marginal a ella de cada unidad, el artículo 44 y siguientes de este capítulo dice que una norma técnica definirá los criterios de cálculo del ELCC, por lo que deja todo abierto. La finalidad de un Reglamento debiera ser precisar estos aspectos y uno esperaría que el Reglamento describiera paso por paso cómo hacer el cálculo del ELCC. Este Reglamento sólo esboza muy someramente el cálculo y no es posible comentarlo sin conocer antes la norma técnica que aún no existe. Cabe señalar que los mercados que usan ELCC, normalmente tienen un diseño completo muy distinto al chileno, y además, usan distintas variantes del ELCC. En este Reglamento no se plantea que variante se usará, si es la más adecuada para el sistema chileno o no.	No es posible comentar este Capítulo en esta instancia. Sólo se podrá hacer en la norma técnica futura. Entre los elementos mínimos de un diseño para un esquema de ELCC, se tiene: Como se incorporará la Métrica de Confiabilidad para el cálculo (LOLE o EENS o métricas basadas en precios) Contribución marginal vs. contribución media, se entendería que se habla de contribución marginal. Tipo de modelo que se utiliza para simular el funcionamiento del sistema (sistémico o no) El parque de generación adaptado a la métrica que se usa en las simulaciones probabilísticas. El método para el balance con y sin (por demanda o a través de generación "perfecta" o de referencia).
421	Engie Energía Chile	44	Se menciona en el Artículo que: "La metodología a que hace referencia el inciso precedente deberá cuantificar, para cada Unidad Generadora, la cantidad adicional de demanda que se puede suministrar en el sistema o subsistema, según sea el caso, sin variar el nivel de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional cuando dicha unidad se añada al sistema o subsistema, según corresponda. El nivel de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional se determinará empleando la Métrica de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento." Respecto a la determinación de la potencia ELCC que se indica, se sugiere definir si se determinará la potencia ELCC promedio para un portafolio de generación o agrupación, o se determinará la potencia ELCC incremental. letra e). Se indica que se debe considerar la indisponibilidad forzada de las unidades de generación.	
422	Engie Energía Chile	44	Teniendo en consideración que se tiene la intención de determinar la cantidad adicional de demanda que se puede suministrar manteniendo un nivel de confiabilidad objetivo, es crítico tener en consideración de manera adecuada el nivel de confiabilidad objetivo del sistema. En este contexto, se sugiere considerar que es crítico que los procesos de cálculo del ELCC utilicen la indisponibilidad "efectiva" de las unidades , para lo cual se ve como primordial la definición de una estadística complementaria de falla que compute la indisponibilidad forzada completa de las unidades, sin considerar el requerimiento establecido en el artículo 21. Es así como se sugiere utilizar la estadística de indisponibilidad forzada completa de las unidades para realizar las evaluaciones de suficiencia de otras unidades.	
423	Engie Energía Chile	44	g) Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural, utilizada para la coordinación de la operación que hace referencia el artículo 72"-1 de la Ley, hasta el año anterior al Año de Cálculo. Se sugiere considerar y completar una estadística de años de generación eólica, de la misma forma como se considera una estadística de hidrologías. Es importante notar que se ha demostrado que los perfiles eólicos de un año particular pueden tender a sobreestimar o subestimar considerablemente la potencia ELCC de un generador eólico, por lo tanto, para cada hidrología evaluada se sugiere considerar un conjunto de estadísticas de generación eólica.	
424	Engie Energía Chile	44	i) Trayectorias de cotas de los embalses presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, durante el Año de Cálculo, para cada una de las hidrologías consideradas, según lo dispuesto en la Norma Técnica. Se sugiere clarificar si para efecto de evaluar el nivel de confiabilidad objetivo el cumplimiento de restricciones de cota será una restricción estricta o flexible. De forma adicional dicha consideración pareciera establecer una diferencia a lo que se establece en el "Considerando N° 8": - Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema. En particular, esta restricción deja acotada la metodología con la que se puede desarrollar el cálculo del ELCC, donde todas las restricciones operacionales "reales" de las unidades son consideradas en su determinación o solo serán las de los embalses de forma ex ante. Dada la equidad de tratamiento, se sugiere que dentro de los factores listados en el Artículo 44, se debería considerar también ciertos parámetros técnicos de las unidades de generación, como por ejemplo: - Tiempo de partida - Tiempo mínimo de operación - Mínimo técnico - Capacidad de toma de carga (MW/min)	
425	Engie Energía Chile	44	Letra j), se establece que se debe representar los Sistemas de Transmisión con el detalle que establezca la Norma Técnica. Se sugiere tener en consideración que una representación simplificada del sistema de transmisión puede llegar a ser relevante la hora de implementar la metodología y ejecutar el método requerido para determinar el ELCC. Por lo anterior, también es relevante revisar si las posibles simplificaciones del sistema de transmisión estarán asociadas a la definición de subsistemas, mas cuando la presente propuesta de reglamento no especifica la definición de subsistemas en el sistema eléctrico.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
426	Engie Energía Chile	44	<p>Letra k), se establece que se debe considerar la Modelación de características inter-temporales, que permita representar adecuadamente los recursos con capacidad de regulación y almacenamiento.</p> <p>El aporte a la suficiencia de una unidad de generación se explica por su aporte directo y por el aporte que pueden realizar otras unidades producto de las interacciones que se producen en el sistema entre unidades de generación. En este contexto, el escalamiento de la demanda del sistema que se debe realizar para evaluar el ELCC, entorno al objetivo de confiabilidad, cambia significativamente las interacciones que se producen entre los distintos elementos de generación del sistema. Si producto del escalamiento de la demanda se cambia significativamente la naturaleza de las interacciones entre los elementos del sistema, luego se puede beneficiar a una tecnología por sobre otras solo por efectos de una simulación que se realiza en condiciones de operación que no representan la operación del sistema en el contexto en que este realmente opera.</p> <p>Se sugiere tener en consideración el valor que las interacciones entre los elementos del sistema tiene sobre el reconocimiento de potencia inicial (ELCC) y cómo este se altera en las condiciones de operación evaluadas (producto del escalamiento de demanda) para "cumplir" con el objetivo de confiabilidad que sea fijado, y que en caso en caso que las interacciones entre los elementos del sistema en las condiciones evaluadas sean significativamente distintas a las que se tiene en la operación real, se pondere adecuadamente dichos efectos de manera que el tratamiento de las distintas tecnologías sea efectivamente equitativo, que es lo que pretende la metodología que se está creando.</p>	
427	Engie Energía Chile	44	<p>"La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo. Asimismo, la Norma Técnica deberá establecer un procedimiento para efectos de la determinación de las trayectorias de cotas de los embalses, a que hace referencia el literal i) del presente artículo. Para ello, deberá considerar, al menos, el modelo utilizado para la programación de la operación a que hace referencia el artículo 43 del Decreto Supremo N° 125, del 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o reemplace."</p> <p>Entre los antecedentes que se proporcionaron a la Mesa de Potencia se encuentra el estudio: "Metodología para la determinación de potencia de suficiencia en el sistema eléctrico chileno vía ELCC/ECP" (https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_-_determinacion_psuf_via_elcc_y_eep_-_isci.pdf). En la Sección 3.2.2 se indica que el modelo de optimización utilizado considera como objetivo mínimo LOLE o ENS.</p> <p>La forma de determinar el despacho que se utiliza para evaluar el ELCC mencionada anteriormente es inconsistente con las prácticas de programación de la operación (DS 125) y operación del sistema. Por ejemplo, se sugiere tener en consideración el hecho que un sistema de almacenamiento, si es programado por el Coordinador, será utilizado con el objetivo de minimizar los costos de operación. Otra opción es que se utilice para maximizar la oportunidad de arbitraje producto de la diferencia de costos de energía. Por lo tanto, la evaluación del ELCC se debe hacer en condiciones que el Coordinador utiliza habitualmente para programar los activos gestionables con energía limitada (despacho económico, no despacho con objetivos de minimizar el LOLE).</p> <p>A modo de ejemplo, en California también se utiliza criterios de despacho económico para determinar el ELCC.</p>	
428	Engie Energía Chile	44	El Artículo no indica cómo se determinará el ELCC de unidades en reserva estratégica. Se sugiere complementar aspectos asociados a la determinación de la potencia inicial de unidades en reserva estratégica y su tratamiento.	
429	Engie Energía Chile	44	Se solicita agregar que la implementación de la metodología y cálculo que realice el Coordinador del proceso de cálculo del ELCC, deba ser en base a modelos/algoritmos de código abierto, de forma tal que sea reproducible y trazable por parte de cualquier interesado.	La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo, así como también los antecedentes que deberá publicar el Coordinador para efectos de que los algoritmos y cálculo sean de libre acceso y trazables por parte de cualquier interesado.
430	SW Operations S.A.	44	El concepto de potencia ELCC no se encuentra en la Ley.	A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia inicial, igual a su Potencia Máxima y que se determinará en base a la potencia que cada unidad puede aportar a la Suficiencia del sistema o subsistema.
431	Asociación de Empresas de Gas Natural A.G.	44	<p>La metodología para el cálculo de la Potencia Inicial de las unidades hidroeléctricas no establece las condiciones hidrológicas a considerar, sino que lo deja para posterior definición en la Norma Técnica. Esta definición debiese ser coherente con la condición hidrológica predominantemente seca que está siendo considerada para las proyecciones de largo plazo de la PELP 2023-2027 y recientes modificaciones a la estadística utilizada en el Precio de Nudo de Corto.</p> <p>El texto a observar es el siguiente: <i>" i) Trayectorias de cotas de los embalses presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, durante el Año de Cálculo, para cada una de las hidrologías consideradas, según lo dispuesto en la Norma Técnica. "</i></p>	i) Trayectorias de cotas de los embalses presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, durante el Año de Cálculo, para el promedio de las dos hidrologías más secas de la estadística considerada según lo dispuesto en la Norma Técnica.
432	Consejo Minero	44	Estando de acuerdo con el concepto de que la potencia de suficiencia reconozca el aporte marginal a ella de cada unidad, el artículo 44 y siguientes de este capítulo dice que una Norma Técnica definirá los criterios de cálculo del ELCC, por lo que se deja abierto. Sugerimos que este Reglamento precise dichos criterios.	
433	GPM-AG	44	Si bien la metodología ELCC es una herramienta usada en diferentes mercados internacionales de suficiencia, debe ser adaptada a la realidad del SEN, de manera que sus resultados entreguen el mejor aporte del real aporte de las unidades de generación del sistema. El reglamento debe entregar con mayor detalle directrices de la implementación y objetivos de la herramienta ELCC.	
434	GPM-AG	44	El reglamento cierra el listado de tecnologías que requieren de la estadística de perfil horario. Debería especificar otras fuentes que la CNE o el mismo MEN determinen.	Agregar después de "de los mares" "u otra fuente calificada como renovable por el (CNE/MEN) que requiera de dicha información."
435	Highview Enlasa SpA	44	<p>Sin haber realizado un análisis profundo y completo de la nueva metodología, consideramos que es un error establecer a nivel de reglamento aspectos netamente metodológicos. En efecto, el último inciso del reglamento, establece que las trayectorias de cotas son entregadas como dato de entrada al cálculo de suficiencia, al parecer asociándolas a cierto criterio de operación económica. Esto es un error. Tomemos por ejemplo el embalse del Laja, este al tener una gran capacidad de regulación, el modelo de despacho que se utilice para definir la trayectoria de cotas podría ordenar que el Laja no genere y aumente su cota en el año para guardar agua en una hidro seca. El modelo de suficiencia, que debe tomar esta trayectoria como consigna, terminará asignándole poca o nula colocación por suficiencia y por lo tanto a central El Toro acabaría recibiendo poco o nada de reconocimiento de suficiencia en esa hidrología, lo que no tiene ningún sentido desde el punto de vista de la seguridad del sistema.</p> <p>Si la motivación para introducir esto en el reglamento es la complejidad computacional del problema y limitaciones en capacidades de cálculo, hay que tener en vista que eso es sólo circunstancial y no puede determinar el tenor de un Reglamento que regulará un aspecto importante de mercado por al menos una década hacia el futuro.</p>	Eliminar último inciso, o al menos la referencia a trayectoria de cotas.
436	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	44	<p>En este artículo se indica que <i>"la Norma Técnica deberá establecer un procedimiento para efectos de la determinación de las trayectorias de cotas de los embalses, a que hace referencia el literal i) del presente artículo. Para ello, deberá considerar, al menos, el modelo utilizado para la programación de la operación a que hace referencia el artículo 43 del Decreto Supremo N° 125, del 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o el que lo reemplace."</i></p> <p>Las trayectorias de las cotas de una programación semanal específica puede generar diferencias importantes en el cálculo de las potencias iniciales de las centrales, por lo que es necesario fijar un criterio de modo de que el cálculo sea estable, sin distorsiones generadas por el despacho económico de los embalses (que es netamente del mercado de energía). Y se debe considerar cotas iniciales y finales iguales de los embalses para reflejar la misma cantidad de energía a aportar cada año, variando sólo con la condición hidrológica.</p>	... "la Norma Técnica deberá establecer un procedimiento para efectos de la determinación de las trayectorias de cotas de los embalses, a que hace referencia el literal i) del presente artículo. Para ello, deberá considerar, al menos, el modelo utilizado para la programación de la operación a que hace referencia el artículo 43 del Decreto Supremo N° 125, del 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o el que lo reemplace, de modo tal de no generar ninguna distorsión en el cálculo de potencia de todo el parque generador, ya sea por criterios de despacho económico o por diferencias de cotas que aumenten o disminuyan el aporte de los embalses, más allá de los caudales en régimen natural según la condición hidrológica de cada escenario. "

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
437	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	44	Estando de acuerdo con el concepto de que la potencia de suficiencia reconozca el aporte marginal a ella de cada unidad, el artículo 44 y siguientes de este capítulo dice que una norma técnica definirá los criterios de cálculo del ELCC, por lo que deja todo abierto. La finalidad del Reglamento debiera ser precisar estos aspectos y esta propuesta sólo define que se usará el método ELCC, dejando toda la discusión para una norma técnica, de menor rango legal. Cabe señalar que los mercados que usan ELCC, normalmente tienen un diseño completo muy distinto al chileno, y además, usan distintas variantes del ELCC. En este Reglamento no se plantea que variante se usará, si es la más adecuada para el sistema chileno o no.	Incorporar en este Reglamento la metodología de cálculo de ELCC.
438	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	44	Estando de acuerdo con el concepto de que la potencia de suficiencia reconozca el aporte marginal a ella de cada unidad, el artículo 44 y siguientes de este capítulo dice que una norma técnica definirá los criterios de cálculo del ELCC, por lo que deja todo abierto. La finalidad de un Reglamento debiera ser precisar estos aspectos y uno esperaría que el Reglamento describiera paso por paso cómo hacer el cálculo del ELCC. Este Reglamento sólo esboza muy someramente el cálculo y no es posible comentarlo sin conocer antes la norma técnica que aún no existe. Cabe señalar que los mercados que usan ELCC, normalmente tienen un diseño completo muy distinto al chileno, y además, usan distintas variantes del ELCC. En este Reglamento no se plantea que variante se usará, si es la más adecuada para el sistema chileno o no.	No es posible comentar este Capítulo en esta instancia. Sólo se podrá hacer en la norma técnica futura. Entre los elementos mínimos de un diseño para un esquema de ELCC, se tiene: Como se incorporará la Métrica de Confiabilidad para el cálculo (LOLE o EENS o métricas basadas en precios). Contribución marginal vs. contribución media, se entendería que se habla de contribución marginal. Tipo de modelo que se utiliza para simular el funcionamiento del sistema (sistémico o no). El parque de generación adaptado a la métrica que se usa en las simulaciones probabilísticas. El método para el balance con y sin (por demanda o a través de generación "perfecta" o de referencia).
439	Anglo American	44	Estando de acuerdo con el concepto de que la potencia de suficiencia reconozca el aporte marginal a ella de cada unidad, el artículo 44 y siguientes de este capítulo dice que una norma técnica definirá los criterios de cálculo del ELCC. La finalidad de un Reglamento debiera ser precisar estos aspectos y se esperaría que el Reglamento describiera paso por paso cómo hacer el cálculo del ELCC. Este Reglamento sólo esboza muy someramente el cálculo y no es posible incluir mayores comentarios sin conocer antes la norma técnica que aún no se elabora. Cabe señalar que los mercados que usan ELCC, normalmente tienen un diseño completo muy distinto al chileno, y además, usan distintas variantes del ELCC. En este Reglamento no se plantea que variante se usará, si es la más adecuada para el sistema chileno o no.	Se solicita definir en el presente reglamento, en base a los estudios presentados en la discusión del reglamento de potencia de suficiencia, el detalle del procedimiento para la aplicación de la metodología ELCC.
440	Asociación de Concentración Solar de Potencia, A.G / ACSP RUT 65.174.785-6	44	El reconocimiento de suficiencia a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y a las Centrales Renovables 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, es fundamental para su inserción en el futuro sistema descarbonizado que requiere energía de base distinta a la hidráulica (considerando la dificultad de estas últimas para concretar futuros proyectos por temas principalmente socio-ambientales). Si bien la metodología probabilística ELCC reconoce el aporte, este resulta insuficiente como señal de instalación para el futuro.	Las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y a las Centrales Renovables 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, particularmente aquellas con almacenamiento mayor a 5 horas, son las que permitirán dar capacidad de base al sistema eléctrico en el futuro, por lo que se requiere una fuente de ingresos estable, predecible, y que entregue un reconocimiento mínimo adecuado para fomentar este tipo de centrales, permitiendo costos y tasas de descuento por riesgo menores para estas inversiones, y así aprovechar los múltiples beneficios sistémicos: i) aportes a la flexibilidad, ii) mayor aprovechamiento de la energía renovable para avanzar hacia una matriz cero emisiones, iii) soluciones a la transmisión, iv) desarrollo de industria local, entre otros. Se propone establecer un reconocimiento mínimo estable, que no varíe año a año, por ejemplo alargando el periodo transitorio propuesto para este tipo de centrales, de forma que la remuneración por potencia pueda ser estimada en el futuro por los inversionistas interesados en desarrollar este tipo de nuevos proyectos necesarios para el sistema, reduciendo la incertidumbre para nuevas inversiones.
441	Generadora Metropolitana	44	Dadas las particularidades que poseen los modelos ELCC y su sensibilidad a los supuestos considerados, el Reglamento debería contener directrices generales con las cuales la NT se deberá guiar para definir los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos. Además, debería existir un análisis de impacto regulatorio para ver los impactos de implementar esta metodología.	
442	Generadora Metropolitana	44	Clarificar cómo se considerarán en el modelo ELCC las unidades que se encuentren en ERE.	
443	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	44	En este artículo se establece el concepto de potencia ELCC, que corresponde al valor de la potencia obtenido de la aplicación de la metodología probabilística ELCC. Sin embargo, en el reglamento no se especifica la metodología a aplicar en forma detallada y ni siquiera se hace referencia a qué variante de la metodología ELCC será utilizada en este cálculo, lo cual es importante ya que los mercados en los cuales se utiliza la metodología ELCC son distintos al chileno y además utilizan distintas variantes de esta metodología.	Especificar la variante de la metodología ELCC a utilizar y describir con detalle los pasos de cálculo en este reglamento
444	El Pelicano Solar Company	44	Los resultados del cálculo y asignación de las potencias ELCC a las unidades generadoras depende de una variedad de factores y decisiones. Notar por ejemplo la presentación datada 30 de agosto de 2021 de consultora 3E a NYISO https://www.nyiso.com/documents/20142/24172725/NYISO%20ELCC_210820_August%2030%20Presentation.pdf/8ac7b020-206e-6dff-4e0f-756bc215ecc0 (i) Las Diapositivas 25 y 31 muestran el concepto de beneficio de Diversidad de la resultante de la sinergia eólica, solar + almacenamiento. Es importante asignar correctamente el valor de esa contribución sinérgica de diversidad; (ii) el efecto de la contribución de diversidad incluida en ELCC promedio puede verse en la Diapositiva 35 y contribuye a minimizar distorsiones	1- Referir los comentarios de la Consulta Ciudadana como insumo para la formulación de la NT. 2- Agregar más factores a la lista del Art 44. 3- Considerando que el esquema ELCC presenta distintas opciones de cálculo y aproximación se sugiere la ejecución de reportes del 'Estado del Arte' para informar la redacción de la NT y/o cambios a las métricas.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
445	Prime Energía Spa	44	<p>Si bien ELCC es una metodología utilizada en mercados internacionales, es necesario que el reglamento entregue un marco más profundo respecto a las consideraciones y espacios en que se puede efectuar este cálculo. En particular, señalar explícitamente que deberá ser tal que permita cumplir los objetivos de la LGSE, esto es, que la capacidad de generación sea compatible con la suficiencia del sistema y que permita suministrar a la demanda de punta.</p> <p>Otras observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> No se especifica para que se debe considerar el objetivo de Suficiencia para la determinación de la potencia ELCC de cada unidad generadora. En el literal b) Se debe especificar la Potencia máxima a considerar. En el literal e) Se debe especificar cual es el valor de IFOR a considerar. En el literal f) se debería tomar el valor mínimo de la estadística de los últimos 5 años de la estadística de disponibilidad de recurso primario de unidades generadoras que utilizan como fuente primaria la energía geotérmica, solar, eólica y de los mares, de igual manera que se considera el menor valor de disponibilidad de combustible. En el literal g) no se justifica considerar toda el registro de estadística hidrológica. Para garantizar el cumplimiento del objetivo de suficiencia, se debería continuar considerando como máximo los dos peores escenarios de la muestra estadística disponible. En el literal i) se debe especificar que se debe considerar para el cálculo preliminar y para el cálculo definitivo. En el caso del cálculo preliminar no tiene sentido considerar trayectorias de cotas proyectadas para cada uno de las hidrologías de la estadística disponible. Las trayectorias de cotas guardan relación con la optimización de la operación del sistema eléctrico nacional y el uso de recursos hidráulicos es flexible para efectos de atender situaciones en que se vea comprometida la suficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Literal m), no se justifica considerar la demanda horaria del año anterior al Cálculo. Para el cálculo preliminar se debería usar una proyección de demanda máxima, y luego en el cálculo definitivo se debería usar la demanda máxima definitiva. 	<p>c) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras definida en el Art. 22.</p> <p>e) Disponibilidad forzada de las Unidades Generadoras definida en el Art. 28.</p> <p>f) Estadística del perfil horario de disponibilidad del recurso primario de Unidades Generadoras que utilizan como fuente primaria la energía geotérmica, solar, eólica y de los mares, considerando, al menos, el peor escenario de los últimos 5 años, anteriores al Año de Cálculo.</p> <p>g) Peores 2 escenarios de Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural, utilizada para la coordinación de la operación que hace referencia el artículo 72°-1 de la Ley, hasta el año anterior al Año de Cálculo.</p> <p>Eliminar literal i)</p> <p>m) Demanda horaria del sistema o subsistemas, según corresponda, del Año de Cálculo. Para el cálculo preliminar corresponderá a una proyección y para el cálculo definitivo se usarán los valores reales.</p>
446	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	44	<p>literal i) indica que se deben predefinir las trayectorias de cotas de embalses. Se cree que el modelo podría optimizarlas. Esto debido a que el modelo es sensible a las cotas de los embalses (ACERA).</p>	<p>Trayectoria de cotas debe ser optimizada de forma endógena para las condiciones hidráulicas menos favorables.</p>
447	Collahuasi	44	<p>En relación a la determinación de la potencia ELCC, y teniendo en consideración los aspectos definidos en el Considerando 8 y Artículo 1, se sugiere complementar el reglamento de manera que los aspectos críticos que afectan el ELCC de los distintos tipos de unidades tengan un mayor nivel de definición, transparencia y verificabilidad mínimos respecto de principios y elementos claramente establecidos en el reglamento.</p>	<p>Complementar el artículo con, al menos, los siguientes puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Definición de si se utilizará un ELCC promedio o un ELCC incremental. - Consideración de indisponibilidad forzada real de las unidades para efectos de determinar el ELCC, sin considerar afectación definida en el artículo 21. Lo indicado es importante toda vez que lo que se pretende determinar la potencia ELCC para un nivel de confiabilidad objetivo del sistema, lo cual está relacionado a la indisponibilidad real de las unidades. - Consideración de hidrologías más acotada y representativa de condiciones extremas para simplificar cálculos. - Consideración de estadísticas de años eólicos de manera de estimar apropiadamente la incertidumbre eólica en un contexto de alta penetración ERV. - Consideración de interacciones entre tecnologías contextualizada a la realidad de la operación, particularmente se debe ponderar apropiadamente los cambios en las interacciones que se producen entre tecnologías producto del escalamiento de demanda que se realiza al determinar el ELCC.
448	Collahuasi	44	<p>Entre los antecedentes que se proporcionaron a la Mesa de Potencia se encuentra el estudio: "Metodología para la determinación de potencia de suficiencia en el sistema eléctrico chileno vía ELCC/ECP". En la Sección 3.2.2 se indica que el modelo de optimización utilizado considera como objetivo minimizar el LOLE o ENS. (https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_-_determinacion_psuf_via_elcc_y_eep_-_lsci.pdf)</p> <p>La metodología de despacho considerada es inconsistente con los principios de programación de la operación que se establecen en el DS 125 y con la operación real del sistema.</p>	<p>Revisar la consistencia al considerar objetivos de minimización de costos de operación, con los requerimientos establecidos en el DS 125 para determinar el ELCC de las distintas unidades.</p>
449	Collahuasi	44	<p>El Estado de Reserva Estratégica parece que resuelve una necesidad de energía y no de potencia. Tampoco parece adecuado que los clientes paguen esa reserva, sin tener claro la retribución o servicio que están recibiendo.</p>	<p>Eliminar estado de reserva estratégica del reglamento de potencia.</p>
450	Espejo de Tarapaca SpA	44	<p>Artículo 44 se indica que la potencia inicial de los distintos sistemas de generación será determinada en función del ELCC (Effective Load Carrying Capability). La implementación del método ELCC tiene distintas variantes con consecuencias importantes para el reconocimiento de potencia de las distintas tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento (considerando distintos tipos de duración). Dado que los detalles de implementación no están definidos en la propuesta de reglamento, no es posible comentar sobre la objetividad, equidad y transparencia del método que se utilizará para determinar la potencia inicial de las distintas tecnologías.</p> <p>Se considera relevante que el método tenga en consideración:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Principios de despacho económico definidos en el DS 125 y sea compatible con la forma en que se define el despacho en el sistema. - Que la asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema, distinguiendo a los sistemas de almacenamiento larga de duración apropiadamente, es decir, considerando por separado los sistemas de almacenamiento de más de 5 horas de duración- - Que las agrupaciones que se realicen, según lo indicado en el Artículo 45, distingan apropiadamente las distintas características de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, centrales de bombeo, u otros activos que dispongan del atributo de almacenar energía. Estos activos se deben definir para distintos niveles de confiabilidad o respaldo del sistema y tienen que ser agrupados apropiadamente de acuerdo a sus características. - Que el proceso de determinar el ELCC de las unidades considera escalar la demanda a niveles muy superiores a la demanda actual del sistema. En dicha condición, las interacciones que se producen entre las distintas tecnologías se realizan en otro contexto y, por lo tanto, su valor cambia y puede no ser representativo de las interacciones reales posibles de producir dado un nivel de penetración de energía renovable variable. 	<p>Definir los detalles de implementación a nivel reglamentario a fin de promover la adecuada instalación de activos en el sistema eléctrico que promuevan el óptimo social y el bien común. Sobre todo en consideración de la urgencia definida en la PELP 2021 respecto a la instalación de nuevos activos que otorguen los atributos necesarios al sistema eléctrico de acuerdo a un nuevo escenario con alta penetración de energía renovable variable y descarbonización.</p>
451	Pacific Hydro Chile S.A.	44	<p>Literal i) indica que se deben predefinir las trayectorias de cotas de embalses. Se cree que el modelo podría optimizarlas. Esto debido a que el modelo es sensible a las cotas de los embalses (Estudio ACERA).</p>	<p>Trayectoria de cotas debe ser optimizada de forma endógena para las condiciones hidráulicas menos favorables.</p>
452	RWE Renewables Chile SpA	44	<p>Letra k) <i>Modelación de características inter-temporales... regulación y almacenamiento</i>. Será conveniente precisar que las características inter-temporales que considerará la metodología ELCC para representar los recursos con capacidad de regulación y los sistemas de almacenamiento para efectos de determinar el aporte a la suficiencia, deben considerar que estos sistemas son operados buscando entregar el máximo aporte a la suficiencia del sistema?</p>	<p>Modelación de características inter-temporales, que permita representar adecuadamente los recursos con capacidad de regulación y almacenamiento, considerando el máximo aporte que estos pueden realizar a la suficiencia del sistema.</p>
453	RWE Renewables Chile SpA	44	<p>Uno de los aspectos que debería considerar la metodología ELCC son las restricciones ambientales a las que están sometidas las centrales generadoras. Se propone agregar una letra n)</p>	<p>n) Restricciones ambientales u operativas que afecten la operación de centrales generadoras.</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
454	Sonneditx	44	Se solicita excluir a la tecnología solar fotovoltaica de la aplicación del ELCC hasta realizar todos los análisis para determinar correctamente como se debe aplicar el ELCC a la referida tecnología, el impacto en el reconocimiento de suficiencia, el impacto en otros mercados como en los precios de energía, evaluar si los resultados se ajustan a los compromisos vinculantes del país y evaluar propuestas para no afectar inversiones realizadas y futuras. Se propone que el Coordinador considere la tecnología en el ELCC y determine su reconocimiento para analizar los resultados, pero que a efectos de las transferencias de potencia entre empresas generadoras considere la metodología actualmente vigente.	Artículo 44.- A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia ELCC, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual corresponderá al valor de potencia que se obtenga de la aplicación de la metodología probabilística denominada capacidad efectiva de suministro de demanda (ELCC, por sus siglas en inglés), y que caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda. En el caso de las Unidades Generadoras solares fotovoltaicas se deberá determinar la potencia ELCC para el análisis de resultados y control estadístico, sin perjuicio de ello, a efectos de las transferencias de potencia entre empresas generadoras se considerará como Potencia Inicial el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: -Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. - Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. Los factores antes señalados deberán ser determinados considerando los registros de la operación real.
455	Sonneditx	44	No se establece nprincipios generales en relación al modelo ELCC con que deberá contar el Coordinador, se sugiere explicitar que los resultador deberán poder ser reproducibles y trazables y que el modelo deberá ser licitado, pudiendo observar las bases cualquier interesado.	Se requiere establecer por reglamento que el Coordinador deberá licitar el software para la determinación del reconocimiento por ELCC mediante licitaciones públicas nacionales e internacionales. Las bases podrán ser observadas por cualquier interesado. Asimismo, en ocasión a la realización de evaluaciones preliminares y definitivas deberá publicar todos los antecedentes que sean necesarios de manera de permitir replicar los resultados para la correcta revisión y trazabilidad de éstos.
456	Sonneditx	44	Se indica que la Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo. Asimismo, la Norma Técnica deberá establecer un procedimiento para efectos de la determinación de las trayectorias de cotas de los embalses, a que hace referencia el literal i) del presente artículo. Para ello, deberá considerar, al menos, el modelo utilizado para la programación de la operación a que hace referencia el artículo 43 del Decreto Supremo N° 125, del 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o el que lo reemplace. Estos supuestos son de alto impacto y en los dos estudios considerados en la mesa del reglamento, mandados por el MEN y Acera al consultor ISCI/SPEC se evidenciaron grandes diferencias en el reconocimiento de suficiencia de hasta en 50% para la solar fotovoltaica, solo por las diferencias entre los supuestos considerados para la cota de los embalses. Se observa que el manejo del agua embalsada (distintas trayectorias de cotas de los embalses) impacta directamente en el reconocimiento de potencia para las distintas unidades del sistema, en cuanto modifica los periodos en los cuales el sistema se ve mayormente expuesto a condiciones de escasez. Es decir, que el manejo de los volúmenes embalsados puede tener incidencia en la ubicación temporal de las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga. Esto tiene un impacto importante para las unidades renovables (principalmente solares fotovoltaicas) e hidráulicas. Es por ello que se solicita hacer estos estudios de manera previa y en función de los resultados establecer los principios generales para la modelación en el Reglamento.	N/A
457	Sonneditx	44	En el literal f se establece que se utilizará estadística de renovables de los últimos 5 años. En las mesas no se analizaron los impactos de la cantidad de años de data climatológica en los resultados ELCC. En otros mercados donde se están realizando variados estudios sobre la utilización de ELCC para renovables, antes de imponer dicha metodología en la regulación, se ha señalado como uno de los factores de mayor impacto en los resultados la cantidad de años de data climatológica que se consideren, esto por la gran variabilidad de recurso. En un estudio realizado en Irlanda se encontraron errores de hasta un 10% por usar 5 años de estadística. Dichos análisis debiesen ser realizados antes de establecer la metodología por reglamento. Referencias: https://www.pjm.com/~media/committees-groups/subcommittees/irs/postings/pris-task3b-best-practices-from-other-markets-final-report.ashx https://www.researchgate.net/publication/224173319_Capacity_value_of_wind_power_IEEE_Trans_Power_Syst	Se solicita hacer evaluaciones para determinar el impacto a supuestos críticos de la metodología como lo es la cantidad de años de data climatológica considerados en las evaluaciones.
458	Reliable Nueva Energía S.A.	44	Se estable como criterio "sin variar el nivel de suficiencia", pero no se deja claro si este "nivel de suficiencia" será horario o anual. Esto considerando que de acuerdo al art. 71 el Coordinador estimará el nivel de suficiencia en el sistema para todas las horas del año de cálculo.	Aclarar o especificar mejor el criterio "sin variar el nivel de suficiencia"
459	Synex Ingenieros Consultores	44	El texto señala: A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia ELCC, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual corresponderá al valor de potencia que se obtenga de la aplicación de la metodología probabilística denominada capacidad efectiva de suministro de demanda (ELCC, por sus siglas en inglés), y que caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda.... La metodología a que hace referencia el inciso primero del presente artículo deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos: ... g) Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural, utilizada para la coordinación de la operación que hace referencia el artículo 72°-1 de la Ley, hasta el año anterior al Año de Cálculo. Observación: Parece muy desafiante tener datos de estadísticas hidrológicas verificados disponibles para el año inmediatamente anterior al año de cálculo. Podría proponerse el segundo año inmediatamente anterior al del cálculo. Se sugiere revisar	-
460	ACERA AG.	45	Se indica: "La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda...La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las referidas agrupaciones, así como las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación." Se agregar propuesta de texto referido a redacción del artículo. Se solicita especificar los criterios que deberá respetar la Norma Técnica para realizar los mandatos indicados en este artículo.	La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá admitir e considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda...
461	Enlase Generación Chile S.A.	45	Se indica: "La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda...La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las referidas agrupaciones, así como las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación." Se solicita especificar los criterios que deberá respetar la Norma Técnica para realizar los mandatos indicados en este artículo.	
462	Eléctrica Puntilla S.A.	45	La agrupación de centrales hace que se pierda la señal de optimización individual de cada unidad generadora, buscando maximizar su disponibilidad y desempeño en el cálculo de la potencia preliminar.	Eliminar la agrupación de centrales.
463	Generadoras de Chile	45	Si bien se indica que Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la definición de los clusters o agrupaciones, se recomienda explicitar las metodologías y criterios que serán considerados, así como -en la medida que los recursos computacionales lo permitan- se calcule el reconocimiento del aporte individual efectivo de cada unidad para la suficiencia del sistema.	NA
464	ACESOL	45	El artículo indica una obligación de agrupar, pero sin indicar criterios mínimos que deben cumplirse en esta agrupación, la discusión que se dé en el comité consultivo debiera reflejar el espíritu de la agrupación que en este reglamento no se indica y la NT podría definir que no se pueden hacer agrupaciones de diferentes tecnologías, por ejemplo.	Se solicita indicar criterios mínimos de las agrupaciones.
465	ELEKTRAGEN	45	La habilitación debe ser optativa para el CEN.	Cambiar "deberá" por "podrá"

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
466	APEMEC	45	Proponemos eliminar todo tipo de agrupación, ya que estas contribuyen a socializar tanto los beneficios de las centrales que aportan más a la suficiencia del sistema por unidad de capacidad instalada como las ineficiencias de aquellas que por distintos motivos aportan menos. La potencia ELCC se debe calcular individualmente para cada central. Alternativamente, en caso que se decida agrupar, estas agrupaciones deben ser globales y por tecnología, bajo criterios que no sean discriminatorios entre ellas.	Eliminar artículo 45, o en caso que se decida agrupar, estas agrupaciones deben ser globales y por tecnología, bajo criterios que no sean discriminatorios entre ellas.
467	Engie Energía Chile	45	La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda. La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las referidas agrupaciones, así como las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación.	La metodología a que hace referencia el artículo precedente podrá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda. La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las referidas agrupaciones, así como las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación.
468	Engie Energía Chile	45	El Artículo 45 indica que se debe considerar la agrupación de unidades para efectos de determinar el ELCC; los detalles quedarán definidos en la norma técnica. Independiente de lo anterior, se considera necesario que el presente reglamento aborde, al menos, los siguientes aspectos y/o criterios que debe tener a la vista la Norma Técnica: a) Criterios asociados a la definición de los grupos. b) Criterios asociados a la incorporación de nuevas unidades a un grupo. c) Criterios asociados a la creación de un nuevo grupo. d) Criterios asociados a la asignación de potencia de suficiencia de unidades dentro de un grupo. e) Criterios asociados a la definición de grupos de unidades híbridas (ERFV + Almacenamiento). Particularmente respecto de aquellos sistemas híbridos que sean diseñados con objetivos distintos desde el punto de vista de confiabilidad (Energía almacenada/Arbitraje) y flexibilidad operativa. f) Criterios asociados a la definición de grupos de unidades de almacenamiento puro en función de criterios de confiabilidad y flexibilidad (energía almacenada, horas de duración, flexibilidad operativa). g) Particularizar el tratamiento de los sistemas de generación de pequeña escala. El hecho de combinar en un mismo grupo sistemas híbridos o de almacenamiento con distintos criterios de diseño puede perjudicar el aporte que sistemas más confiables o de mayor número de horas de duración (energía almacenada) hacen al sistema.	
469	SW Operations S.A.	45	El concepto de potencia ELCC no se encuentra en la Ley.	Eliminar el concepto "ELCC"
470	ECOM Energía Chile SpA	45	Si bien se plantea que se deberá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras en la determinación de la potencia ELCC, no queda en evidencia la razón para lo cual esto será utilizado, ni tampoco bajo qué criterios se llevaría a cabo la agrupación.	
471	GPM-AG	45	La habilitación debe ser optativa para el CEN.	Cambiar "deberá" por "podrá"
472	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	45	Consideramos que no debiera existir agrupación de centrales, puesto que todas las características de una central tienen que ver con un grado de inversión distinto y se espera recibir una remuneración acorde y no subsidiar a otras centrales. Si se opta por agrupar, tampoco se podría hacerlo para una tecnología y no para todas: por ejemplo, agrupar sólo solares y eólicas y el resto considerarlas individualmente.	Eliminar artículo 45*
473	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	45	Proponemos eliminar todo tipo de agrupación, ya que estas contribuyen a socializar tanto los beneficios de las centrales que aportan a la suficiencia del sistema como las ineficiencias de aquellas que por distintos motivos aportan menos. La potencia ELCC se debe calcular individualmente para cada central. Alternativamente, en caso que se decida agrupar, éstas deben ser globales y por tecnología.	
474	Latin America Power S.A.	45	El reglamento debe establecer los criterios generales para realizar la agrupación más adecuada de las unidades generadoras, de manera de servir de guía a una metodología más detallada en la Norma Técnica. En este sentido, se debe establecer el criterio general para realizar agrupaciones de individuos, es decir, minimizar la desviación estándar de cada grupo y maximizar la distancia entre los grupos, de manera de conformar grupos con centrales con comportamiento similar, así como lograr grupos heterogéneos. Igualmente, se debe especificar los atributos mínimos con los cuales se determinarán los grupos.	La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda. La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las referidas agrupaciones, así como las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación. Sin perjuicio de lo anterior, los atributos mínimos para determinar las agrupaciones, serán la tecnología y el perfil de generación horario esperado. La metodología que defina la Norma Técnica para realizar las agrupaciones debe tener como objetivo minimizar las desviaciones estándar de cada grupo, así como maximizar la distancia entre los grupos.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
475	Colbún S.A.	45	<p>Implementación de metodología ELCC.</p> <p>Creemos necesario revisar el tipo de ELCC que se va a aplicar como metodología y cómo los criterios y consideraciones básicas quedarán plasmadas en el Reglamento. En la literatura se se diferencia la metodología ELCC "average" de la ELCC "marginal", en donde, el primero de ellos, considera la pertinencia de agrupación de centrales mediante algún criterio (por ejemplo, tecnología), mientras el segundo considera el aporte de cada unidad de generación por sí misma (individualmente) a la suficiencia de potencia. Estimamos importante considerar como principio para la elección del esquema de asignación un criterio de contribución o aporte real de cada unidad para la suficiencia de potencia del sistema, por lo que, de efectuarse una clusterización, ésta debe ser adecuadamente definida e implementada de tal manera de no alterar este principio.</p> <p>El borrador del Reglamento considera la agrupación de unidades (clusterización) para determinar el aporte de suficiencia de manera agregada, para luego aplicar prorratas en las asignaciones y determinar así la potencia ELCC de cada unidad individualmente.</p> <p>Los criterios técnicos para hacer las agrupaciones y las prorratas quedan delegadas a la Norma Técnica. Creemos que las agrupaciones deberían realizarse considerando criterios de similitud entre las Unidades Generadoras. Por ejemplo: según tecnología, tamaño, perfil de disponibilidad del recurso primario renovable, ubicación.</p> <p>Entendemos que los clústers se conforman debido a los esfuerzos computacionales que se requieren para aplicar la metodología individualmente a cada unidad generadora ("marginal"), por lo que, en la medida que se va disponiendo de mayores avances en ese ámbito, el cálculo debería tender a determinaciones o cálculos individuales. En el reglamento no se señala explícitamente que la idea es obtener finalmente el aporte "marginal", por unidad, lo que da espacio para aplicar un criterio "average" que es más conveniente para solares pero que en rigor se aleja de la determinación del aporte real individual, puesto que en la asignación de potencia de suficiencia conjunta se computa también un efecto sinérgico del conjunto.</p> <p>En el Artículo 45 se indica que la metodología ELCC "deberá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda". Se indica también que "la Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las agrupaciones, así como las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación".</p>	<p>Se propone modificar el artículo 45 agregando lo siguiente:</p> <p>Artículo 45.- La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá podrá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda. La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las referidas agrupaciones, así como las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación.</p> <p>Dichas agrupaciones deberán realizarse considerando criterios de similitud entre las Unidades Generadoras que sean objeto de las agrupaciones, tales como tecnología, tamaño, perfil de disponibilidad del recurso primario renovable, ubicación entre otros criterios.</p> <p>También en el reglamento se podría indicar como principio que: "En todo caso, la metodología cuantificará el aporte marginal a la Suficiencia en MW de las Unidades Generadoras (potencia ELCC)". Esto porque el clúster se configura con el propósito de reducir los esfuerzos computacionales del modelo probabilístico, por lo que en la medida que se disponga de mayores avances en ese ámbito, el cálculo debería tender a asignaciones individuales.</p>
476	Generadora Metropolitana	45	Reglamento debería contener directrices generales con las cuales la NT se deberá guiar para definir los aspectos técnicos asociados a la agrupación de unidades generadoras y las prorratas de asignación de potencia ELCC.	
477	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	45	No corresponde realizar ninguna agrupación de centrales, ya que esto contribuye a socializar tanto los beneficios de las centrales que aportan más potencia al sistema por unidad de capacidad instalada, como las ineficiencias producidas por posibles pérdidas que afecten dicho parámetro. Esto constituye un desincentivo a optimizar individualmente el aporte a la suficiencia por parte de las centrales agrupadas.	Eliminar artículo 45
478	Prime Energía Spa	45	El actual reglamento (artículo 9 DS62) permite agrupaciones para PMG y PMGD, en las distintas etapas de cálculo (potencia inicial, potencia de suficiencia preliminar). Se sugiere que se reemplace la obligación por una habilitación ("podrá" en lugar de "deberá"), y que además la agrupación esté habilitada para la potencia de suficiencia preliminar. Esto considerando que pueden haber centrales con decenas de unidades.	<p>Agregar artículo con el texto del Art. 9 del DS62/2006:</p> <p>Artículo 9º: Para efectos del cálculo de la Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva de los medios de generación de pequeña escala, se deberá aplicar un tratamiento metodológico equivalente al que se aplica a las demás Unidades Generadoras de igual tecnología. No obstante lo anterior, el Coordinador podrá adoptar simplificaciones o agrupaciones de los referidos medios de generación 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 que sean objeto de dicha simplificación o agrupación.</p>
479	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	45	Existen casos en dónde la agrupación genera subsidios cruzados, como lo es en la tecnología eólica, en dónde existen diferentes máquinas, más altas, grandes y eficientes y que además están viento arriba de parques cercanos, modificando en gran medida el recurso (ver caso de Chañaral de aceituno, Calama y próximamente Taltal).	Eliminar artículo 45.
480	Collahuasi	45	Se indica que se debe considerar la agrupación de unidades para efectos de determinar el ELCC. Se sugiere complementar las definiciones que se realizan de manera de dar más certeza y transparencia a las definiciones que se realicen, en línea con los requerimientos establecidos en el Considerando 8 y Artículo 1. En este contexto es importante definir, al menos, los principios bajo los cuales se realizarán las agrupaciones. Por ejemplo, el hecho de combinar en un mismo grupo sistemas híbridos o de almacenamiento con distintos criterios de diseño puede perjudicar el aporte que sistemas más confiables o de mayor número de horas de duración (energía almacenada) hacen al sistema.	Definir de manera más completa, al menos, los principios bajo los cuales se realizarán las agrupaciones. Considerar por ejemplo, no sólo la tecnología, si no que tiempos de operación, estadísticas de falla, perfiles de generación, etc.
481	Enel Generación S.A.	45	El artículo 28 define la indisponibilidad forzada IFOR con resolución por unidad generadora, sin embargo, el artículo 45, menciona que la metodología ELCC, deberá considerar la agrupación de una o más unidades generadoras, para determinar el aporte de un conjunto de unidades a la suficiencia del sistema. Para lo cual, proponemos que dichas agrupaciones sean por centrales. De esa manera, se puede abordar el IFOR equivalente del caso de las centrales de ciclo combinado, las que pueden operar con diferentes configuraciones de sus componentes u unidades generadoras, y los casos de las centrales hidráulicas de embalses que operan con dos o más unidades generadoras, aprovechando un mismo caudal afluente para el conjunto de sus unidades. El procedimiento vigente DS62, modela el IFOR de una central hidráulica, como un simple promedio ponderado de las unidades, criterio que se debería corregir por un modelo probabilístico asociado a la estadística de desconexiones, que permita determinar el máximo aporte esperado posible, para el conjunto de las unidades de dichas centrales. También para el caso de los ciclos combinados, se debería disponer de un modelo probabilístico que permita determinar la configuración que entregue el máximo aporte esperado posible a la suficiencia del sistema.	Artículo 45.- La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá considerar la agrupación de las Unidades Generadoras de una central , para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada el conjunto de Unidades Generadoras de una central a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda. La Norma Técnica establecerá los modelos de probabilidades asociados a la estadística de desconexiones forzadas, para la realización de las referidas agrupaciones, así como los valores esperados o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación.
482	Guacolda Energía SpA	45	Se deja a la Norma Técnica la definición de "agrupaciones", siendo esto otro de los elementos esenciales para efecto de determinar el reconocimiento de potencia de las unidades en el tiempo.	
483	Pacific Hydro Chile S.A.	45	Existen casos en dónde la agrupación genera subsidios cruzados, como lo es en la tecnología eólica, en dónde existen diferentes máquinas, más altas, grandes y eficientes y que además están viento arriba de parques cercanos, modificando en gran medida el recurso (ver caso de Chañaral de aceituno, Calama y próximamente Taltal).	Eliminar artículo 45.
484	Reliable Nueva Energía S.A.	45	Se establece la obligación de hacer agrupaciones, pero falta aclarar si todas las unidades deben ser consideradas en agrupaciones o solo algunos casos específicos.	Se propone cambiar "deberá" por "podrá"
485	SW Operations S.A.	46	El concepto de potencia ELCC no se encuentra en la Ley.	Eliminar el concepto "ELCC"

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
486	Prime Energía Spa	46	Se debe especificar qué aplicará para el caso de que una Unidad Generadora, no se disponga de la información estadística suficiente indicada en los literales d) y e)	En el caso de que, respecto de una Unidad Generadora, no se disponga de la información estadística suficiente indicada en los literales d), e), f) y g) del artículo 44. - del presente reglamento, para efectos de la determinación de la potencia ELCC de dicha unidad, se deberá cubrir la información estadística faltante con la información disponible en la zona en la cual se encuentra la referida unidad, teniendo en cuenta la estadística de Unidades Generadoras con características tecnológicas similares, de acuerdo con lo que disponga la Norma Técnica.
487	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte Spa	46	Permitir demostrar las capacidades de un sistema con almacenamiento al no existir estadística local de la tecnología en cuestión. Algo así a como lo que se le permite a los autoprodutores (demostración de sus capacidades).	
488	Pacific Hydro Chile S.A.	46	Permitir demostrar las capacidades de un sistema con almacenamiento al no existir estadística local de la tecnología en cuestión. Algo así a como lo que se le permite a los autoprodutores (demostración de sus capacidades).	
489	Coordinador Eléctrico Nacional	47	<i>Los autoprodutores deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una Unidad Generadora igual a dicho excedente en la determinación de su potencia ELCC.</i>	La regla o fórmula que establece cuándo un coordinado "demuestra" o no ante el Coordinador que es un autoprodutor porque aporta "excedentes de potencia" debe ser materia del Reglamento.
490	Engie Energía Chile	47	Se sugiere detallar la información, tipos de pruebas, temporalidades que permitan establecer los excedentes de Potencia, así como el tratamiento de los mismo. Definir el tratamiento de posibles aumentos y disminuciones a través del año de cálculo.	
491	Engie Energía Chile	47	Se solicita agregar que los requerimientos específicos serán establecidos en la respectiva NT	Los autoprodutores deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una Unidad Generadora igual a dicho excedente en la determinación de su potencia ELCC. Los requerimientos específicos para demostrar lo indicado serán establecidos en la respectiva Norma Técnica.
492	SW Operations S.A.	47	El concepto de potencia ELCC no se encuentra en la Ley.	Eliminar el concepto "ELCC"
493	Prime Energía Spa	47	No se especifica que perfil horario de excedentes deben ser considerados.	Los autoprodutores deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una Unidad Generadora igual a dicho excedente en la determinación de su potencia ELCC. En caso que se demuestre, entonces el Coordinador deberá considerar el peor escenario del perfil horario de excedentes de los últimos 5 años.
494	ACERA AG.	48	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 ser evaluado en su reconocimiento de potencia.	Inciso tercero: "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 y logísticas de transporte de dicho insumo, asociadas a éste. Para tal efecto se deberá acreditar que la Unidad Generadora puede operar continuamente por el tiempo que determine la Norma Técnica en condiciones normales de operación, no pudiendo ser inferior a 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.
495	Enlase Generación Chile S.A.	48	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 ser evaluado en su reconocimiento de potencia.	Inciso tercero: "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 y logísticas de transporte de dicho insumo, asociadas a éste. Para tal efecto se deberá acreditar que la Unidad Generadora puede operar continuamente por el tiempo que determine la Norma Técnica en condiciones normales de operación, no pudiendo ser inferior a 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.
496	ACENOR A.G.	48	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.
497	Coordinador Eléctrico Nacional	48	Este artículo indica que para poder determinar la potencia ELCC de unidades que declaren capacidad de respaldo, serán representadas como una unidad generadora equivalente a partir de las características de operación que posea cada unidad con el Insumo Principal y Alternativo, sin embargo no especifica cómo debe modelarse esa unidad generadora equivalente y la diferencia de modelación con una unidad generadora que no posee capacidad para operar con Insumo Alternativo. Ejemplo de lo anterior es el Reglamento D562-2006 y su NT en que sí se especifica cómo se incorporan ambas situaciones en el cálculo de la Potencia Inicial, situación que no ocurre en este caso.	Se propone que se incluya una metodología de detalle que permita modelar una central equivalente en el cálculo de la Potencia ELCC que pueda operar con Insumo Principal y Alternativo y una central que sólo puede operar con Insumo Alternativo.
498	Coordinador Eléctrico Nacional	48	El segundo inciso señala que la capacidad de respaldo con Insumo Alternativo deberá ser acompañada de una certificación emitida por una empresa con experiencia en la materia. No obstante en la práctica no se tienen empresas que cuenten con esas características a menos que se le pueda efectuar una prueba efectiva a la unidad generadora operando con insumo alternativo durante las horas que se requiera por la NT	Se propone eliminar la certificación de una empresa especializada en la materia para certificar la operación continua con Insumo Alternativo, en su lugar se propone que el Reglamento indique la necesidad de una prueba efectiva y durante al menos 24 horas continua o el tiempo que indique la Norma Técnica.
499	Coordinador Eléctrico Nacional	48	<i>...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 y logísticas de transporte de dicho insumo, asociadas a éste...</i>	En su lugar se propone: <i>...Se entenderá que una Unidad Generadora posee capacidad de respaldo y está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta sustente ante el Coordinador que puede operar en forma continua, cumpliendo con las restricciones ambientales y de logísticas de transporte de dicho insumo, asociadas a éste...</i>
500	Coordinador Eléctrico Nacional	48	El último inciso de este artículo señala que la disponibilidad de combustible se deberá efectuar en base a la información que semanalmente informen las empresas generadoras, por este motivo no se comprende porque adicionalmente las empresas generadoras deban acreditar que pueden operar al menos 24 horas a potencia máxima de manera continua, ya que no se vislumbra bajo que instrumentos se pueda certificar dicha situación.	Se solicita revisar la redacción y pertinencia de lo indicado.
501	SW Operations S.A.	48	El concepto de potencia ELCC no se encuentra en la Ley.	Eliminar el concepto "ELCC"
502	Consejo Minero	48	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.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
503	Duquenco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	48	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 ser evaluado en su reconocimiento de potencia.	Incorporar restricciones ambientales en el cálculo de la Potencia Inicial y Potencia Equivalente
504	Anglo American	48	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.
505	AES Andes	48	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.	Inciso tercero: "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 y logísticas de transporte de dicho insumo, asociadas a éste. Para tal efecto se deberá acreditar que la Unidad Generadora puede operar continuamente por el tiempo que determine la Norma Técnica en condiciones normales de operación , no pudiendo ser inferior a 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.
506	Generadora Metropolitana	48	Existe una inconsistencia entre las 24 horas mínimas exigidas que una unidad debe operar continuamente con respecto a las 4 horas de operación por 5 días que se exigen en el Estudio de Unidad de punta.	Debería existir una coherencia entre las exigencia regulatoria y la remuneración de la suficiencia
507	Generadora Metropolitana	48	¿Cómo se ponderará la potencia ELCC de la misma unidad cuando opera con su Insumo Principal y su Insumo Alternativo?	
508	Generadora Metropolitana	48	¿En qué consiste la certificación mencionada?	Especificar los contenidos que debe tener la declaración de capacidad de respaldo de Insumo Alternativo
509	Generadora Metropolitana	48	Dado que en el artículo 44 se pide considerar la disponibilidad de Insumo Principal y Alternativo de las unidades térmicas, y luego en el artículo 48 se pide calcular una potencia ELCC para la unidad con Insumo Principal y Alternativo, ¿no estaría existiendo un doble castigo, dado que esto ya está considerado en la Disponibilidad?	
510	Prime Energía Spa	48	No se justifica que se deba acreditar la capacidad de respaldo con Insumo Alternativo, toda vez que dicha condición se debe verificar con las pruebas de Potencia Máxima y Consumos Propios que debe realizarse según los Anexos Técnicos respectivos. Adicionalmente la Resolución de Impacto Ambiental también describe y habilita la operación con más de un tipo de combustibles.	Se sugiere sustituir los incisos 2 y 3 por: Se entenderá que una Unidad Generadora posee capacidad de respaldo y está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta certifique sus pruebas de Potencia Máxima y Consumo Especifico Neto, declaraciones de costos y stock de combustible frente al Coordinador Eléctrico Nacional según la normativa vigente aplicable.
511	Espinos S.A.	48	Se indica que debe acreditarse que la Unidad Generadora puede operar en forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 hrs. Resulta injustificado que, primero se deje abierto a la Norma técnica la autonomía que deben tener las Unidades Generadoras, ya que el reglamento sólo está indicando el límite inferior, pero deja totalmente abierto a la NT las horas de operación continuas a requerir. Esta indicación es una tiene relación particularmente al diseño de las instalaciones de generación, por ende, debe ser estar normado bajo la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, específicamente, bajo el Anexo Técnico de "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI". No obstante, se debe establecer claramente en este Reglamento que es un requerimiento para centrales nuevas que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional.	Se solicita eliminar el requerimiento de acreditación de operación en forma continua por un mínimo de 24 horas
512	SGA	48	En el tercer párrafo, no se reconocería absolutamente nada de potencia de suficiencia en los casos donde se puede presentar problemas que no permitan inyectar las 24 hrs continuas. Por ejemplo, problemas ambientales originados posteriormente a la puesta en servicio de la central. Esto se encuentra recogido en la metodología del IFOR. Y frente a estas limitaciones de poder inyectar las 24 hrs al sistema debiera ser factible reconocer una parte de su potencia de suficiencia ya penalizada en el IFOR y con un período transitorio de hasta 60 meses que lo podría especificar la NT, para modificar, corregir y adecuar unidad generadora por aquellos temas que la limitan, que podrían en la práctica presentar una nueva potencia máxima o un traslado de la central.	"Para tal efecto...por el tiempo que determine la NT, y para aquellos casos en que se presente un despacho inferior a las 24 horas por causas ajenas a la central, se deberá especificar en la NT los plazos y requerimientos que debe presentar el Participante para continuar recibiendo remuneración por potencia de suficiencia.
513	Guacolda Energía SpA	48	¿Como se demuestra la factibilidad del insumo alternativo?. Debe existir una definición en un tiempo determinado y no dejar esto definiciones posteriores que puedan realizarse.	
514	Reliable Nueva Energía S.A.	48	Que sentido hay en establecer la posibilidad que una unidad en Estado de Reserva Estratégica disponga de insumo alternativo. Si el artículo 51 establece que se le considere una disponibilidad de combustible del 100%	Eliminar párrafo cuarto del artículo 48
515	ACERA AG.	49	En la definición de variables, el parámetro Pmáx A se encuentra definido en dos ocasiones y con distintos significados.	
516	ACERA AG.	49	Actualmente un número creciente de nuevas unidades térmicas presenta importantes restricciones operativas señaladas en su RCA por motivos ambientales. Entre estas restricciones existe por ejemplo el caso de centrales que no pueden operar más de un determinado número de horas del año. En tales casos, no parece razonable por ejemplo que una unidad que sólo está autorizada para operar el 5% de las horas de año, tenga igual nivel de remuneración de aquella que no posee tan limitación. Se propone nuevo inciso al artículo 49 que contemple tal situación.	Inciso final: "Las disponibilidades anuales del Insumo Principal y Alternativo que se indican en el presente artículo deberán considerar los niveles de restricción de potencia observados para dichos insumos. Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador semanalmente la disponibilidad de combustible, incluyendo restricciones en el almacenamiento y logística de transporte del mismo, debiendo acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a Potencia Máxima, sujeto a la normativa ambiental vigente. Asimismo los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador de restricciones operativas impuestas por la normativa ambiental que limiten la cantidad de horas que las unidades tienen autorizado a operar, debiendo el Coordinador considerar tales limitaciones en el cálculo de suficiencia respectivo. "

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
517	Enlase Generación Chile S.A.	49	"Las disponibilidades anuales del Insumo Principal y Alternativo que se indican en el presente artículo deberán considerar los niveles de restricción de potencia observados para dichos insumos. Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador semanalmente la disponibilidad de combustible, incluyendo restricciones en el almacenamiento y logística de transporte del mismo , debiendo acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a Potencia Máxima, sujeto a la normativa ambiental vigente". Es claro que cada Coordinado podrá informar la disponibilidad de combustible de los estanques propios de cada central, pero los Coordinados no son responsables de las restricciones de almacenamiento ni de los problemas de logística de transporte que pudieran sufrir los Proveedores.	Las disponibilidades anuales del Insumo Principal y Alternativo que se indican en el presente artículo deberán considerar los niveles de restricción de potencia observados para dichos insumos. Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador semanalmente la disponibilidad de combustible, debiendo acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica.
518	Generadoras de Chile	49	Cualquier requerimiento para las unidades que aportan suficiencia del sistema deberá ser consistente con los supuestos utilizados en el Informe Técnico de Costos de Unidad de Punta.	Las disponibilidades anuales del Insumo Principal y Alternativo que se indican en el presente artículo deberán considerar los niveles de restricción de potencia observados para dichos insumos. Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador semanalmente la disponibilidad de combustible, incluyendo restricciones en el almacenamiento y logística de transporte del mismo, debiendo acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a Potencia Máxima, sujeto a la normativa ambiental vigente. El tiempo de operación continua definido en la Norma Técnica deberá ser coherente con los supuestos utilizados en el Informe Técnico de Costos de Unidad de Punta.
519	Coordinador Eléctrico Nacional	49	Disponibilidad de combustible = $\min \{1; \text{DIP} + \text{DIA} \cdot \text{Pmáx}_A / \text{Pmáx}_P\}$ Las disponibilidades por lo general no se suman porque obedecen a probabilidades condicionales. Es decir, el combustible alternativo sólo tiene utilidad cuando no se tiene el combustible principal porque no se puede generar con los dos combustibles simultáneamente.	Se propone estudiar una fórmula alternativa, como por ejemplo: $P_{ini} = \text{DIP} * \text{Pmáx}_P + (1 - \text{DIP}) * \text{DIA} * \text{Pmáx}_A$ Otra alternativa es reponer la fórmula del Reglamento vigente: $P_{ini} = \text{DIP} * \text{Pmáx}_P + (1 - \text{DIP}) * \text{Pmáx}_A$
520	Coordinador Eléctrico Nacional	49	Se debe cambiar Pmáx_A por Pmáx_P en la primera aparición.	Pmáx_P . Potencia Máxima asociada al Insumo Principal de la Unidad Generadora
521	ELEKTRAGEN	49	La exigencia establecida en el último inciso de este artículo debe ser analizada en torno a su magnitud completa. Es una exigencia nueva, por lo que su implementación es un cambio en la estructura del mercado y en la infraestructura actual que cuentan los generadores que utilizan combustible. No existe ninguna exigencia que establezca la disponibilidad efectiva del combustible, sino las señales económicas y los consecuentes efectos en la remuneración en caso de no hacerlo. Esta exigencia debe tener un tiempo importante de transitorio para su aplicación, pero sobre todo el análisis profundo de la certeza de llevarla a cabo. Si eso es así, también debe existir el correlato tarifario, que no existe hoy en día en el estudio cuatrienal de la unidad de punta (recientemente finalizado por la CNE). Si la obligación de contar con los recursos necesarios para operar pasan de comerciales a técnicos, debe existir el correlato para todos los efectos.	Se solicita explicitar la razón que hay detrás de esta modificación. Por otra parte esta debe tener un transitorio extenso para la modificación de la infraestructura en caso de ser necesario, basado en el levantamiento de unidades que deben realizar modificaciones en sus instalaciones. Además se debe considerar el correspondiente impacto tarifario en la caracterización de la unidad de punta.
522	Engie Energía Chile	49	Corregir la sigla que define la "Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo de la Unidad Generadora."	
523	Engie Energía Chile	49	Se sugiere que la acreditación de tiempo continuo que determine la Norma Técnica mantenga coherencia con los supuestos utilizados en el Informe Técnico de Costos de Unidad de Punta y en los respectivos Estudios de Costo.	
524	ECOM Energía Chile SpA	49	Error de tipeo en concepto Potencia Máxima asociada al Insumo Principal de la Unidad Generadora.	
525	GPM-AG	49	La exigencia establecida en el último inciso de este artículo debe ser analizada en torno a su magnitud completa. Es una exigencia nueva, por lo que su implementación es un cambio en la estructura del mercado y en la infraestructura actual que cuentan los generadores que utilizan combustible. No existe ninguna exigencia que establezca la disponibilidad efectiva del combustible, sino las señales económicas y los consecuentes efectos en la remuneración en caso de no hacerlo. Esta exigencia debe tener un tiempo importante de transitorio para su aplicación, pero sobre todo el análisis profundo de la certeza de llevarla a cabo. Si eso es así, también debe existir el correlato tarifario, que no existe hoy en día en el estudio cuatrienal de la unidad de punta (recientemente finalizado por la CNE). Si la obligación de contar con los recursos necesarios para operar pasan de comerciales a técnicos, debe existir el correlato para todos los efectos.	Se solicita explicitar la razón que hay detrás de esta modificación. Por otra parte esta debe tener un transitorio extenso para la modificación de la infraestructura en caso de ser necesario, basado en el levantamiento de unidades que deben realizar modificaciones en sus instalaciones. Además se debe considerar el correspondiente impacto tarifario en la caracterización de la unidad de punta.
526	Inkia Energy	49	Señala que se debe acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a Potencia Máxima. Se debe clarificar el alcance de operar de forma continua por un número de hora determinado, ejemplo si es sólo a través de almacenamiento o a través de reposición de suministro. El estudio de Costos de la Unidad de Punta debe reconocerlos costos asociados.	Se debe acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a Potencia Máxima, sujeto a la normativa ambiental vigente. Los costos involucrados en el abastecimiento de combustible, ya sea a través de estanques, reposición de suministro, flota dedicada, capacidad a firme en gasoductos/oleoductos, etc deberá ser reconocida en el estudio de Costos de la Unidad de Punta, en particular costos fijos que no puedan incluirse en el costo variable, dada la intermitencia de la operación de las unidades.
527	AES Andes	49	Actualmente un numero creciente de nuevas unidades térmicas presenta importantes restricciones operativas señaladas en su RCA por motivos ambientales. Entre estas restricciones existe por ejemplo el caso de centrales que no pueden operar más de un determinado numero de horas del año. En tales casos, no parece razonable por ejemplo que una unidad que posee prohibición para operar el 95% de las horas de año, tenga igual nivel de remuneración de aquella que no posee tan limitación. Se propone nuevo inciso al artículo 49 que contemple tal situación.	Inciso final: "Las disponibilidades anuales del Insumo Principal y Alternativo que se indican en el presente artículo deberán considerar los niveles de restricción de potencia observados para dichos insumos. Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador semanalmente la disponibilidad de combustible, incluyendo restricciones en el almacenamiento y logística de transporte del mismo, debiendo acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a Potencia Máxima, sujeto a la normativa ambiental vigente. Asimismo los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador de restricciones operativas impuestas por la normativa ambiental que limiten la cantidad de horas que las unidades tienen autorizado a operar , debiendo el Coordinador interiorizar tales limitaciones en el cálculo de suficiencia respectivo. "
528	Generadora Metropolitana	49	Existe una inconsistencia entre las 24 horas mínimas exigidas que una unidad debe operar continuamente con respecto a las 4 horas de operación por 5 días que se exigen en el Estudio de Unidad de punta.	Debería existir una coherencia entre las exigencia regulatoria y la remuneración de la suficiencia

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
529	Prime Energía Spa	49	<p>La propuesta exige que se debe acreditar que se puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a Potencia Máxima, sujeto a la normativa ambiental vigente.</p> <p>Al respecto:</p> <p>1. La remuneración de potencia debe considerar las exigencias normativas. Es necesario tener presente que la actual definición de precio de potencia de punta remunera un stock de combustible de 4 horas por 5 días a la semana. Por lo tanto, debe garantizarse que exista coherencia entre ambas.</p> <p>2. Considerando, lo anterior hay que tener presente un transitorio para efectos de realizar las inversiones necesarias y a las adecuaciones al precio de la potencia de punta.</p> <p>3. Considerando que este cambio implica un cambio relevante a la definición del precio de potencia, el Reglamento debería establecer un techo a la exigencia de horas de autonomía teniendo en consideración. .</p> <p>La suscripción de contratos o acuerdos de suministro de combustibles pueden considerar costos fijos para su gestión y pago tarifas fijas que consideren los contratos. Cabe considerar que la actual fijación de precios de la unidad de punta no considera este tipo de costos.</p>	<p>Las disponibilidades anuales del Insumo Principal y Alternativo que se indican en el presente artículo deberán considerar los niveles de restricción de potencia observados para dichos insumos. Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador semanalmente la disponibilidad de combustible, incluyendo restricciones en el almacenamiento y logística de transporte del mismo, debiendo acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas ni superior a 48 horas operando a Potencia Máxima, sujeto a la normativa ambiental vigente.</p> <p>El precio de la potencia de punta debe incorporar en su cálculo el nivel de autonomía requerido en este Reglamento tanto en la componente de inversión así como en el costo financiero y contractuales de suministro de combustible.</p>
530	Enel Generación S.A.	49	la definición de PMAxA esta repetida y no se entrega la definición de Pmaxp	Pmáxp: Potencia Máxima asociada al Insumo Principal de la Unidad Generadora.
531	SGA	49	Corregir subíndice de PmáxA a PmáXP en el glosario de la fórmula.	Pmáxp: Potencia Máxima asociada al Insumo Principal de la Unidad Generadora.
532	SGA	49	Último párrafo, reconocer suficiencia en los casos donde se puede presentar problemas ambientales posteriores a la puesta en servicio de la central. Es lo mismo que se expone como observación del Artículo48.	"...por el tiempo que determine la NT, y para aquellos casos en que se presente un despacho inferior a las 24 horas por causales ajenas a la central, se deberá especificar en la NT los plazos y requerimientos que debe presentar el Participante para continuar recibiendo remuneración por potencia de suficiencia en cumplimiento con la normativa ambiental vigente.
533	Guacolda Energía SpA	49	Se indica que la disponibilidad de combustible debe ser informada semanalmente, incluyendo restricciones en el almacenamiento y logística de transporte. Al respecto, cabe mencionar que la disponibilidad o stock de combustible se informa actualmente de manera diaria de acuerdo a R.E. 669/2017 de la Comisión Nacional de Energía.	...Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador la disponibilidad de combustible con la periodicidad que indique el procedimiento o Norma que lo regule.
534	Guacolda Energía SpA	49	¿Como se declara la disponibilidad bajo este articulo, cuando el gas natural es interrumpible?	
535	Synex Ingenieros Consultores	49	Observación: Revisar definición de variables. PmaxA aparece erroneamente dos veces.	-
536	Coordinador Eléctrico Nacional	50	<p>Dice "... primer Año de Cálculo considerando una disponibilidad de combustible, igual al promedio de las disponibilidades de combustible de las Unidades Generadoras térmicas existentes..."</p> <p>No se evidencia un fórmula que resulte consistente con el tratamiento de las centrales cuyo suministro es con GNLR que está en las Normas Técnicas vigentes y en discusión.</p>	
537	Engie Energía Chile	50	<p>Se sugiere incorporar definición de cuál será el tratamiento para unidades que sean reconvertidas y en especial para aquellos casos que no puedan ser homologados a otras unidades en operación.</p> <p>Considerar en los artículos 52 y 53.</p>	
538	Prime Energía Spa	50	Falta especificar qué se debe considerar para el insumo alternativo.	Las Unidades Generadoras térmicas que se incorporen al sistema por primera vez, serán representadas en el primer Año de Cálculo considerando una disponibilidad de combustible, igual al promedio de las disponibilidades de combustible de las Unidades Generadoras térmicas existentes en el sistema, que no se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, que tengan el mismo Insumo Principal y Alternativo, y que cuenten con características de abastecimiento similares a la unidad incorporada al sistema.
539	ACERA AG.	51	Se solicita especificar la duración mínima de los contratos que permitan justificar la disponibilidad de insumo principal, la que en ningún caso podrá ser inferior al Año de Cálculo.	
540	Coordinador Eléctrico Nacional	51	Se observa que esta propuesta de reglamento solicita a las empresas generadoras que disponen de unidades en estado ERE la existencia de contratos de Insumos Principal y Alternativo, no obstante a las centrales que no se encuentran en estado ERE no se solicitan dichos contratos.	Se solicita revisar la redacción y pertinencia de lo indicado.
541	Guacolda Energía SpA	51	Las Unidades Generadoras en ERE deberán contar con contratos o acuerdos de suministro de Insumo Principal. ¿Cuáles serían las características o especificaciones de estos?	
542	ACERA AG.	52	<p>Se indica : " A cada Unidad Generadora se le asignará una potencia inicial, la cual corresponderá al promedio de sus potencias ELCC de los últimos cinco años, incluido el Año de Cálculo ".</p> <p>Se solicita especificar el tratamiento de centrales en ERE para la metodología ELCC. ¿Cómo se define la potencia inicial de este tipo de centrales? ¿De qué manera se les debe evaluar en las simulaciones?</p>	
543	Enlase Generación Chile S.A.	52	Se indica : " A cada Unidad Generadora se le asignará una potencia inicial, la cual corresponderá al promedio de sus potencias ELCC de los últimos cinco años, incluido el Año de Cálculo ".	
544	Coordinador Eléctrico Nacional	52	Este artículo señala que la potencia inicial de una unidad generadora corresponderá al promedio de sus potencias ELCC de los últimos cinco años, incluido el año de cálculo. Sin embargo dicha metodología beneficia a las centrales que entraron en operación hace más de 5 años respecto de las centrales que entran en el año de cálculo. Esta observación supone que la potencia ELCC de una central que entra en operación durante el año de cálculo pondera y reduce la potencia inicial de esta central por la proporción del año en que efectivamente se encuentra entregando oferta de potencia al sistema eléctrico.	Se solicita revisar la redacción y pertinencia de lo indicado.
545	Engie Energía Chile	52	Se sugiere complementar aspectos asociados a la determinación de la potencia inicial de unidades en reserva estratégica y su tratamiento.	
546	Inkia Energy	52	La definición de la potencia inicial presenta cierta redundancia estadística. Algunas de las variables involucradas en el cálculo del modelo ELCC son, por ejemplo, valores acumulados (IFOR) o mínimos (DIP) de los últimos 5 años. Por otro lado, la potencia inicial es calculada como el promedio de la potencia ELCC de los últimos 5 años, entonces el impacto de algunas variables podrá persistir hasta por 9 años, lo cual no parece correcto.	La potencia inicial se determina como la potencia ELCC para el año de cálculo.
547	Generadora Metropolitana	52	Al considerar las Potencia ELCC promediada en 5 años y luego considerar los 5 años en la disponibilidad de combustibles y en los IFOR, existiría un doble/triple castigo en el cálculo.	
548	Prime Energía Spa	52	Por ejemplo, el cálculo de Potencia Inicial del año 6 considerará los resultados de los años 2 al 5, pudiendo arrastrar efecto de fallas o indisponibilidades ocurridas el año 1, más allá del año 5.	
548	Prime Energía Spa	52	Se solicita justificar el motivo de utilizar el promedio de los últimos 5 años del ELCC. En un contexto de descarbonización el promedio de los últimos 5 años puede entregar señales equivocadas respecto a la condición del Sistema Eléctrico Nacional para abastecer su demanda máxima.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
549	Coordinador Eléctrico Nacional	53	No se advierte en este borrador de Reglamento el tratamiento de la potencia ELCC a una unidad que ha entrado en operación durante el año de cálculo. Este artículo indica que aquellas centrales que han modificado sus componentes o han agregado sistemas de almacenamiento requerirán de ejecutar nuevos ELCC para la determinación de sus potencias ELCC promedio durante el año de cálculo. Referente a estas situaciones en 2020 ocurrieron aproximadamente 120 subperiodos en que se modificó la oferta de generación según lo indicado y para poder obtener la proporcionalidad se ejecutaron también más la misma cantidad de veces el modelo LOLP que corre para cada subperiodo en aproximadamente 3 minutos. Sin embargo, se advierte que esta cantidad de subperiodos y que se espera siga aumentando en el sistema eléctrico implicaría correr una gran cantidad de ELCC para obtener cada potencia ELCC y ponderarla en el año, que según lo indicado por el consultor del Ministerio cada corrida ELCC puede demorar hasta 3 días y con más de 100 casos se puede ver perjudicada su aplicación.	Se propone estudiar la implementación del modelo ELCC considerando una gran cantidad de subperiodos durante el año de cálculo, entendiendo como subperiodo aquel en que se produce un cambio en la oferta de potencia del sistema, ya sea por entrada o retiro de centrales, cambios de parámetros o fallas prolongadas. Quizás el modelo ELCC se pueda implementar con estos cambios de oferta dentro de la corrida pero eso requiere ser estudiado para su aplicación.
550	Coordinador Eléctrico Nacional	53	Se indica "En el caso de una Unidad Generadora que, dentro de un Año de Cálculo, modifique sus instalaciones y/o componentes asociadas, que impliquen un cambio relevante en el resultado de su potencia ELCC..." . Sin embargo, no se indica a qué se refiere con cambio relevante .	Se sugiere definir lo que implica un cambio relevante .
551	Cox Energy	53	La metodología de cálculo propuesta desincentiva la inclusión de una componente de almacenamiento a un proyecto de generación en operación, pues considera en el cálculo los años previos a la incorporación de dicho almacenamiento. Por ejemplo, suponiendo un proyecto de 100MW FV que decide incluir almacenamiento mayor o igual a 5 hrs, de 100MW. Su componente de almacenamiento obtendría como potencia inicial un 100% de reconocimiento de la potencia máxima en el primer año (según tabla de art. octavo transitorio). Sin embargo, su potencia inicial será calculada como el promedio de los 5 años hacia atrás, considerando los 4 años anteriores en que la planta no tuvo componente de almacenamiento, esto es (suponiendo que Pini es un 10% de la potencia nominal del proyecto de Gx): $(10MW+10MW+10MW+10MW+(10MW+100MW))/5=30MW$, a pesar de que la planta ahora sí cuenta con un mayor aporte a la suficiencia del sistema, dada la componente de almacenamiento en operación. En cambio, si gestionara el almacenamiento como un proyecto puro, aparte del de generación, obtendría, como total de reconocimiento de la Pini tanto del sistema de Gx como de almacenamiento.	En el caso de una unidad generadora que modifique sus instalaciones y/o componentes asociadas, incluyendo la incorporación de un sistema de almacenamiento, la potencia inicial de dicha unidad se determinará considerando el promedio de sus potencias ELCC obtenidas de los últimos 5 años. En el caso de que la unidad generadora modificada, ya sea con almacenamiento u otra modificación que afecte considerablemente su reconocimiento de potencia inicial, que cuente con menos de 5 años de cálculo de su potencia ELCC, incluido el año de cálculo, su potencia inicial se determinará construyendo la estadística de 5 años de la unidad generadora modificada, teniendo en cuenta la estadística de unidades generadoras con características tecnológicas similares, de acuerdo con lo dispuesto en la Norma Técnica.
552	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	53	No queda claro qué pasa cuando una central generadora incorpora almacenamiento. En estricto rigor no debería tener un lag de su reconocimiento anterior (sin storage), por o que debería "resetearse". Por favor evaluar este aspecto.	
553	Guacolda Energía SpA	53	Del primero inciso se entiende que las unidades que cuenten con menos de 5 Años de Cálculo de su potencia ELCC, la potencia inicial asignada corresponderá al promedio en todos los Años de Cálculo en donde se determinó potencia ELCC. Esto va en contra de lo expuesto en el Artículo sexto transitorio, a no ser que el tratamiento indicado en el inciso primero sea aplicable a unidades térmicas con reciente incorporación al SEN.	En el caso de una Unidad Generadora que se haya incorporado recientemente al sistema y cuente con menos de cinco Años de Cálculo de su potencia ELCC...
554	Pacific Hydro Chile S.A.	53	No queda claro qué pasa cuando una central generadora incorpora almacenamiento. En estricto rigor no debería tener un lag de su reconocimiento anterior (sin storage), por o que debería "resetearse". Abordar esto.	
555	Sonnedix	53	Se entiende que la idea detrás de esta disposición es que en caso que una central renovable incorpore almacenamiento, para dicho año su potencia inicial se calcule como el promedio de las potencias ELCC con o sin modificaciones, solo de dicho año y para los años siguientes solo se considere las potencias ELCC con las modificaciones. No se entiende la razón de hacer la diferencia solo en el primer año, se solicita tener el mismo criterio para el primer año que para los siguientes de manera de entregar mayores incentivos para la instalación de baterías. Adicionalmente se sugiere modificar redacción para mayor claridad	"En el caso de una Unidad Generadora que, dentro de un Año de Cálculo, modifique sus instalaciones y/o componentes asociadas, que impliquen un cambio relevante en el resultado de su potencia ELCC, determinada de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 44. - y siguientes del presente reglamento, tal como la inclusión de una componente de almacenamiento, entre otros cambios que determine la Norma Técnica, su potencia inicial en dicho año corresponderá al promedio ponderado entre las potencias ELCC de dicha unidad obtenidas con y sin las referidas modificaciones, en proporción al tiempo que contó o no con las modificaciones durante el Año de Cálculo. En el caso indicado en el inciso precedente, durante los cuatro años siguientes al año de las modificaciones realizadas a la Unidad Generadora, la potencia inicial de dicha unidad corresponderá al promedio de sus potencias ELCC obtenidas considerando las modificaciones efectuadas, por lo que, entre el primer Año de Cálculo en que se realice la modificación y los cuatros Años de Cálculo posteriores, en el promedio al que se hace referencia en el Artículo precedente sólo se deberán considerar de los Años de Cálculo en los que se le determinaron las referidas potencias ELCC, incluido el Año de Cálculo. Para los años posteriores, se aplicará lo dispuesto en el artículo precedente.
556	Coordinador Eléctrico Nacional	54	Se señala "Por su parte, en el caso de Unidades Generadoras que no hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados , la potencia equivalente será igual a su Potencia Máxima". Sin embargo, si una central modifica su potencia máxima por una ampliación o un cambio en el valor de potencia máxima durante el año de cálculo y si no tuvo estados deteriorados no resulta evidente cual es la potencia equivalente a utilizar para todo el año de cálculo bajo la redacción actual y considerando que el propio Reglamento indica que el valor de potencia equivalente debe ser un promedio ponderado anual.	Se sugiere modificar " acumulado información estadística de Estados Deteriorados " por " presentado deterioros de potencia a partir de Estados Deteriorados ".
557	Engie Energía Chile	54	Se sugiere incorporar definición del tratamiento para unidades reconvertidas como Unidades Generadoras que no han acumulado información estadística de Estados Deteriorados, es decir, nuevas unidades.	
558	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	54	En relación a las unidades que posean respaldo de Insumo Alternativo, es necesario identificar el mecanismo de cálculo de la potencia equivalente (similar a lo indicado en el artículo 49 respecto el cálculo de Disponibilidad de Combustible), de modo de reflejar las limitaciones de disponibilidad de ambos combustibles.	Nuevo inciso final "En el caso de unidades que hayan acreditado capacidad de respaldo con insumo alternativo, la potencia equivalente corresponderá al promedio simple de los promedios ponderados de las potencias registradas en los Estados Deteriorados y Estados Disponibles para cada insumo Principal y Alternativo".
559	Transec S.A	54	El artículo 54 del Reglamento, indica que, a A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia equivalente. En el caso de Unidades Generadoras que hayan acumulado información estadística de estados deteriorados, la potencia equivalente corresponderá al promedio ponderado de las potencias registradas en los Estados Deteriorados y Estados Disponibles que corresponda, y de acuerdo con las disposiciones que establezca la Norma Técnica. Sin embargo, no se define el período, o ventana de tiempo a considerar para determinar la información estadística de estados deteriorados que se utilizará para determinar la potencia equivalente de las unidades o intalaciones. Al respecto, con el fin de brindar una mayor certeza a los Coordinados, se solicita precisar el período, o ventana de tiempo a considerar para determinar la información estadística de estados deteriorados que se utilizará para determinar la potencia equivalente de las unidades o intalaciones.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar el período, o ventana de tiempo a considerar para determinar la información estadística de estados deteriorados que se utilizará para determinar la potencia equivalente de las unidades o intalaciones.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
560	AES Andes	54	En relación a las unidades que posean respaldo de Insumo Alternativo, es necesario identificar el mecanismo de cálculo de la potencia equivalente (similar a lo indicado en el artículo 49 respecto el cálculo de Disponibilidad de Combustible). Se propone incorporar un nuevo inciso en el artículo 54 para reflejar tal situación. De lo contrario se podría dar la paradoja situación que una unidad sólo con Disponibilidad de Combustible alternativo, y con estado deteriorado respecto la utilización de este insumo se vea remunerada igualmente con el 100%.	Nuevo inciso final "En el caso de unidades que hayan acreditado capacidad de respaldo con insumo alternativo, la potencia equivalente responderá al promedio simple de los promedios ponderados de las potencias registradas en los Estados Deteriorados y Estados Disponibles para cada insumo Principal y Alternativo".
561	Prime Energía Spa	54	No está definida qué es ni qué representa el concepto de Potencia Equivalente. Se sugiere agregar la definición de potencia equivalente en el artículo 2.	
562	ACENOR A.G.	55	Respecto del Estado de Reserva Estratégica, considerando que los clientes finalmente pagan este servicio en el cargo por potencia, se considera necesario que se transparente lo que se está remunerando y se justifiquen los costos que se le reconocen para que dicho servicio sea prestado en forma eficiente	Se solicita incorporar un artículo que especifique que anualmente el Coordinador Eléctrico Nacional deberá realizar un análisis de los pagos de potencia de suficiencia que se realizan por Estado de Reserva Estratégica donde evalúe si es óptimo para el sistema disponer de dicha capacidad a tal costo, en base al objetivo de suficiencia del sistema.
563	APEMEC	55	Ídem comentario TITULO III	Ídem comentario TITULO III
564	GPM-AG	55	El guarismo 60% debe tener correlación con el aporte a la suficiencia que hace una unidad bajo ERE. Se solicita justificar cómo se determina el valor de 60% expresado en este artículo.	
565	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	55	Ídem comentario TITULO III	Ídem comentario TITULO III
566	Anglo American	55	Respecto del Estado de Reserva Estratégica, considerando que los clientes finalmente pagan este servicio en el cargo por potencia, se considera necesario que se transparente lo que se está remunerando y se justifiquen los costos que se le reconocen para que dicho servicio sea prestado en forma eficiente	Se solicita incorporar un artículo que especifique que anualmente el Coordinador Eléctrico Nacional deberá realizar un análisis de los pagos de potencia de suficiencia que se realizan por Estado de Reserva Estratégica donde evalúe si es óptimo para el sistema disponer de dicha capacidad a tal costo, en base al objetivo de suficiencia del sistema.
567	Imelsa Energía SpA	55	No incluir pago de potencia a centrales en Reserva estratégica	
568	Espinosa S.A.	55	En virtud, de lo acontecido con la Central Ventanas, la cual fue llamado al Despacho de acuerdo a las consideraciones del Reglamento actualmente vigente, y que ésta no pudo cumplir con el requerimiento, se solicita que anualmente, se acredite que las Unidades que se encuentran en Estado de Reserva Estratégico, estén en condiciones de entrar en operación, y en caso de no lograr acreditarlo, se eliminen de los Balances de Transferencias, debiendo reliquidarse los pagos obtenidos bajo este concepto. El guarismo 60% de la Potencia Máxima, no tiene justificación alguna. Se solicita publicar el detalle y criterios adoptados con los que se determinó el 60%.	Se solicitan los antecedentes, detalles y criterios adoptados para determinar el guarismo del 60%. Adicionalmente, se solicita que anualmente, se acredite que las Unidades que se encuentran en Estado de Reserva Estratégico, estén en condiciones de entrar en operación, y en caso de no lograr acreditarlo, se eliminen de los Balances de Transferencias, debiendo reliquidarse los pagos obtenidos bajo este concepto.
569	SGA	55	Reconocer el 100% y no el 60% de su potencia máxima, porque es una condición especial en el que el CEN puede llamarlo a despacho. Si bien es cierto recibiría ingresos por energía, está no cubrirá todos los costos para dejar que la central entre en servicio. Pues puede en un sentido extremo no llegar a generar, pero el Participante deberá incurrir en costos para dejarla disponible.	"...durante este Estado Deteriorado corresponderá al menor valor entre el 100% de su Potencia Máxima y el valor de su potencia equivalente...."
570	Sonnedit	55	Se indica que en el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que acrediten lo señalado en el inciso primero del artículo 51. -, se considerará que la potencia registrada durante este Estado Deteriorado corresponderá al menor valor entre el 60% de su Potencia Máxima y el valor de potencia equivalente determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. Lo anterior representa una distorsión de la señal de suficiencia ya que una planta que no se encuentra sincronizada al Sistema puede recibir el 60% de su Potencia Máxima, y unidades que efectivamente aportan a la suficiencia abasteciendo la demanda del Sistema puedan dejar de recibir ingresos por suficiencia como las solares fotovoltaica de acuerdo a la propuesta que está haciendo el MEN. Además se hace presente que esta propuesta contradice el Artículo 149° de la LGSE donde se establece que en las transferencias de potencia solo pueden participar medios de generación operados en sincronismo. Además el mecanismo fue creado para incentivar el retiro de centrales a carbón por lo que se esta descontando ingresos a centrales que efectivamente entregan suficiencia al sistema para pagarle a tecnologías contaminantes que no están sincronizadas a éste. Se propone reducir el reconocimiento.	se considerará que la potencia registrada durante este Estado Deteriorado corresponderá al menor valor entre el 15% de su Potencia Máxima y el valor de potencia equivalente determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad.
571	Coordinador Eléctrico Nacional	56	Las Unidades Generadoras que operen bajo el régimen de autodespacho, de acuerdo a lo dispuesto en el literal c) del artículo 7° del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, o normativa que lo reemplace, podrán solicitar al Coordinador no operar bajo dicho régimen, sujetándose entonces al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador.	El DS88/2019 dispone que todo PMGD debe operar con Autodespacho (Art. 93) en tanto que los PMG pueden optar por ese régimen de operación (Art. 110). Se propone que esta regla del DS88/2019 se extienda al Reglamento de Potencia a fin de tener un manejo consistente entre la operación y la remuneración de potencia.
572	Engie Energía Chile	56	Se solicita aclarar la pertenencia de este artículo dentro del presente reglamento.	
573	Generadora Azul SpA	56	El DS N°88 otorga el derecho a los PMGD para operar en autodespacho, por ende, se incurre en una contradicción normativa.	Eliminar Artículo
574	Prime Energía Spa	56	Se sugiere que esta habilitación se efectúe como modificación al DS88, por completitud y orden de la regulación. Esto dado que el Art. 93 del DS 88 es explícito en indicar que "Todo PMGD operará con Autodespacho". Se sugiere eliminar del presente Reglamento e incorporar el cambio normativo en el DS88	
575	Reliable Nueva Energía S.A.	56	No se entiende la relación de regular esto en el reglamento. Si hay un reglamento especial para MGPE Las Unidades Generadoras que operen bajo el régimen de autodespacho, de acuerdo a lo dispuesto en el literal c) del artículo 7° del Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, o normativa que lo reemplace, podrán solicitar al Coordinador no operar bajo dicho régimen, sujetándose entonces al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador.	Eliminar artículo 56
576	Coordinador Eléctrico Nacional	57	En dicho artículo se hace mención al concepto "recursos primarios variables". Sin embargo, dicho término no se encuentra definido en el reglamento.	Se solicita especificar o definir el concepto "recursos primarios variables".
577	Imelsa Energía SpA	57	Solicita incluir pago de potencia a generadores autodespachados	"Las Unidades Generadoras cuya operación no sea en base a recursos primarios variables que operen bajo el régimen de autodespacho, se les considerará potencia equivalente mientras se encuentren en dicho régimen de operación"
578	Generadora Azul SpA	57	Afecta a las PYMES que poseen Generación Diesel, no así al resto de los PMGDs, aumentando sus costos, pudiendo llegar en algunos casos a tener que retirar equipos de generación. Además, se debe distinguir según el tamaño de la Unidad de Generación, respetando de esa forma la Ley de Pymes. De mantenerse, se debe aumentar el plazo transitorio para la vigencia de esta norma, en, al menos, 10 años.	Eliminar Artículo
579	Prime Energía Spa	57	No se puede considerar potencia equivalente nula a PMGD que no puedan renunciar a la condición de autodespacho mientras se mantenga la obligación de operar de esa manera en el Art. 93 del DS88.	Se sugiere eliminar el artículo.
580	Espinosa S.A.	57	De acuerdo a lo establecido en el Artículo 93° del Decreto Supremo N°88, del Ministerio de Energía, todo PMGD operará con Autodespacho, esto es, independiente de la tecnología del PMGD. El tratamiento de las características de cada tecnología debe ser igualitario y no discriminatorio, por lo que todas las definiciones deben regirse bajo este concepto. El obligar a los Pequeños Medios de Generación a entrar bajo la operación del Coordinador, implicaría a las centrales de pequeña escala a realizar grandes inversiones no contempladas y que no forman parte del Decreto antes mencionado.	Se solicita eliminar este artículo.
581	SGA	57	Falta definir en el Art. 2 recursos primarios variables, que es utilizado en el artículo observado. Se puede interpretar como recursos naturales que son variables o sistemas de baterías ecológicos.	"...no sea en base a recursos naturales que son variables y que operen bajo el régimen...."
582	Reliable Nueva Energía S.A.	57	Ni en el Reglamento de la Coordinación y Operación, ni en este se define lo que se entiende por "recursos primarios variables". Ya que se estable una exclusión tan particular es necesario definir que lo que se entiende por "recurso primarios variables".	Agregar al artículo 2 la definición de "Recurso Primario variable"
583	Synex Ingenieros Consultores	57	El texto señala: Las Unidades Generadoras cuya operación no sea en base a recursos primarios variables que operen bajo el régimen de autodespacho, se les considerará potencia equivalente nula mientras se encuentren en dicho régimen de operación. Observación: No existe definición en el Reglamento de "recursos primarios variables"	-

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
584	Coordinador Eléctrico Nacional	58	Se menciona "A cada Unidad Generadora se le asignará un factor de consumos propios, que corresponderá a la proporción entre su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares y su Potencia Máxima" . Sin embargo, en caso de existir más de un valor de potencia máxima o servicios auxiliares en el período de cálculo, no se indica qué valor se debe utilizar.	Se sugiere especificar si se utiliza el valor vigente o un valor representativo anual a partir de una ponderación por períodos de vigencia.
585	Transec S.A	58	El artículo 58 del Reglamento señala que, a cada unidad generadora se le asignará un factor de consumos propios, que corresponderá a la proporción entre su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares y su potencia máxima. Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una unidad generadora, deberán ser considerados como demandas y, por ende, se les determinará una demanda de punta equivalente y su correspondiente retiro de potencia se le asignará al respectivo participante del balance. Al respecto, se comenta lo siguiente: - En el artículo 58 del Reglamento, se utiliza sólo el término "Unidades Generadoras". Debido a las mismas razones indicadas en la observación N°1, no se debería utilizar únicamente el término "Unidades Generadoras". Al respecto, se debería precisar que lo señalado en el presente artículo también puede ser aplicable a las instalaciones que establezca el artículo 149 de la Ley. - Por otra parte, es relevante señalar que el presente artículo no precisa la manera mediante la cual se determinará la potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de los servicios auxiliares de las unidades o instalaciones, ni en qué período de tiempo se determinará dicha estadística. Por lo tanto, con el fin de brindar una mayor certeza, se solicita precisar la manera en que se determinará la potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de los servicios auxiliares de las unidades o instalaciones y en qué período de tiempo se determinará dicha estadística.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar la metodología con la que se determinará la potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de los servicios auxiliares de las unidades o instalaciones y en qué período de tiempo se determinará dicha estadística. Asimismo, se solicita precisar lo siguiente: "Artículo 58.- A cada Unidad Generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, se le asignará un factor de consumos propios, que corresponderá a la proporción entre su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares y su Potencia Máxima. Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una Unidad Generadora, deberán ser considerados como demandas y, por ende, se les determinará una Demanda de Punta Equivalente y su correspondiente Retiro de Potencia se le asignará al respectivo Participante del Balance. "
586	Prime Energía Spa	58	No se especifica cómo se debe considerar el factor de consumos propios. Se debería considerar los resultados de las pruebas de potencia máxima según lo establecido en el Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS.	A cada Unidad Generadora se le asignará un factor de consumos propios que resulte de las pruebas de Potencia Máxima realizadas según el Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" de la NTSyCS.
587	Reliable Nueva Energía S.A.	58	Se menciona que los consumos no destinados a servicios auxiliares serán considerados como demanda. Queda la duda de como se interpreta esto con la energía retirada para el proceso de almacenamiento. Mantener coherencia con el artículo 97 de Reglamento de Coordinación y Operación	Cambiar el artículo y excluir solo los retiros asociados a consumos para cliente final
588	Coordinador Eléctrico Nacional	59	Para excesos de mantenimiento mayor se indica que unidad se encuentra en Estado de Falla. Del borrador se entiende que existen diversos estados de falla. Se solicita especificar que estado de falla corresponde.	Se solicita especificar que estado de falla corresponde el excesos de mantenimiento mayor.
589	Coordinador Eléctrico Nacional	59	Dicho artículo no describe tratamiento del factor de mantenimiento mayor para centrales en estado de reserva estratégica.	Se solicita especificar tratamiento del factor de mantenimiento mayor para centrales en estado de reserva estratégica.
590	ACERA AG.	60	Actualmente el costo de racionamiento del SEN es de 391,68 [US\$/MWh], dicho valor provoca que el factor de eficiencia no tenga mayor impacto en los descuentos, se solicita considerar un costo que contribuya en disuadir inversiones con tecnologías económicamente ineficientes y contaminantes. Se propone considerar un 70% del costo de racionamiento, verificando que dicho valor sea mayor al Costo variable promedio de la Unidad Generadora de referencia, determinada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65.- del presente reglamento, del sistema o subsistema, según corresponda.	CR: 70% del costo de racionamiento, establecido en el decreto vigente a que hace referencia el artículo 151° de la Ley, verificando que dicho valor sea mayor al Costo variable promedio de la Unidad Generadora de referencia, determinada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65.- del presente reglamento, del sistema o subsistema, según corresponda.
591	ACERA AG.	60	En relación al factor de eficiencia identificado en el artículo, creemos que es una iniciativa alineada con los objetivos de descarbonización y transición energética a un parque eficiente y bajo en emisiones. Sin embargo se identifica la necesidad urgente de implementar esta medida, basado en los altos niveles de entrada de nuevas unidades térmicas de alto costo variable al sistema. Por ejemplo, de acuerdo al información del Coordinador y CNE, durante el año 2021 se pondría en operación la mayor nueva capacidad de generación diesel de la historia (aprox. 425 MW). Por los motivos señalados, se propone incluir un nuevo artículo transitorio para que este artículo tenga implementación inmediata una vez publicado el nuevo reglamento.	Nuevo artículo transitorio: "Las disposiciones contenidas en el artículo 60 del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación inmediata del señalado artículo 60.-, el Coordinador deberá definir los indicadores y metodologías necesarios para su implementación mediante un informe técnico el cual podrá ser observado por los Coordinados". Dicho informe y su aplicación será en tanto no esté vigente el reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.
592	ACERA AG.	60	Se indica: "En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégico se empleará el factor de eficiencia determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un factor de eficiencia igual a 1." Debido a la metodología de cálculo propuesta, el factor de eficiencia tiene un efecto principalmente sobre las centrales de mayor costo variable (diésel). Notar que de acuerdo a lo indicado en el artículo, si estas centrales pasan a ERE antes de que se realice el primer cálculo del factor de eficiencia, no experimentarían ningún derrateo en función del factor de eficiencia.	En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégico se empleará el factor de eficiencia determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un factor de eficiencia igual a 1 al factor de eficiencia promedio de unidades de su misma tecnología y similares características que se encuentren en operación."
593	Enlase Generación Chile S.A.	60	El factor de eficiencia económica (FE) corresponde a un parámetro que pretende medir la prestación eficiente de suficiencia por parte de unidad de generación, considerando elementos propios del mercado de energía, y sin considerar los parámetros inherentes que implican la prestación adecuada del servicio. En el ámbito efectivo de su aplicación, sin conocer la motivación que lleva a su consideración dentro del borrador de texto, sus consecuencias hubiesen sido contradictorias para el parque flexible que sostuvo la operación del SEN durante el mes de agosto de 2021. El sistema alcanzó costos marginales no vistos desde hace una década, y el abastecimiento de la demanda se logró con la participación de unidades que estarían sobre el valor de referencia que pretende establecer el FE. Dichas unidades recibirían un menor reconocimiento, prestando de igual forma el mismo servicio. Esto demuestra que habría una diferenciación al momento de definir la suficiencia entregada por cada unidad, siendo dicho efecto distinto a lo establecido en los considerandos del reglamento: *"... contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia para el sistema eléctrico nacional, que permitan asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo;" * "contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema". El FE distorsiona la correcta asignación de aportes de suficiencia al sistema, discriminando con ello a tecnologías que prestan eficientemente el servicio. De cierta forma se da una señal equivocada de suficiencia al utilizar como medida el costo variable de energía. Por ejemplo, se utiliza como explicación que, el concepto que está tras el costo de falla implica que, sobre ciertos costos marginales, es más barato fallar que seguir abasteciendo la demanda. Si lo anterior es bastante cuestionable, el Facto de Eficiencia sigue la misma senda: que al superar un costo de referencia (por lo demás muy inferior al costo de falla), las unidades hacen una prestación parcial del atributo. Lo anterior carece de toda lógica. Si la política pública tras el FE tiene como motivo la instalación de generación flexible, que aporte suficiencia con costos variables "eficientes", esto se logra con una señal potente hacia la conformación futura del parque, y no de manera indicativa a través de unidades existentes que siguen prestando el servicio. Si el objetivo de la autoridad es medir disponibilidad efectiva y entregar una señal eficiente de disponibilidad, eso se logra mediante pruebas de funcionamiento aleatorias, y auditorías de operación; todos elementos existentes en la normativa actual, que sin duda puede ser mejoradas para que cumplan mejor su función. Dicho todo lo anterior solicitamos la eliminación del factor de eficiencia del borrador de reglamento. Y que, definiendo bien el objetivo tras su propuesta de implementación (que hoy no está en los considerandos, ni tampoco fue bien detallado a lo largo de las mesas de trabajo) se desarrolle una herramienta que apunte a dicha meta.	Eliminar el Factor de Eficiencia Económica

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
594	Enlase Generación Chile S.A.	60	Se indica: "En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégico se empleará el factor de eficiencia determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un factor de eficiencia igual a 1." Debido a la metodología de cálculo propuesta, el factor de eficiencia tiene un efecto principalmente sobre las centrales de mayor costo variable (diésel). Notar que de acuerdo a lo indicado en el artículo, si estas centrales pasan a ERE antes de que se realice el primer cálculo del factor de eficiencia, no experimentarían ningún derrateo en función del factor de eficiencia.	En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégico se empleará el factor de eficiencia determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un factor de eficiencia-a partir del factor de eficiencia de unidades de misma tecnología y similares características que se encuentren en operación."
595	Generadoras de Chile	60	El factor de eficiencia basado en costo variable presenta un riesgo para centrales con almacenamiento cuyos costos variables están sujetos a retiros que son definidos por el Coordinador. Adicionalmente, este costo variable es calculado, no es declarado y no depende directamente de un Insumo Principal, por lo que sugerimos modificar la redacción.	A cada Unidad Generadora se le determinará un costo variable promedio, correspondiente al promedio de los costos variables calculados para la programación de la operación del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, declarados al Coordinador de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Para efectos de lo establecido del inciso anterior, se deberán considerar los costos variables declarados por los Participantes del Balance de Potencia y no los costos de oportunidad determinados para la programación de la operación, ni los costos variables considerados para efectos del cálculo del costo marginal en los casos en que una Unidad Generadora se encuentre operando con un volumen de gas natural licuado de suministro inflexible. En el caso de Unidades Generadoras que hayan entrado en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley durante el Año de Cálculo o en el año inmediatamente anterior a éste, para efectos del cálculo del factor de eficiencia, se les considerará un costo variable promedio nulo.
596	ACENOR A.G.	60	Consideramos un avance incluir este factor de eficiencia, tal como se había solicitado en las observaciones a la Propuesta Conceptual, sin embargo, al ser multiplicativo y en combinación con el Artículo 67 que se comenta más adelante, esto lleva a que unidades que no aporten a la suficiencia sigan recibiendo remuneración, a no ser que su costo variable sea igual al costo de racionamiento.	Reemplazar 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 definidos en el Artículo 61, <u>asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.</u>
597	Oceanus Chile SpA	60	El costo de racionamiento establecido en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo corresponde actualmente a 391,68 USD/MWh. Al respecto, se hace notar que en políticas de precios recientes publicadas por el Coordinador, se han observado costos variables que superan ese valor. Sugerimos revisar este punto, ya que en un año de precios altos de combustible diesel como el actual, existe la posibilidad de que centrales de respaldo reciban cero ingresos por capacidad, lo que parece una contradicción.	
598	Coordinador Eléctrico Nacional	60	El costo de racionamiento CR establecido en el decreto vigente tiene tres variaciones durante cada año de cálculo, por tanto se debiera establecer que valor ocupar o en su defecto utilizar un promedio ponderado durante el año de cálculo del valor CR.	Modificar la redacción del término CR en la formulación de tal manera, que dicho término quede definido de manera única y así obtener también un único factor de eficiencia.
599	EDF Andes	60	El costo de racionamiento establecido en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo corresponde actualmente a 391,68 USD/MWh. Al respecto, se hace notar que en políticas de precios recientes publicadas por el Coordinador, se han observado costos variables que superan ese valor. Sugerimos revisar este punto, ya que en un año de precios altos de combustible diesel como el actual, existe la posibilidad de que centrales de respaldo reciban cero ingresos por capacidad, lo que parece una contradicción.	
600	ELEKTRAGEN	60	El factor de eficiencia económica (FE) corresponde a un parámetro que pretende medir la prestación eficiente de suficiencia por parte de unidad de generación, considerando elementos propios del mercado de energía, y sin considerar los parámetros inherentes que implican la prestación adecuada del servicio. En el ámbito efectivo de su aplicación, sin conocer la motivación que lleva a su consideración dentro del borrador de texto, sus consecuencias hubiesen sido contradictorias para el parque flexible que sostuvo la operación del SEN durante el mes de agosto de 2021. El sistema alcanzó costos marginales no vistos desde hace una década, y el abastecimiento de la demanda se logró con la participación de unidades que estarían sobre el valor de referencia que pretende establecer el FE. Dichas unidades recibirían un menor reconocimiento, prestando de igual forma el mismo servicio. Esto demuestra que habría una diferenciación al momento de definir la suficiencia entregada por cada unidad, siendo dicho efecto distinto a lo establecido en los considerandos del reglamento: *"...contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia para el sistema eléctrico nacional, que permitan asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo;" * "contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema". El FE distorsiona la correcta asignación de aportes de suficiencia al sistema, discriminando con ello a tecnologías que prestan eficientemente el servicio. De cierta forma se da una señal equívoca de suficiencia al utilizar como medida el costo variable de energía. Por ejemplo, se utiliza como explicación que, el concepto que está tras el costo de falla implica que, sobre ciertos costos marginales, es más barato fallar que seguir abasteciendo la demanda. Si lo anterior es bastante cuestionable, el Facto de Eficiencia sigue la misma senda: que al superar un costo de referencia (por lo demás muy inferior al costo de falla), las unidades hacen una prestación parcial del atributo. Lo anterior carece de toda lógica. Si la política pública tras el FE tiene como motivo la instalación de generación flexible, que aporte suficiencia con costos variables "eficientes", esto se logra con una señal potente hacia la conformación futura del parque, y no de manera indicativa a través de unidades existentes que siguen prestando el servicio. Si el objetivo de la autoridad es medir disponibilidad efectiva y entregar una señal eficiente de disponibilidad, eso se logra mediante pruebas de funcionamiento aleatorias, y auditorías de operación; todos elementos existentes en la normativa actual, que sin duda puede ser mejoradas para que cumplan mejor su función. Dicho todo lo anterior solicitamos la eliminación del factor de eficiencia del borrador de reglamento. Y que, definiendo bien el objetivo tras su propuesta de implementación (que hoy no está en los considerandos, ni tampoco fue bien detallado a lo largo de las mesas de trabajo) se desarrolle una herramienta que apunte a dicha meta.	Eliminar el Factor de Eficiencia Económica
601	APEMEC	60	El Reglamento introduce un factor de eficiencia que ordena a las centrales, de modo que las centrales cuyo costo variable es menor que el costo variable de una Unidad Generadora de Referencia tienen factor de eficiencia igual a 1. El factor de eficiencia de las centrales cuyo costo de operación excede al costo de operación de la Unidad Generadora de Referencia del subsistema es menor que 1 y es igual a cero si el costo variable de operación es igual al costo de racionamiento. La Unidad Generadora de Referencia de un subsistema es ya sea la unidad de punta del subsistema que se ocupa para calcular el precio de nudo; o bien la de mayor costo de operación entre el conjunto suficiente de Unidades Generadoras que permite cumplir con el Objetivo de Suficiencia en el respectivo subsistema, la que tenga mayor costo de operación. El conjunto de centrales que cumple con el objetivo de suficiencia es el conjunto de Unidades Generadoras ordenadas en orden creciente de costos variables promedio, tal que la suma de las potencias ELCC de las Unidades Generadoras en el conjunto sea igual o superior a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia. El factor de eficiencia se ocupa luego en la fórmula que determina la potencia preliminar de la central, mientras menor el factor de eficiencia, menor es la potencia preliminar de la central.	Consideramos un avance incluir este factor de eficiencia, sin embargo, al ser multiplicativo y en combinación con el Artículo 67 que se comenta mas adelante, llevan a que unidades que no aporten a la suficiencia sigan recibiendo remuneración, a no ser que su costo variable sea igual al costo de racionamiento. Se considera mas adecuado el mecanismo propuesto en el comentario al Artículo 67.
602	H2 Chile	60	El costo de racionamiento establecido en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo corresponde actualmente a 391,68 USD/MWh. Al respecto, se hace notar que en políticas de precios recientes se han observado costos variables que superan ese valor. Sugerimos revisar este punto, ya que en un año de precios altos de combustible diesel como el actual, existe la posibilidad de que centrales de respaldo reciban cero ingresos por pagos por potencia.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
603	Engie Energía Chile	60	<p>El artículo 60 define un factor de eficiencia que penaliza el reconocimiento de potencia inicial de unidades de baja eficiencia y alto costo variable.</p> <p>El importante notar que la evaluación del método ELCC, al escalar significativamente la demanda del sistema para lograr el nivel de confiabilidad objetivo tradicionalmente utiliza el despacho de unidades de alto costo variable para determinar el reconocimiento de potencia de unidades. Es por ello que el nivel de potencia de suficiencia reconocido a unas unidades depende o está condicionado a la confiabilidad de unidades menos eficientes en el sistema que, bajo las condiciones de evaluación empleadas para determinar el ELCC, tienen un factor de planta considerablemente mayor que en la operación real.</p> <p>De forma adicional, cabe la duda sobre el hecho de ligar el reconocimiento de aporte a la Potencia Suficiencia y el pago de la misma, a una característica operacional como el Costo Variable de cada unidad. Lo anterior pudiese transformarse en un riesgo, por cuanto el pago vía aporte a la Suficiencia podría llegar a no estar alineado o no fomentar futuras inversiones requeridas para la descarbonización y compromisos de Carbono Neutralidad (ejemplo, uso del hidrógeno verde como combustible).</p> <p>Por lo tanto, el utilizar como objetivo de eficiencia un factor dependiente del costo variable promedio de la unidad generadora no está alineado con los objetivos indicados en el considerando 8 de la propuesta de reglamento, donde se establece la intención de:</p> <p>- Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema</p> <p>Lo anterior dado que se está perjudicando a unidades que cumplen con los criterios necesarios para abastecer la demanda ante condiciones imprevistas que pueden poner en riesgo el suministro de los clientes, particularmente si tienen tiempos de partida reducidos. Unidades con tiempo de partida reducidos son importantes para hacer frente a la variabilidad de la demanda neta y a la incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta que percibe el operador del sistema en un momento dado.</p> <p>En un contexto de alta integración de energía renovable variable, factores que afectan la suficiencia del sistema tienen más relación a altos tiempos de partida de las unidades y baja capacidad de toma de carga, que a altos costos variables. Por lo tanto, se sugiere reconsiderar las definiciones establecidas en el artículo 60, 61, 62, 63, entre otros.</p>	
604	Engie Energía Chile	60	<p>La propuesta de Factor de Eficiencia y la temporalidad para su aplicación parecieran suponer que:</p> <p>1) El precio de la Potencia siempre será determinado a partir de una unidad y tecnología con costo variable. Ejemplo actual, Un TG-Diésel de 70 MW.</p> <p>2) Su entrada en aplicación debiese venir de la mano del futuro Estudio de Costos, con vigencia entre los años 2025-2028, ¿considerando una TG con vida útil de 25 años?, es decir, con una vida útil que supere el año 2050.</p> <p>Se sugiere explicitar los supuestos o al menos la base de aplicación del Factor de Eficiencia y explicitar la coherencia del mismo con el desarrollo del sistema y los objetivos de Carbono Neutralidad explicitados y comprometidos por el país.</p> <p>Lo anterior debe ser congruente con lo que se establezca en los Artículos 61, 62, 63, 64 y 65.</p>	
605	SW Operations S.A.	60	<p>La potencia de suficiencia es la capacidad de abastecer la demanda del sistema eléctrico, lo que es un balance entre variables físicas: demanda eléctrica y aporte de potencia de las centrales generadoras.</p> <p>La inclusión de un índice que considera factores monetarios no es compatible con la definición de suficiencia y discrimina centrales generadoras necesarias para el abastecimiento de la demanda.</p>	Eliminar el artículo 60
606	Asociación de Empresas de Gas Natural A.G.	60	<p>El Factor de Eficiencia está diseñado para cubrir al menos la unidad punta de referencia, sin embargo, no se encuentra estudiado a cabalidad el efecto que tendría en turbinas a gas frente a incrementos perdurables en los costos de combustibles, lo que podría producir mermas en los ingresos de estas centrales en el mediano a largo plazo.</p>	Se solicitan estudios para determinar el efecto del Factor de Eficiencia en centrales termoelectricas que utilicen GNL como Insumo Principal, en caso de aumentos sostenidos en los precios de este combustible. Lo anterior, con el objetivo de determinar la aplicabilidad de esta herramienta.
607	Consejo Minero	60	<p>Aunque es un progreso que las centrales que tengan mayor costo de operación tengan menores factores de eficiencia y se les reconozca menos potencia, se siguen remunerando a pesar de que prácticamente nunca serán despachadas. Proponemos que se 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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.</p>	
608	GPM-AG	60	<p>El factor de eficiencia económica (FE) corresponde a un parámetro que pretende medir la prestación eficiente de suficiencia por parte de unidad de generación, considerando elementos propios del mercado de energía, y sin considerar los parámetros inherentes que implican la prestación adecuada del servicio.</p> <p>En el ámbito efectivo de su aplicación, sin conocer la motivación que lleva a su consideración dentro del borrador de texto, sus consecuencias hubiesen sido contradictorias para el parque flexible que sostuvo la operación del SEN durante el mes de agosto de 2021. El sistema alcanzó costos marginales no vistos desde hace una década, y el abastecimiento de la demanda se logró con la participación de unidades que estarían sobre el valor de referencia que pretende establecer el FE. Dichas unidades recibirían un menor reconocimiento, prestando de igual forma el mismo servicio. Esto demuestra que habría una diferenciación al momento de definir la suficiencia entregada por cada unidad, siendo dicho efecto distinto a lo establecido en los considerandos del reglamento:</p> <p>*"...contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia para el sistema eléctrico nacional, que permitan asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo;"</p> <p>* "contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema".</p> <p>El FE distorsiona la correcta asignación de aportes de suficiencia al sistema, discriminando con ello a tecnologías que prestan eficientemente el servicio. De cierta forma se da una señal equívoca de suficiencia al utilizar como medida el costo variable de energía. Por ejemplo, se utiliza como explicación que, el concepto que está tras el costo de falla implica que, sobre ciertos costos marginales, es más barato fallar que seguir abasteciendo la demanda. Si lo anterior es bastante cuestionable, el Facto de Eficiencia sigue la misma senda: que al superar un costo de referencia (por lo demás muy inferior al costo de falla), las unidades hacen una prestación parcial del atributo. Lo anterior carece de toda lógica.</p> <p>Si la política pública tras el FE tiene como motivo la instalación de generación flexible, que aporte suficiencia con costos variables "eficientes", esto se logra con una señal potente hacia la conformación futura del parque, y no de manera indicativa a través de unidades existentes que siguen prestando el servicio.</p> <p>Si el objetivo de la autoridad es medir disponibilidad efectiva y entregar una señal eficiente de disponibilidad, eso se logra mediante pruebas de funcionamiento aleatorias, y auditorías de operación; todos elementos existentes en la normativa actual, que sin duda puede ser mejoradas para que cumplan mejor su función.</p> <p>Dicho todo lo anterior solicitamos la eliminación del factor de eficiencia del borrador de reglamento. Y que, definiendo bien el objetivo tras su propuesta de implementación (que hoy no está en los considerandos, ni tampoco fue bien detallado a lo largo de las mesas de trabajo) se desarrolle una herramienta que apunte a dicha meta.</p>	Eliminar el Factor de Eficiencia Económica
609	Inkia Energy	60	<p>La determinación de un factor de eficiencia en función del costo variable de las unidades no es tecnológicamente neutra, en contraposición a lo que pretende el Reglamento de Potencia, y además se aplica discrecionalmente sin un análisis ni diagnóstico claros. El factor afecta a las unidades con costo variable más alto, sin considerar posibles problemas logísticos o los precios de mercados internacionales. Además, el factor de eficiencia fusiona dos mercados con objetivos distintos como lo son el de energía y potencia.</p>	Se propone eliminar del Reglamento el factor de eficiencia.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
610	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	60	En relación al factor de eficiencia identificado en el artículo, creemos que es una iniciativa alineada con los objetivos de descarbonización y transición energética por lo que se propone incluir un nuevo artículo transitorio para su implementación inmediata una vez publicado el nuevo reglamento.	Nuevo artículo transitorio: "Las disposiciones contenidas en el artículo 60 del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación inmediata del señalado artículo 60., el Coordinador deberá definir los indicadores y metodologías necesarios para su implementación mediante un informe técnico el cual podrá ser observado por los Coordinados". Dicho informe y su aplicación será en tanto no esté vigente el reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.
611	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	60	Se indica que: "En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégico se empleará el factor de eficiencia determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un factor de eficiencia igual a 1." Como se dijo anteriormente no estamos de acuerdo en incorporar la figura de ERE, debido a que corresponde a un SSCC de reserva fría y el sistema no lo necesita. Peor aún es que se les considere factor igual a 1.0.	Eliminar condición de ERE.
612	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	60	El Reglamento introduce un factor de eficiencia que ordena a las centrales, de modo que las centrales cuyo costo variable es menor que el costo variable de una Unidad Generadora de Referencia tienen factor de eficiencia igual a 1. El factor de eficiencia de las centrales cuyo costo de operación excede al costo de operación de la Unidad Generadora de Referencia del subsistema es menor que 1 y es igual a cero si el costo variable de operación es igual al costo de racionamiento. La Unidad Generadora de Referencia de un subsistema es ya sea la unidad de punta del subsistema que se ocupa para calcular el precio de nudo; o bien la de mayor costo de operación entre el conjunto suficiente de Unidades Generadoras que permite cumplir con el Objetivo de Suficiencia en el respectivo subsistema, la que tenga mayor costo de operación. El conjunto de centrales que cumple con el objetivo de suficiencia es el conjunto de Unidades Generadoras ordenadas en orden creciente de costos variables promedio, tal que la suma de las potencias ELCC de las Unidades Generadoras en el conjunto sea igual o superior a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia. El factor de eficiencia se ocupa luego en la fórmula que determina la potencia preliminar de la central, mientras menor el factor de eficiencia, menor es la potencia preliminar de la central.	Consideramos un avance incluir este factor de eficiencia, sin embargo, al ser multiplicativo y en combinación con el Artículo 67 que se comenta más adelante, llevan a que unidades que no aporten a la suficiencia sigan recibiendo remuneración, a no ser que su costo variable sea igual al costo de racionamiento. Se considera más adecuado el mecanismo propuesto en el comentario al Artículo 67.
613	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	60	El Reglamento introduce un factor de eficiencia que ordena a las centrales, de modo que las centrales cuyo costo variable es menor que el costo variable de una Unidad Generadora de Referencia tienen factor de eficiencia igual a 1. El factor de eficiencia de las centrales cuyo costo de operación excede al costo de operación de la Unidad Generadora de Referencia del subsistema es menor que 1 y es igual a cero si el costo variable de operación es igual al costo de racionamiento. La Unidad Generadora de Referencia de un subsistema es ya sea la unidad de punta del subsistema que se ocupa para calcular el precio de nudo; o bien la de mayor costo de operación entre el conjunto suficiente de Unidades Generadoras que permite cumplir con el Objetivo de Suficiencia en el respectivo subsistema, la que tenga mayor costo de operación. El conjunto de centrales que cumple con el objetivo de suficiencia es el conjunto de Unidades Generadoras ordenadas en orden creciente de costos variables promedio, tal que la suma de las potencias ELCC de las Unidades Generadoras en el conjunto sea igual o superior a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia. El factor de eficiencia se ocupa luego en la fórmula que determina la potencia preliminar de la central, mientras menor el factor de eficiencia, menor es la potencia preliminar de la central.	Consideramos un avance incluir este factor de eficiencia, sin embargo, al ser multiplicativo y en combinación con el Artículo 67 que se comenta más adelante, llevan a que unidades que no aporten a la suficiencia sigan recibiendo remuneración, a no ser que su costo variable sea igual al costo de racionamiento. Se considera más adecuado el mecanismo propuesto en el comentario al Artículo 67.
614	Anglo American	60	Consideramos un avance incluir este factor de eficiencia, tal como se había solicitado en las observaciones a la Propuesta Conceptual, sin embargo, al ser multiplicativo y en combinación con el Artículo 67 que se comenta más adelante, llevan a que unidades que no aporten a la suficiencia sigan recibiendo remuneración, a no ser que su costo variable sea igual al costo de racionamiento.	Reemplazar 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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.
615	AES Andes	60	En relación al factor de eficiencia identificado en el artículo, creemos que es una iniciativa alineada con los objetivos de descarbonización y transición energética a un parque eficiente y bajo en emisiones. Sin embargo, se identifica la necesidad de urgente de implementar esta medida, basado en los altos niveles de entrada de unidades térmicas de alto costo variable al sistema. Por ejemplo, de acuerdo a la información del Coordinador y CNE, durante el año 2021 se podría en operación la mayor nueva capacidad de generación Diesel de la historia (aprox. 425 MW). Por los motivos señalados, se propone incluir un nuevo artículo transitorio para que este artículo tenga implementación inmediata una vez publicado el nuevo reglamento.	Nuevo artículo transitorio: "Las disposiciones contenidas en el artículo 60 del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación inmediata del señalado artículo 60., el Coordinador deberá definir los indicadores y metodologías necesarias para su implementación mediante un informe técnico el cual podrá ser observado por los Coordinados". Dicho informe y su aplicación será en tanto no esté vigente el reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
616	Colbún S.A.	60	<p>Factor de Eficiencia. Creemos que es un avance positivo en esta nueva propuesta, dar una señal de costo – eficiencia en la metodología de asignación de la potencia de suficiencia para las distintas instalaciones, a través de la aplicación de un “factor de eficiencia económica”, entendiendo que la remuneración de la Potencia de Suficiencia Preliminar corresponde a aquellos que eficientemente aportan a la suficiencia objetivo del sistema.</p> <p>Esta medida abordará el problema de la sobre instalación actual del sistema de unidades ineficientes que no aportan suficiencia o confiabilidad al sistema.</p> <p>Es importante mantener el alcance de la aplicación de este factor, cuyo propósito es remunerar correctamente la suficiencia a las unidades que aportan eficientemente desde el punto de vista <u>económico</u> este atributo, sin otras consideraciones o ámbitos de aplicación.</p>	
617	Imelsa Energía SpA	60	solicita eliminar el factor de eficiencia	
618	ENORCHILE S.A	60	El factor de eficiencia propuesto es función del Costo de Racionamiento (CR) establecido en el decreto vigente a que hace referencia el artículo 151° de la Ley. Pero dicho costo de racionamiento es un valor único para todo el Sistema eléctrico, el cual es determinado primeramente en cada subsistema y posteriormente promediado. Lo anterior no entrega las señales de inversión en los puntos donde más se necesitan, que normalmente se dan por limitaciones en subsistemas determinados y no a nivel sistémico. Esto traerá como consecuencia desinversión en subsistemas estresados los cuales corresponden a zonas donde más se necesitan las inversiones.	Se solicita que exista un factor de eficiencia por cada subsistema con Costo de Racionamiento distinto.
619	ENORCHILE S.A	60	La eficiencia de las centrales se remunera a través del precio de potencia de Suficiencia y a través de los factores únicos que reconocen menor Potencia de suficiencia definitiva en la medida que ingresan nuevas unidades al sistema, considerando que la demanda pagará un monto fijo de potencia a repartir entre todas las unidades que aportan suficiencia. Por tanto, es el inversionista quien decide si realiza la inversión en un sistema que puede estar con demasiada potencia preliminar siendo su inversión fuertemente castigada al momento del cálculo de la potencia de suficiencia definitiva. Se reconoce que una unidad con un costo variable mayor al costo de racionamiento (CR) no debiese operar nunca, si es que el CR esta bien calculado. Si una unidad no operara nunca, no tiene derecho a percibir ingresos por suficiencia pues en teoría nunca aportará a la suficiencia. Se propone que aquellas unidades con CV mayor al CR no reciban ingresos tal como esta propuesto en el artículo 60, pero aquellas unidades con costo menor al CR debieran recibir el 100% de su potencia, es decir, que debieran tener Factor de Eficiencia igual a 1, ya que estas unidades operarán aportando suficiencia al sistema. El servicio entregado por las unidades es la suficiencia, este siempre que sea requerido será aportado, y la remuneración de las centrales es en base al precio de la potencia, el cual es para todos igual según la barra de conexión, y el reconocimiento de potencia es proporcional a la disponibilidad de la unidad, lo cual es correcto. una unidad con CV bajo y otra unidad con CV alto entregan el mismo producto, que es aportar a la suficiencia del sistema. Incluir el concepto de CV promedio de la unidad Generadora de Referencia es incluir nuevamente un cálculo teórico, con sus implicancias e imperfecciones, en un mercado donde debiese primar la competencia entre los distintos actores. Como ejemplo, una central con tecnología de hidrógeno o almacenamiento podrá verse discriminada mediante la utilización de un factor de eficiencia tal como esta propuesto en el artículo 60, siendo que aporta a la suficiencia de la misma forma que lo realizan el resto de las centrales con distintos costos variables.	Se propone cambiar la función del Factor de Eficiencia por una función "escalón", que sea de valor 1 para todos los CV menores o iguales al Costo de Racionamiento e igual a cero para todos los CV mayores al Costo de Racionamiento.
620	Generadora Metropolitana	60	El Factor de Eficencia no es consistente con los aportes de suficiencia de las unidades generadoras, lo cual se pudo ver evidenciado en los episodios de estrechez con los que operó el SEN durante el mes de agosto de 2021, donde algunas barras del sistema alcanzaron CMg superiores a los 300 USD/MWh. Así, el borrador de reglamento mezcla una señal de energía (Costo Variable de operación) con una señal de inversión de suficiencia de largo plazo.	Eliminar referencia al Factor de Eficiencia
621	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	60	Se define un factor de eficiencia, que multiplica la potencia de suficiencia en un factor entre 0 y 1 que depende de qué tanto supere el costo variable de una central al de la unidad generadora de referencia, reduciéndose linealmente hasta alcanzar el valor 0 si este costo variable alcanza o supera el costo de racionamiento. Si bien esto apunta en la dirección correcta, aún sigue remunerando a unidades cuyo costo variable se encuentra por encima de esta unidad generadora de referencia, y que por tanto, no aporta a la suficiencia del sistema	Sustituir este factor por el mecanismo descrito en el comentario del artículo 67
622	Prime Energía Spa	60	Sin perjuicio de la observación al artículo 66, sobre calcular un factor de eficiencia es una métrica relacionada con la programación y la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional. La LGSE define como objetivos diferentes a la operación económica, la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, la suficiencia. Los costos variables no afectan en ninguna manera la capacidad de aportar a la suficiencia así como los costos fijos y de inversión de una central generadora no es una variable que deba ser considerada para determinar en la operación económica del Sistema Eléctrico Nacional. Es así que se solicita que se elimine esta definición a menos que el Ministerio de Energía pueda demostrar de manera conceptual y matemáticamente cómo afecta un incremento del costo variable a la cualquier métrica de suficiencia que pueda ser seleccionada. Se propone eliminar el artículo completo debido a que un incremento de costo variable no afecta en ninguna manera su capacidad de aportar suficiencia y por lo tanto no afecta la métrica de Suficiencia.	Se propone eliminar el artículo completo.
623	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	60	Se están mezclando señales de corto y largo plazo. El Costo Marginal de Largo plazo, que determinan el dinero faltante (missing money en la literatura), es una función del costo de falla y costos de inversión (operativo/capex). Resumiendo el valor en US/kW-mes. El mecanismo propuesto solo busca emular una subasta de forma pobre. No se ha modelado el comportamiento de equilibrio de largo plazo de este tipo de mecanismos (ejercicio mínimo que debe tener una política pública de esta índole), por lo que no se ha hecho el test de blancura/ácido de política pública no regresiva que podremos lamentar en el futuro. Solo recordar el diseño del impuesto verde y su pobre equilibrio de largo plazo (ver Diaz, Moreno, Muñoz) que en algunos escenarios incluso generaba incremento en emisiones.	Eliminar artículo 60
624	Collahuasi	60	En el artículo 60 se define un factor de eficiencia que penaliza el reconocimiento de potencia inicial de unidades de baja eficiencia y alto costo variable. La evaluación del método ELCC, al escalar significativamente la demanda del sistema para lograr el nivel de confiabilidad objetivo, utiliza naturalmente y en mayor proporción que la realidad el despacho de unidades de alto costo variable para determinar el reconocimiento de potencia de las unidades (incluso unidades de generación renovable variable). Por lo tanto, en el contexto utilizado para determinar el ELCC de las unidades, el nivel de potencia de suficiencia reconocido a unas unidades depende, o está condicionado, a la confiabilidad de unidades menos eficientes en el sistema que, bajo las condiciones de evaluación empleadas para determinar el ELCC, tienen un factor de planta considerablemente mayor que en la operación real. Luego, el utilizar como objetivo de eficiencia un factor dependiente del costo variable promedio de la unidad generadora no está alineado con los objetivos indicados en el Considerando 8 de la propuesta de reglamento, donde se establece la intención de contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema. Lo indicado anteriormente se debe a que se está perjudicando a unidades que cumplen con los criterios necesarios para abastecer la demanda ante condiciones imprevistas que pueden poner en riesgo el suministro de los clientes, particularmente si tienen tiempos de partida reducidos. Unidades con tiempo de partida reducidos son importantes para hacer frente a la variabilidad de la demanda neta y a la incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta que percibe el operador del sistema en un momento dado. En un contexto de alta integración de energía renovable variable, factores que afectan la suficiencia del sistema tienen más relación a altos tiempos de partida de las unidades y baja capacidad de toma de carga, que a altos costos variables.	En un contexto de alta integración de energía renovable variable, factores que afectan la suficiencia del sistema tienen más relación a altos tiempos de partida de las unidades y baja capacidad de toma de carga, que a altos costos variables. Por lo tanto, se sugiere reconsiderar las definiciones establecidas en el artículo 60, 61, 62, 63, entre otros.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
625	Enel Generación S.A.	60	Este artículo establece que para las unidades acogidas al Estado de Reserva Estratégica: "En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un factor de eficiencia igual a 1.". Este criterio puede ser discriminatorio entregándole un factor de eficiencia igual a uno a unidades acogidas a ERE con costos variables altos.	"En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un factor de eficiencia equivalente al costo variable calculado con el promedio del combustible de las unidades que utilizan el mismo combustible, considerando el último consumo específico y costo variable no combustible vigentes de esta unidad.
626	Espinos S.A.	60	Se indica que a cada unidad generadora se le determinará un factor de eficiencia que considera el costo variable promedio de la unidad generadora; y el costo variable promedio de la unidad generadora de referencia, determinada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65 de la propuesta de reglamento. La propuesta de determinación de potencia inicial se basa principalmente en determinar el ELCC de las unidades, el cual, bajo las condiciones de demanda utilizada en la evaluación del ELCC, depende en parte del nivel de confiabilidad de unidades que en condiciones normales se consideran de respaldo. Se sugiere tener en consideración que bajo las condiciones de evaluación del ELCC el despacho de unidades de respaldo aumenta considerablemente y es un factor determinante para determinar el nivel de demanda que es posible abastecer con un nivel de confiabilidad objetivo dado (no explicitado en el presente reglamento). En este contexto, definiciones establecidas en el artículo 60 (y siguientes) no están alineadas con la intención de contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema, que es un requerimiento que se establece en el Considerando 8 de la propuesta de reglamento.	Se solicita eliminar el factor de eficiencia del presente Reglamento.
627	Guacolda Energía SpA	60	Se debiese precisar que el factor de eficiencia no puede ser menor que cero	"..... su factor de eficiencia será igual a 1. En caso contrario, su factor de eficiencia se determinará con la siguiente expresión, el cual no podrá ser menor a 0. "
628	Andes Mainstream	60	Para mantener la coherencia con la NDC y Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile, las señales al mercado de potencia y la evolución tecnológica, se sugiere incluir las variables ambientales en el Factor de Eficiencia, en línea con los criterios del parlamento europeo en términos de limitar los pagos por capacidad a plantas con emisiones superiores a 550 gCO2/kWh	A cada Unidad Generadora se le determinará un costo variable promedio, correspondiente al promedio de los costos variables del Insumo Principal del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, declarados al Coordinador para la programación de la operación, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, adicionando a los costos variables, los costos sociales de emisiones de CO2 según metodología Ministerio Desarrollo Social (o en su defecto el impuesto al CO2 de acuerdo a la legislación tributaria vigente), y de los contaminantes locales de acuerdo a la legislación tributaria vigente.
629	Pacific Hydro Chile S.A.	60	Se están mezclando señales de corto y largo plazo. El Costo Marginal de Largo plazo, que determinan el dinero faltante (missing money en la literatura), es una función del costo de falla y costos de inversión (operativo/capex). Resumiendo el valor en US/kW-mes. El mecanismo propuesto solo busca emular una subasta de forma pobre. No se ha modelado el comportamiento de equilibrio de largo plazo de este tipo de mecanismos (ejercicio mínimo que debe tener una política pública de esta índole), por lo que no se ha hecho el test de blancura/ácido de política pública no regresiva que podremos lamentar en el futuro. Solo recordar el diseño del impuesto verde y su pobre equilibrio de largo plazo (ver Diaz, Moreno, Muñoz) que en algunos escenarios incluso generaba incremento en emisiones.	Eliminar artículo 60
630	Sonnedix	60	Actualmente el costo de racionamiento del SEN es de 391,68 [US\$/MWh], dicho valor provoca que el factor de eficiencia no tenga mayor impacto en los descuentos, se solicita considerar un costo que contribuya en disuadir inversiones con tecnologías económicamente ineficientes y contaminantes, se propone considerar un 70% del costo de racionamiento.	Se propone un 70% del costo de racionamiento.
631	Reliable Nueva Energía S.A.	60	El factor de eficiencia se determina en base al costos variable promedio. No hay claridad de cómo se consideran un costo variable promedio para una central de almacenamiento o una central de bombeo.	
632	ACERA AG.	61	Con la finalidad de considerar los compromisos medioambientales suscritos por el país en su NDC, así como las metas de la Política Energética del País y los lineamientos de la Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile, se propone incluir variables ambientales en el mecanismo de cálculo del Factor de Eficiencia, en línea con los criterios adoptados por el parlamento europeo que limitan los pagos por capacidad a plantas con emisiones superiores a 550 gCO2/kWh.	A cada Unidad Generadora se le determinará un costo variable promedio, correspondiente al promedio de los costos variables del Insumo Principal del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, declarados al Coordinador para la programación de la operación, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, adicionando a los costos variables, los costos sociales de emisiones de CO2 según metodología Ministerio Desarrollo Social (o en su defecto el impuesto al CO2 de acuerdo a la legislación tributaria vigente), y de los contaminantes locales de acuerdo a la legislación tributaria vigente.
633	ACERA AG.	61	Aparente error de tipeo.	...Para efectos de lo establecido en el inciso anterior, se deberán...
634	ACERA AG.	61	Se indica: " <i>En el caso de Unidades Generadoras que hayan entrado en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley durante el Año de Cálculo o en el año inmediatamente anterior a éste, para efectos del cálculo del factor de eficiencia, se les considerará un costo variable promedio nulo.</i> " ¿Esto significa que si una unidad generadora entra en operación, durante los dos primeros años de cálculo se les considera un costo variable promedio nulo para efectos del cálculo del factor de eficiencia? De ser así, ¿Por qué se considera un costo variable promedio nulo, siendo que la unidad puede tener un costo variable distinto de cero?	En el caso de Unidades Generadoras que hayan entrado en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley durante el Año de Cálculo o en el año inmediatamente anterior a éste, para efectos del cálculo del factor de eficiencia, se les considerará un sus costos variables promedio nulo, para calcular su costo variable promedio.
635	Coordinador Eléctrico Nacional	61	De la redacción de este artículo se aprecia que este factor puede ir variando para cada año de cálculo en función de los costos variables promedio y costos de racionamiento, sin embargo esa información no tiene relación con la responsabilidad o la gestión de la empresa generadora correspondiente, por lo que se considera más beneficioso establecer el factor de eficiencia cada 4 años y que dicho valor quede fijo al menos para un periodo tarifario para mantener una relativa estabilidad en los ingresos por potencia y que pueda ser más reproducible su determinación y afectación considerando que los precios de combustibles pueden sufrir variaciones estacionales importantes durante los años de cálculo y que el valor del costo variable de la unidad generadora de referencia se mantendrá fijo sin ser condicionado por las contingencias de los costos combustibles internacionales. Este último punto es relevante porque lo más probable que la unidad generadora de referencia sea una única unidad que opera con un único combustible, sin embargo en el Sistema Eléctrico Nacional las centrales operan con variados tipos de combustibles y que pueden ser diferentes al utilizado por la unidad generadora de referencia y por ese motivo el factor calculado anualmente no recogería la información de los cambios de precios internacionales aunque se encuentre indexado el valor del costo variable combustible de la unidad generadora de referencia.	Se propone que el factor de eficiencia sea determinado por la autoridad cada 4 años con un valor fijo en dicho período y no determinado por el Coordinador y para cada año de cálculo.
636	Coordinador Eléctrico Nacional	61	Este artículo señala que se debe calcular para cada unidad generadora un costo variable promedio de su insumo principal para el año inmediatamente anterior al año de cálculo según los costos variables declarados, no obstante se debe tener presente que no todas las centrales tienen un régimen de información de su costo variable, como por ejemplo las centrales hidroeléctricas, solares, eólicas no informan dichos costos, entonces esta normativa debiera establecer cuales son los criterios o valores del valor de este costo variable promedio que incidirá en su factor de eficiencia,	Establecer las reglas o valores del valor del costo variable promedio para las tecnologías de centrales que no informan costos variables como una central térmica.
637	Coordinador Eléctrico Nacional	61	En el tercer inciso corresponde indicar que se les considerará un factor de eficiencia 1, que en los hechos es equivalente en el resultado o efecto a disponer de un costo variable promedio nulo o en el límite igual al CVar promedio de referencia. Sin perjuicio de lo anterior, se estima necesario sustentar que se asigne un factor de eficiencia 1 porque equivale a restarle competitividad frente a otras unidades generadoras.	"En el caso de Unidades Generadoras que hayan entrado en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley durante el Año de Cálculo o en el año inmediatamente anterior a éste, para efectos del cálculo del factor de eficiencia, se les considerará un factor de eficiencia igual a 1. "
638	Engie Energía Chile	61	"Para efectos de lo establecido del inciso"	"Para efectos de lo establecido en el inciso"
639	ECOM Energía Chile SpA	61	No queda claro por qué se considerará un costo variable promedio nulo para las Unidades Generadoras que entren en operación. Se sugiere que sea considerado un valor resultado de la estadística de costos variables de Unidades Generadoras de la misma tecnología.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
640	Duquenco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	61	Se propone incluir variables ambientales en el cálculo del Factor de Eficiencia, en línea con el objetivo de decarbonización (que no se limita sólo a centrales a carbón). Se puede adoptar el criterio adoptado por el parlamento europeo que limita los pagos por capacidad a plantas con emisiones superiores a 550 gCO ₂ /kWh.	A cada Unidad Generadora se le determinará un costo variable promedio, correspondiente al promedio de los costos variables del Insumo Principal del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, declarados al Coordinador para la programación de la operación, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, adicionando a los costos variables, los costos sociales de emisiones de CO₂ según metodología Ministerio Desarrollo Social (o en su defecto el impuesto al CO₂ de acuerdo a la legislación tributaria vigente), y de los contaminantes locales de acuerdo a la legislación tributaria vigente.
641	Duquenco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	61	Se indica: " En el caso de Unidades Generadoras que hayan entrado en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley durante el Año de Cálculo o en el año inmediatamente anterior a éste, para efectos del cálculo del factor de eficiencia, se les considerará un costo variable promedio nulo." No se justifica considerar CV =0,0 a centrales que tienen un valor distinto de cero declarado.	En el caso de Unidades Generadoras que hayan entrado en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley durante el Año de Cálculo o en el año inmediatamente anterior a éste, para efectos del cálculo del factor de eficiencia, se les considerará su costo variable promedio.
642	Generadora Metropolitana	61	¿Cómo se le determinanara el Factor de Eficiencia a los embalses en caso de estar en agotamiento? La descripción del Factor de Eficiencia muestra una discriminación tecnológica al solo considerar unidades térmicas para el cálculo de dicho factor, dado que se indica que no se considerará el costo de oportunidad de las unidades que pueden ser menos eficientes en el mercado de la energía. Por ejemplo, un embalse en agotamiento que no es capaz de suministrar potencia de manera "eficiente" de acuerdo a este criterio, debería tener un mal Factor de Eficiencia, sin embargo, dada la redacción se le considerará como que está plenamente posibilitado para suministrar suficiencia al sistema	Eliminar referencia al Factor de Eficiencia
643	Prime Energía Spa	61	Sin perjuicio de la observación al artículo 66, el valor promedio de costos variables del año anterior es una métrica que no guarda relación con el periodo de remuneración.	Se propone eliminar el artículo completo.
644	Guacolda Energía SpA	61	Respecto al primer inciso, se debe precisar que los costos utilizados para determinar el costo variable promedio deben corresponder a los costos variables declarados por empresas coordinadas y utilizados por el Coordinador para el proceso de programación de la operación.	...correspondiente al promedio de los costos variables del Insumo Principal del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, declarados por los Participantes del Balance de Potencia y utilizados por el Coordinador para la programación de la operación.
645	ACENOR A. G.	62	Es importante que se establezca cómo la Comisión da cuenta del estudio de costos que se refiere el art. 62 para la fijación de precio de nudo de corto plazo. Por ejemplo, tamaño de la unidad de punta.	Incorporar el siguiente texto: " La Comisión en el informe de precio de nudo de corto plazo deberá indicar la configuración eficiente escogida de la unidad de punta de acuerdo al estudio de costos antes mencionado y cómo ésta es óptima para el suministro de punta del sistema."
646	ELEKTRAGEN	62	El costo variable de la unidad de referencia no puede ser determinado bajo un estudio de carácter cuatrienal. Dicho estudio puede determinar las características técnicas de la unidad de referencia, pero su costo variable debe tener correlación con la operación del sistema, no con un estudio de actualización cuatrienal (independiente que cuente con indexación). La volatilidad del mercado internacional de combustibles hace inviable tener una consigna por tanto tiempo.	El estudio debe establecer las características técnicas de la instalación, y una metodología para que su costo variable sea definido y actualizado con la debida periodicidad.
647	GPM-AG	62	El costo variable de la unidad de referencia no puede ser determinado bajo un estudio de carácter cuatrienal. Dicho estudio puede determinar las características técnicas de la unidad de referencia, pero su costo variable debe tener correlación con la operación del sistema, no con un estudio de actualización cuatrienal (independiente que cuente con indexación). La volatilidad del mercado internacional de combustibles hace inviable tener una consigna por tanto tiempo.	El estudio debe establecer las características técnicas de la instalación, y una metodología para que su costo variable sea definido y actualizado con la debida periodicidad.
648	Inkia Energy	62	Debido a coyunturas, caso fortuito, o fuerza mayor, puede que los suministradores de combustibles estén incapacitados de reponer stocks por lo que se deba recurrir a mercado secundario y/o minorista los cuales poseen mayores costos. No es posible incorporar estos casos en el cálculo de costos variables de la unidad de referencia. Los costos variables de las centrales están definidos por las políticas comerciales y estratégicas de cada empresa (adquisición combustible y logística transporte), lo cual no es incorporado en el estudio de la Unidad de Punta de la CNE. Puede darse la situación en la cual una central suministrada con GNL spot posea el mayor costo variable del sistema (como ejemplo si se mantienen las condiciones de precios internacionales de commodities como las de fines de septiembre), desincentivándose el uso de esta tecnología, u otras. Lo anterior implica que el regulador está eligiendo, o castigando económicamente, a priori las tecnologías disponibles para las unidades de punta. El costo variable unidad de referencia en un subsistema no considera la diferencia de costos desde distintos puntos de suministro y ni la logística de transporte, incluso el costo varía fuertemente en centrales según su ubicación geográfica. De esta forma el factor de eficiencia no considera el objetivo último del Reglamento de Potencia que es el de aporte de suficiencia, sino castiga aleatoriamente la ubicación geográfica de la central Existen centrales que operan debido a requerimientos de seguridad y estabilidad de la transmisión en determinadas zonas, independiente del costo variable. El factor de eficiencia puede castigar a estas centrales, incluso provocar su cierre, disminuyendo la suficiencia local del sistema.	Se propone eliminar del Reglamento el factor de eficiencia.
649	Anglo American	62	Es importante que se establezca cómo la Comisión da cuenta del estudio de costos que se refiere el art. 62 para la fijación de precio de nudo de corto plazo. Por ejemplo, tamaño de la unidad de punta.	Incorporar el siguiente texto: " La Comisión en el informe de precio de nudo de corto plazo deberá indicar la configuración eficiente escogida de la unidad de punta de acuerdo al estudio de costos antes mencionado y cómo ésta es óptima para el suministro de punta del sistema."
650	Prime Energía Spa	62	Sin perjuicio de la observación al artículo 66, el estudio no podría establecer un costo variable representativo de la unidad de punta tarifada al momento del estudio, pues depende de variables como la estrategia comercial de la empresa, su posición en el mercado, la ubicación geográfica del proyecto, la logística de combustible (tanto nacional como internacional), entre otros factores. Dado que el estudio es técnico, podría definirse un consumo específico eficiente para la unidad, y que el eventual costo variable sea calculado con posterioridad. Adicionalmente, el costo variable, y en particular su componente de costo combustible, corresponde a una variable coyuntural, por este motivo la normativa vigente establece que los Coordinados deben actualizar su costo al menos semanalmente. No tiene sentido definir su valor en un estudio que se realiza cada 4 años, incluso considerando factores de indexación.	Se propone eliminar el artículo completo.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
651	Transec S.A	63	El artículo 63 del Reglamento indica que, a cada unidad de punta que la Comisión utilice para la determinación del precio básico de la potencia de punta en el sistema o los subsistemas, según corresponda, en los informes técnicos definitivos a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, el Coordinador le deberá determinar el costo variable promedio del Insumo Principal de dichas unidades del año inmediatamente anterior al año de cálculo, para lo cual deberá aplicar las fórmulas de indexación que correspondan. Sin embargo, no se precisa la instancia en la cual el Coordinador deberá determinar el costo variable promedio del insumo principal de dichas unidades. Por lo tanto, con el fin de brindar una mayor certeza, se solicita precisar cuándo el Coordinador deberá realizar dicho cálculo.	Conforme con la observación presentada, se solicita se solicite precisar cuándo el Coordinador deberá determinar el costo variable promedio del Insumo Principal de las unidades de punta del año inmediatamente anterior al año de cálculo.
652	Prime Energía Spa	63	Sin perjuicio de la observación al artículo 66, el valor promedio de costos variables del año anterior es una métrica que no guarda relación con el periodo de remuneración.	Se propone eliminar el artículo completo.
653	Coordinador Eléctrico Nacional	64	Según la convolución actual del LOLP cuando el sistema determina dicha probabilidad se encuentra que para los niveles de demanda actuales la probabilidad de perder la carga es prácticamente nula y por eso las centrales no se ven reducidas en su Potencia de Suficiencia preliminar que será en términos equivalentes a las potencias ELCC que define este borrador de reglamento. Sin embargo cuando el sistema eléctrico se ve enfrentado a niveles de demanda mayores con un parque de generación más reducido entonces esta probabilidad de pérdida de carga aumenta y por tanto reduce ahora las potencias de suficiencias preliminares, por tanto en ese escenario pequeñas modificaciones en el objetivo de suficiencia del sistema pueden tener variaciones relevantes en los resultados de potencia de suficiencia.	Para ver los efectos en la suficiencia del sistema se recomienda evaluar los efectos de una metodología como la planteada modificando los niveles de objetivos de suficiencia para sistemas eléctricos que se encuentran más ajustados para abastecer su demanda, tal como ocurre hoy en el SEN con el subsistema 2.
654	Engie Energía Chile	64	El Artículo 64 indica que: "A cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará el conjunto suficiente de Unidades Generadoras que permite cumplir con el Objetivo de Suficiencia en el respectivo sistema o subsistema, según sea el caso." Lo indicado anteriormente se relaciona con la definición que se realiza en el Artículo 67: "La Potencia de Suficiencia de una Unidad Generadora corresponderá a la potencia preliminar de dicha unidad, obtenida conforme a lo dispuesto en el artículo precedente, escalada por un factor único para todas las Unidades Generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras de cada sistema o subsistema sea a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda. " Respecto de lo indicado en el Capítulo 4, no queda claro cómo se relaciona el nivel de confiabilidad objetivo que se defina para el sistema como un todo, con los objetivos de suficiencia que se podrían definir a nivel de subsistemas. Se sugiere aclarar también cómo se determinará la contribución que se puede obtener mediante interconexiones entre subsistemas, dado que en general es posible definir subsistemas excedentarios y subsistemas deficitarios. Finalmente, la adecuada definición de los subsistemas es un componente importante en la estabilidad de las señales de localización asociada al mercado de potencia y particularmente en la definición del margen de potencia según lo definido en el Artículo 69.	
655	Transec S.A	64	En el artículo 64 del Reglamento, se indica que, a cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará el conjunto suficiente de unidades generadoras que permite cumplir con el objetivo de suficiencia en el respectivo sistema o subsistema, según sea el caso. Para tal efecto, se indica que, el referido conjunto se determinará empleando las potencias ELCC de las unidades generadoras y sus respectivos costos variables promedios, obtenidos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 61 del reglamento. Asimismo, dicho conjunto se conformará comenzando con la unidad generadora que presente el menor costo variable promedio, y se le incluirán al conjunto unidades generadoras en orden creciente de sus respectivos costos variables promedio, hasta que la suma de las potencias ELCC de las unidades generadoras en el conjunto sea igual o superior a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el objetivo de suficiencia. En el caso de que unidades generadoras cuenten con igual costo variable promedio, éstas se incluirán de manera simultánea al referido conjunto. Al respecto, se comenta lo siguiente: - Se utiliza sólo el término "Unidades Generadoras". Debido a las mismas razones indicadas en la observación N°1, no se debería utilizar únicamente el término "Unidades Generadoras". Al respecto, se debería precisar que lo señalado en el presente artículo también puede ser aplicable a las instalaciones que establezca el artículo 149 de la Ley. - En el presente artículo, no se precisan los pasos a seguir en el caso que la suma de las potencias ELCC del conjunto de unidades sea menor a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con los objetivos de suficiencia. Por lo tanto, con el fin de brindar una mayor certeza jurídica, se solicita precisar el tratamiento en dicho caso.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar los pasos a seguir en el caso que la suma de las potencias ELCC del conjunto de unidades sea menor a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con los objetivos de suficiencia. Asimismo, se solicita precisar lo siguiente: <i>"Artículo 64.- A cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará el conjunto suficiente de Unidades Generadoras, u otra instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, que permite cumplir con el Objetivo de Suficiencia en el respectivo sistema o subsistema, según sea el caso.</i> <i>Para tal efecto, el referido conjunto se determinará empleando las potencias ELCC de las Unidades Generadoras, o instalaciones que establezca el artículo 149 de la Ley, y sus respectivos costos variables promedios, obtenidos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 61.- del presente reglamento. Asimismo, dicho conjunto se conformará comenzando con la Unidad Generadora, u otra instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, que presente el menor costo variable promedio, y se le incluirán al conjunto Unidades Generadoras, o instalaciones, en orden creciente de sus respectivos costos variables promedio, hasta que la suma de las potencias ELCC de las Unidades Generadoras, o instalaciones que establezca el artículo 149 de la Ley, en el conjunto sea igual o superior a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia. En el caso de que Unidades Generadoras, o instalaciones, cuenten con igual costo variable promedio, éstas se incluirán de manera simultánea al referido conjunto.</i> <i>La Norma Técnica establecerá la metodología para determinar la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia, en el sistema o en el subsistema, según corresponda."</i>
656	Prime Energía Spa	64	Sin perjuicio de la observación al artículo 66, no se especifica para qué escenario se debería alcanzar el objetivo de suficiencia. El objetivo debería ser coherente con la LGSE y el objetivo a conseguir debería ser suministrar la Potencia de Punta. Asimismo, se plantea analizar si el cálculo da cuenta de la suficiencia real por la que pasaría el sistema bajo una situación de estrechez, o si eventualmente pasó por una situación el año de cálculo. Como ejemplo, considerar los episodios críticos de disponibilidad de 2021, donde fue despachado casi todo el parque térmico.	Se propone eliminar el artículo completo.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPOSTA DE TEXTO
657	Collahuasi	64	<p>En el Artículo 64 se indica que: "A cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará el conjunto suficiente de Unidades Generadoras que permite cumplir con el Objetivo de Suficiencia en el respectivo sistema o subsistema, según sea el caso." De manera complementaria, en el Artículo 67 se indica "La Potencia de Suficiencia de una Unidad Generadora corresponderá a la potencia preliminar de dicha unidad, obtenida conforme a lo dispuesto en el artículo precedente, escalada por un factor único para todas las Unidades Generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda. "</p> <p>En relación a lo indicado anteriormente, se puede indicar:</p> <p>- Si bien en el Capítulo 4 se define, de manera incompleta, la forma de determinar el nivel de confiabilidad objetivo para para el sistema. No queda claro como se relaciona el nivel de confiabilidad objetivo del sistema - en su conjunto - con el nivel de confiabilidad objetivo de los subsistemas.</p> <p>- Las interconexiones entre subsistemas aportan a la suficiencia de los subsistemas. Las definiciones que se están realizando no consideran el aporte o los intercambios de potencia entre subsistemas, que deben ser considerados de acuerdo a lo establecido en el artículo 162 de la LGSE. La propuesta de reglamento es incompleta respecto de definir la forma como se determinará la contribución que las interconexiones entre subsistemas realizan a la suficiencia de cada uno de ellos.</p> <p>- La propuesta de reglamento no aborda la forma de definir los subsistemas. La objetividad, predictibilidad, transparencia y verificabilidad del proceso para definir los subsistemas es un aspecto importante de considerar de las implicancias que tiene dicha definición en la definición del reconocimiento y valorización de potencia de suficiencia de las unidades.</p>	<p>La propuesta para definición de potencia inicial de unidades en el sistema y en subsistemas es incompleta y no cumple los requerimientos establecidos en el Considerando 8 y Artículo 1. La propuesta tampoco cumple los requerimientos establecidos actualmente en el artículo 162 de la LGSE.</p> <p>Se solicita aclarar:</p> <ol style="list-style-type: none"> Cómo se evitarían los dobles pagos Cómo se estructuran y relacionan los balances entre sistema y subsistema.
658	Guacolda Energía SpA	64	¿Cómo se determina el costo variable de las centrales duales para efecto de determinar la curva ELCC?	Se propone calcular un promedio ponderado, considerando primero el porcentaje de disponibilidad del insumo con menor costo variable disponible y el diferencial de acuerdo al costo variable del insumo de mayor costo disponible.
659	Coordinador Eléctrico Nacional	65	Cuando ocurre la situación descrita en el inciso segundo de este artículo, es decir, cuando el costo variable promedio de la unidad de punta sea igual o menor al costo variable promedio de la Unidad Generadora con mayor costo variable promedio del conjunto determinado de acuerdo al artículo precedente, la Unidad Generadora de referencia corresponderá a esta última. En esta situación si la unidad generadora de referencia corresponde a la central con mayor costo variable promedio del conjunto, entonces según la definición del factor de referencia indicado en el artículo 60 de este borrador de reglamento, todas las centrales de este conjunto tendrán necesariamente un factor de eficiencia igual a 1 por ser todas con un costo variable menor al costo variable promedio de la nueva unidad generadora de referencia y en ese sentido el factor pierde su aplicación.	Se propone analizar lo indicado.
660	Coordinador Eléctrico Nacional	65	Se estima que el inciso tercero no es complementario con lo dispuesto en el inciso segundo y se estaría aplicando dos disposiciones distintas a una misma situación, además se observa que todas las alternativas dejan al factor de eficiencia en un valor 1 y por lo cual pierde su efectividad y aplicabilidad según lo dispuesto en el borrador de reglamento.	Se propone analizar lo indicado.
661	Coordinador Eléctrico Nacional	65	La redacción de este párrafo no es del todo clara y admite más de una lectura y aplicación, se sugiere ajustar la redacción.	
662	Transec S.A	65	<p>El artículo 65 del Reglamento señala que, a cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará una Unidad Generadora de referencia para efectos del cálculo del factor de eficiencia que se indica en el artículo 60 del reglamento. Al respecto, se comenta lo siguiente:</p> <p>- En el presente artículo no se precisa en qué proceso la Comisión determinará la unidad de referencia. Al respecto, se solicita precisar cuándo y en qué proceso la Comisión determinará la unidad de referencia, resguardando que los Coordinados puedan realizar observaciones a la determinación de la unidad de referencia, ya que esta tendrá un impacto en la definición del factor de eficiencia.</p> <p>- Asimismo, cabe destacar que, en el segundo inciso del artículo 65, se indica que, en el caso que el costo variable promedio de la unidad de punta, del sistema o subsistema, según sea el caso, sea igual o menor al costo variable promedio de la unidad generadora con mayor costo variable promedio del conjunto suficiente de unidades determinado de acuerdo al artículo 64, la unidad generadora de referencia corresponderá a esta última.</p> <p>Al respecto, es relevante señalar que, en la última presentación realizada por el Ministerio de Energía en la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia, se señaló que, la Comisión establecerá la unidad de referencia para cada sistema o subsistema, según corresponda, seleccionando la unidad de generación en el sistema que presente el menor costo variable y mayores similitudes tecnológicas, de tamaño y de tipo de combustible respecto de la unidad de punta fijada para el sistema o subsistema respectivo. Por lo tanto, si establece que, la unidad de referencia sea aquella con el mayor costo variable promedio, en el caso que el costo variable promedio de la unidad de punta, del sistema o subsistema, según sea el caso, sea igual o menor; no se seleccionaría la unidad con el menor costo variable promedio, sino que, al contrario, la con mayor costo variable promedio. Por lo tanto, con el fin de brindar una mayor certeza respecto del criterio a utilizar para determinar la unidad de referencia del sistema, o subsistema, según corresponda, y ser coherente con los criterios indicados, se debería precisar que, en el caso de que el costo variable promedio de la unidad de punta, determinado de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 63.- del presente reglamento, del sistema o subsistema, según sea el caso, sea igual o menor al costo variable promedio de la Unidad Generadora, u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley, con menor costo variable promedio del conjunto determinado de acuerdo al artículo precedente, la Unidad Generadora, o instalación, de referencia corresponderá a ésta última.</p> <p>-En el presente artículo sólo se hace referencia a unidades generadoras. Debido a las mismas razones indicadas en la observación N°1, no se debería utilizar únicamente el término "Unidades Generadoras". Al respecto, se debería precisar que lo señalado en el presente artículo también puede ser aplicable a las instalaciones que establezca el artículo 149 de la Ley.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar el proceso en que la CNE determinará la unidad de referencia, resguardando que los Coordinados puedan presentar sus observaciones. Asimismo, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p>"Artículo 65.- A cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará una Unidad Generadora de referencia para efectos del cálculo del factor de eficiencia que se indica en el artículo 60.- del presente reglamento. La Comisión establecerá la unidad de referencia para cada sistema o subsistema, según corresponda, seleccionando la unidad en operación el Sistema Eléctrico Nacional que presente el menor costo variable y mayores similitudes tecnológicas respecto de la unidad de punta fijada para el sistema o subsistema respectivo.</p> <p>En el caso de que el costo variable promedio de la unidad de punta, determinado de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 63.- del presente reglamento, del sistema o subsistema, según sea el caso, sea igual o menor al costo variable promedio de la Unidad Generadora, u otra instalación que establezca el artículo 149° de la Ley, con menor mayor costo variable promedio del conjunto determinado de acuerdo al artículo precedente, la Unidad Generadora, o instalación, de referencia corresponderá a esta última.</p> <p>En caso contrario, la Unidad Generadora de referencia corresponderá a aquella unidad, o instalación, en el sistema o subsistema, según corresponda, que teniendo un costo variable promedio igual o superior al costo variable promedio de la unidad de punta del respectivo sistema o subsistema, tenga la menor diferencia entre dichos costos. Cuando en el sistema o en un subsistema no se cuente con una Unidad Generadora, con un costo variable promedio igual o superior al de la unidad de punta, la Unidad Generadora de referencia corresponderá a la unidad de punta."</p>
663	Prime Energía Spa	65	Sin perjuicio de la observación al artículo 66, la central de referencia no podría ser una distinta a la central de mayor costo variable que haya sido despachada para contribuir a la operación segura y eficiente del Sistema Eléctrico Nacional durante los últimos 5 años.	Se propone eliminar el artículo completo o en su defecto cambiar el texto al siguiente: A cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará una Unidad Generadora de referencia para efectos del cálculo del factor de eficiencia que se indica en el artículo 60.- del presente reglamento. La central de referencia será aquella de mayor costo variable que haya sido despachada para contribuir con la operación económica y segura en el sistema o subsistema durante los últimos 5 años.
664	Synex Ingenieros Consultores	65	Incisos segundo y tercero. Observación: Los dos incisos segundo se refieren a una misma situación (unidad de punta con costo variable de generación igual o inferior al de unidades generadoras del conjunto de unidades del sistema o subsistema determinado según el artículo precedente) pero con resultado distinto en la aplicación de lo dispuesto en cada uno de los incisos.	
665	ACERA AG.	66	De acuerdo a la propuesta conceptual presentada por el Ministerio en la Mesa de trabajo del Reglamento de Potencia y a la normativa vigente, la potencia equivalente se utiliza para efectos de determinar la potencia inicial de las unidades generadoras. En particular, la potencia inicial se determina como el mínimo valor entre la Potencia Equivalente, y la Potencia inicial calculada según la metodología determinística o probabilista (DS 62 y propuesta conceptual respectivamente). Sin embargo, en el artículo 66 la potencia equivalente se utiliza para calcular la potencia preliminar, constituyendo un derrateo adicional sobre la potencia inicial calculada a partir de ELCC.	Se propone: 1) Eliminar la fracción (Potencia equivalente/Potencia Máxima), de la ecuación indicada en artículo 66°. 2) Indicar en donde corresponda, que la Potencia inicial de la unidad de generación será el menor valor entre Potencia Equivalente y Potencia obtenida a partir de metodología probabilística.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
666	Coordinador Eléctrico Nacional	66	El último inciso de este artículo señala que la potencia de suficiencia preliminar deberá aplicar el factor de proporcionalidad según la entrada en operación o retiro de operación de una unidad generadora. Al respecto y por motivos de simplicidad se propone aplicar una regla similar cuando una central tiene modificaciones en el valor de su potencia máxima durante el año de cálculo por ejemplo cuando se verifica su potencia máxima y se establece un nuevo valor. Este cambio, podría quedar reflejado en el valor promedio de potencia máxima en la fórmula que se aplica en el cálculo de la potencia de suficiencia preliminar y así no se debería correr el modelo ELCC cada vez que haya que modificar el valor de potencia máxima de una unidad generadora según lo indicado en el último inciso del artículo 53 del presente borrador de reglamento	Se propone analizar lo indicado.
667	Coordinador Eléctrico Nacional	66	Si bien la propuesta de reglamento se refiere en sus artículos 20 y 21 a la posibilidad de una empresa generadora de declarar una falla como un evento que no le compute indisponibilidad forzada a cambio de anular su potencia o también para los periodos de falla que duran más de dos meses, se estima necesario que ese periodo de tiempo en que la unidad no acumula indisponibilidad forzada pero si anula su potencia se considere como una factor proporcional al periodo del año que descuenta al valor de potencia de suficiencia preliminar de cada unidad generadora que se obtiene de la formulación propuesta en este artículo, ya que de lo contrario no se advierte como poder aplicar esos periodos de descuento en el pago de potencia de suficiencia.	Incorporar los periodos de presencias y fallas que duren mas de 60 días en la fórmula del cálculo de potencia de suficiencia preliminar como factores proporcionales del año de cálculo para efectos de su aplicación.
668	APEMEC	66	De acuerdo a la propuesta conceptual presentada por el Ministerio en la Mesa de trabajo del Reglamento de Potencia y al reglamento vigente, la potencia equivalente se utiliza para efectos de determinar la potencia inicial de las unidades generadoras, a partir de seleccionar la potencia inicial como el mínimo valor entre la Potencia Equivalente, y la Potencia inicial según la metodología determinística o probabilista (DS 62 y propuesta conceptual respectivamente). Sin embargo, en la artículo 66 la potencia equivalente se utiliza para calcular la potencia preliminar, constituyendo un derrateo adicional sobre la potencia inicial calculada a partir de ELCC.	Se propone: 1) Eliminar la fracción (Potencia equivalente/Potencia Máxima), de la ecuación indicada en artículo 66°. 2) Indicar que la Potencia inicial de la unidad de generación será el menor valor entre Potencia Equivalente y Potencia obtenida a partir de metodología probabilística.
669	H2 Chile	66	De acuerdo a lo señalado en la observación anterior, agregar al final del artículo el siguiente texto.	Para unidades generadoras que usen Combustibles Sintéticos Verdes como insumo Principal, el Factor de Eficiencia será igual a 1.
670	SW Operations S.A.	66	La potencia de suficiencia es la capacidad de abastecer la demanda del sistema eléctrico, lo que es un balance entre variables físicas: demanda eléctrica y a aporte de potencia de las centrales generadoras. La inclusión de un índice que considera factores monetarios no es compatible con la definición de suficiencia y discrimina centrales generadoras necesarias para el abastecimiento de la demanda.	Eliminar el término FE de la fórmula de cálculo de la potencia preliminar.
671	Inkia Energy	66	La nueva definición de potencia preliminar considerará de manera conjunta todas las penalizaciones por indisponibilidad de combustible o estado deteriorado (Pelcc x Peq/Pmax) mientras que en las mesas de trabajo se presentó como el mínimo entre ambas variables.	Creemos que los que se plantea en la propuesta no es correcto, ya que tanto la potencia ELCC y como Peq contienen información estadística del funcionamiento de la unidad, que no necesariamente es coincidente en el tiempo. La multiplicación de Pelcc y Peq no parece correcto y debería fijarse tal como fue planteado en la última mesa de potencia.
672	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	66	Define en el Art. 66, la Potencia Preliminar como la ponderación entre la Potencia Inicial y la Potencia Equivalente dividido por la Potencia Máxima y ponderado por factores de consumo propio, mantenimientos y factor de eficiencia. Sin embargo, actualmente, la Potencia Preliminar se calcula con el mínimo entre la Potencia Inicial determinada en forma determinística y la Potencia Equivalente, considerando los otros factores de consumos propios y Mantenimientos. Por lo que en la propuesta del Ministerio, el reconocimiento es menor al tener un efecto multiplicativo entre ambas potencias y no determinarlo con el mínimo entre ambos.	Se propone: 1) Eliminar la fracción (Potencia equivalente/Potencia Máxima), de la ecuación indicada en artículo 66°. 2) Indicar que la Potencia inicial es el mínimo valor entre Potencia Equivalente y Potencia obtenida a partir de metodología probabilística.
673	Transec S.A	66	El artículo 66 del Reglamento señala que, a cada Unidad Generadora se le determinará una potencia preliminar, calculada a partir de la siguiente expresión: Potencia preliminar=Potencia inicial*(Potencia Equivalente/Potencia Máxima)*(1-FCP)*(1-FMM)*FE FCP: Factor de consumos propios de la Unidad Generadora obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 58.- del presente reglamento. FMM: Factor de mantenimiento mayor de la Unidad Generadora obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 59.- del presente reglamento. FE: Factor de eficiencia de la Unidad Generadora obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 60.- del presente reglamento. Al respecto, se comenta lo siguiente: - En relación con la ecuación presentada para determinar la potencia preliminar, se incluye un nuevo factor igual a "Pequivalente/Pmax", donde la potencia equivalente, según el artículo 54 se determina como el promedio ponderado de las potencias registradas en los estados deteriorados y estados disponibles que corresponda. Al respecto, cabe señalar que, implícitamente, se podría estar volviendo a incluir en el cálculo de la potencia preliminar, los estados deteriorados que son utilizados en el cálculo del IFOR que, a su vez, son utilizados para efectos del cálculo de la potencia inicial. A mayor abundamiento, en la presentación realizada por el Ministerio de Energía en la última sesión de la mesa de trabajo del Reglamento, se señaló que, la potencia preliminar se determinaría como: Potencia preliminar=Potencia inicial*(1-FCP)*(1-FMM)*FE Por lo tanto, se sugiere revisar el término "Pequivalente/Pmax" de la ecuación, con el objetivo de analizar si se podría estar realizando una doble incorporación de los estados deteriorados en el cálculo de la potencia de suficiencia. - En el artículo 66 del Reglamento, se utiliza sólo el término "Unidades Generadoras". Debido a las mismas razones indicadas en la observación N°1, no se debería utilizar únicamente el término "Unidades Generadoras". Al respecto, se debería precisar que lo señalado en el presente artículo también puede ser aplicable a las instalaciones que establezca el artículo 149 de la Ley.	Conforme con la observación presentada, se sugiere revisar el término "Pequivalente/Pmax" de la ecuación presentada en el artículo 66 del Reglamento, con el objetivo de analizar si se podría estar realizando una doble incorporación de los estados deteriorados en el cálculo de la potencia de suficiencia. Asimismo, se solicita precisar lo siguiente: <i>"Artículo 66.- A cada Unidad Generadora u otra instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, se le determinará una potencia preliminar, calculada a partir de la siguiente expresión:</i> <i>Potencia preliminar=Potencia inicial*(Potencia Equivalente/Potencia Máxima)*(1-FCP)*(1-FMM)*FE</i> <i>FCP: Factor de consumos propios de la Unidad Generadora, o instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, obtenida a partir de lo dispuesto en el artículo 58.- del presente reglamento.</i> <i>FMM: Factor de mantenimiento mayor de la Unidad Generadora, o instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, obtenida a partir de lo dispuesto en el artículo 59.- del presente reglamento.</i> <i>FE: Factor de eficiencia de la Unidad Generadora, o instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, obtenida a partir de lo dispuesto en el artículo 60.- del presente reglamento.</i> <i>En el caso de Unidades Generadoras, o instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, que, dentro de un Año de Cálculo, entren en operación en los términos señalados en el artículo 72°-17 de la Ley, se retiren, desconecten, o cesen en sus operaciones en los términos señalados en el artículo 72°-18 de la Ley, el lado derecho de la expresión señalada precedentemente en este artículo será multiplicada por un factor proporcional entre el tiempo en que la Unidad Generadora, o instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, se encontró en operación durante el Año de Cálculo y el tiempo de duración de dicho año."</i>
674	Generadora Metropolitana	66	Dado que se implementará un modelo matemático ELCC para calcular las potencias iniciales, debería considerarse alguna forma de incorporar la potencia equivalente dentro de este cálculo y a través de un multiplicando. Se podría considerar, por ejemplo, tomar el mínimo entre la Potencia Maxima y la Potencia equivalente como parámetro de entrada de modelo ELCC de la fórmula del artículo 66.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
675	Prime Energía Spa	66	<p>Se solicita eliminar del cálculo de la Potencia de Suficiencia Preliminar el llamado Factor de Eficiencia dado que este es incompatible con la capacidad de generación que aporta cada central al Sistema Eléctrico Nacional. La metodología ELCC es la herramienta que considera todos los factores que son necesarios para determinar el aporte a la suficiencia del Sistema.</p> <p>La LGSE define como objetivos diferentes a la operación económica, la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, la suficiencia. Los costos variables no afectan en ninguna manera la capacidad de aportar a la suficiencia así como los costos fijos y de inversión de una central generadora no es una variable que deba ser considerada en la operación económica del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>Se solicita que se elimine esta definición a menos que el Ministerio de Energía pueda demostrar de manera conceptual y matemáticamente como afecta un incremento del costo variable a la cualquier métrica de suficiencia que pueda ser seleccionada.</p> <p>Se propone eliminar el artículo completo debido a que un incremento de costo variable no afecta en ninguna manera su capacidad de aportar suficiencia y por lo tanto no afecta la métrica de Suficiencia.</p>	<p>Eliminar la Sigla FE de la fórmula y eliminar la frase "FE : Factor de eficiencia de la Unidad Generadora, obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 60.- del presente reglamento."</p>
676	Sonnedit	66	<p>Hay un error en la formula, se entiende que debiese ser el minimo entre la potencia inicial determinada de acuerdo al artículo 52 y la protencia equivalente determinada de acuerdo al artículo 54 y que se debe elinar de la formula la potencia máxima.</p>	<p>Corregir formula, se entiende que debiese ser el minimo entre la potencia inicial determinada de acuerdo al artículo 52 y la protencia equivalente determinada de acuerdo al artículo 54 y que se debe elinar de la formula la potencia máxima.</p>
677	ACENOR A.G.	67	<p>Aunque es un progreso que las centrales que tengan mayor costo de operación tengan menores factores de eficiencia y se les reconozca menos potencia, se sigue cometiendo el error de remunerarlas a pesar de que éstas centrales nunca serán despachadas y, por lo tanto, no deberían recibir remuneración de potencia.</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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima. De esta manera se da una señal para que se instalen unidades de punta que sean eficientes, dado que en ninguna parte de la normativa eléctrica se especifica que se le deba pagar potencia de suficiencia a una unidad sólo por el hecho de existir.</p> <p>Cabe señalar que el mecanismo propuesto por el Ministerio, al ser multiplicativo 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>	<p>Reemplazar 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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.</p>
678	APEMEC	67	<p>Se sigue usando un factor único de prorrateo para ajustar la suma de las potencias preliminares a la demanda máxima del sistema.</p>	<p>Aunque es un progreso que las centrales que tengan mayor costo de operación tengan menores factores de eficiencia y se les reconozca menos potencia, se sigue cometiendo el error de remunerarlas a pesar de que éstas centrales nunca serán despachadas y, por lo tanto, no deberían recibir remuneración de potencia. 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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.</p> <p>Cabe señalar que el mecanismo propuesto por el Ministerio, al ser multiplicativo 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>
679	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	67	<p>Aunque es un progreso que las centrales que tengan mayor costo de operación tengan menores factores de eficiencia y se les reconozca menos potencia, se sigue cometiendo el error de remunerarlas a pesar de que éstas centrales nunca serán despachadas y, por lo tanto, no deberían recibir remuneración de potencia. 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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.</p> <p>Cabe señalar que el mecanismo propuesto por el Ministerio, al ser multiplicativo 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>	
680	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	67	<p>Se sigue usando un factor único de prorrateo para ajustar la suma de las potencias preliminares a la demanda máxima del sistema.</p>	<p>Aunque es un progreso que las centrales que tengan mayor costo de operación tengan menores factores de eficiencia y se les reconozca menos potencia, se sigue cometiendo el error de remunerarlas a pesar de que éstas centrales nunca serán despachadas y, por lo tanto, no deberían recibir remuneración de potencia. 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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.</p> <p>Cabe señalar que el mecanismo propuesto por el Ministerio, al ser multiplicativo 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>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
681	Anglo American	67	<p>Aunque es un progreso que las centrales que tengan mayor costo de operación tengan menores factores de eficiencia y se les reconozca menos potencia, se sigue cometiendo el error de remunerarlas a pesar de que éstas centrales nunca serán despachadas y, por lo tanto, no deberían recibir remuneración de potencia.</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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima. Se esta manera se da una señal para que se instalen unidades de punta que sean eficientes, dado que en ninguna parte de la normativa eléctrica se especifica que se le deba pagar potencia de suficiencia a una unidad sólo por el hecho de existir.</p> <p>Cabe señalar que el mecanismo propuesto por el Ministerio, al ser multiplicativo 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>	Reemplazar 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 definidos en el Artículo 61, asignando potencia sólo a las unidades que queden "despachadas" hasta cubrir la demanda máxima.
682	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	67	<p>Al igual que en la metodología actual, en este artículo se sigue aplicando un factor de prorrateo que ajusta la suma de las potencias de suficiencia preliminares de todas las centrales a la demanda de punta del sistema. Creemos que este es un criterio errado, pues no promueve la eficiencia ni un mercado competitivo, pues cualquier entrante no compite y solo diluye la participación del resto de los generadores.</p> <p>Una alternativa que podría resolver lo anterior, es establecer un mecanismo de Balances de Transferencias Netos, donde los generadores en vez de estar obligados a vender y comprar potencia al precio de nudo, puedan en cambio comprar o vender en el mercado spot (de potencia) los déficit o excedentes netos que resultan luego de descontar sus retiros (con clientes finales, comercializadores o generadores) y así poder traspasar un precio competitivo a los clientes finales.</p> <p>Otra alternativa sería remunerar solo las centrales que efectivamente aportan a la suficiencia del sistema, y no aquellas que por su alto costo variable están permanentemente fuera del despacho.</p>	Eliminar el factor de escalamiento definido en este artículo, y reemplazarlo por una metodología que otorgue señales de eficiencia económica que sea traspasable a los clientes finales.
683	Prime Energía Spa	67	<p>La propuesta indica que la Potencia de Suficiencia Preliminar sea escalada por un factor único de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras de cada subsistema sea igual a la Demanda de Punta (definida en la propuesta como demanda promedio de las Horas de Punta).</p> <p>Al respecto, esta propuesta no es compatible con la LGSE la cual define que la remuneración de la potencia guarda relación con abastecer la Potencia de Punta, por lo tanto este es el concepto que debería ser usado para realizar el ajuste propuesto. De hecho, el precio que remunera la potencia se define como Precio de la Potencia de Punta, siendo la Potencia de Punta el valor máximo de la curva de carga anual.</p> <p>A mayor abundamiento, el precio de la potencia está definido en el Artículo 162 de la LGSE y se calcula para efectos de suministrar la potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual y no para suministrar una demanda promedio de las Horas de Punta.</p> <p>Adicionalmente, la misma LGSE indica que el Precio de la Potencia de Punta debe ser incrementado es un valor equivalente al mínimo sobre equipamiento necesario para abastecer la demanda máxima de la curva de carga anual.</p> <p>Es decir, el Precio de la Demanda de Punta debe remunerar el total de la Potencia de Punta tal como lo indica el actual Reglamento y cualquier cambio no sería compatible con la LGSE</p>	Artículo 67.- La Potencia de Suficiencia de una Unidad Generadora corresponderá a la potencia preliminar de dicha unidad, obtenida conforme a lo dispuesto en el artículo precedente, escalada por un factor único para todas las Unidades Generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Potencia de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda.
684	Reliable Nueva Energía S.A.	67	<ul style="list-style-type: none"> • "Demanda de Punta" es el promedio de las demandas en las "Horas de punta" • Las Horas de punta es el conjunto de horas que presentan el mayor nivel de demanda • La CNE cada cuatro años deberá fijar la cantidad de Horas de Punta considerando el estudio del nivel de suficiencia realizado por el CEN. • A su vez la CNE determinará los "Períodos de Control de Punta", que corresponde al periodo dentro del Año de Cálculo donde se prevé que presenten los menores niveles de suficiencia. <p>El "factor único" con que se escalan las potencias de suficiencia de cada central se determina sobre la "Demanda de Punta". La cual hay ninguna seguridad de que sea la Demanda máxima del sistema. Porque la Demanda de Punta está más asociada a los eventos de menor nivel de suficiencia, que no necesariamente son los eventos de mayor demanda del sistema.</p> <p>Se ve que hay una interpretación no clara si las Horas de Punta representa las horas de mayor nivel demanda o menor nivel de suficiencia. Considerando que no es obligación que el menor nivel de suficiencia se de justo en las horas de mayor nivel de demanda.</p>	Mejorar redacción para que el "Factor Único" se calcule sobre la demanda máxima del sistema.
685	Generadoras de Chile	68	En relación con el Artículo 68, no es claro el alcance de las exigencias excepcionales de aplicación que puede establecer el Ministerio de Energía sobre la Potencia de Suficiencia a las Unidades Generadoras.	En el caso de que el Ministerio de Energía dicte un decreto de racionamiento, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley, dicho decreto podrá establecer exigencias excepcionales de aplicación para la asignación de la Potencia de Suficiencia a las Unidades Generadoras, en función de su aporte a la Suficiencia del sistema en el período de vigencia de dicho decreto y que contemplen medidas de acción operacionales y económicamente factibles para las Unidades Generadoras.
686	Coordinador Eléctrico Nacional	68	En el caso de que el Ministerio de Energía dicte un decreto de racionamiento, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley, dicho decreto podrá establecer exigencias excepcionales de aplicación para la asignación de la Potencia de Suficiencia a las Unidades Generadoras, en función de su aporte a la Suficiencia del sistema en el período de vigencia de dicho decreto.	Este instrumento no está en la Ley.
687	ELEKTRAGEN	68	El sistema bajo decreto de racionamiento se encuentra evidentemente exigido en términos de suficiencia. El Reglamento debe ser explícito en la motivación y las características de las exigencias adicionales que podría implementar. Por ejemplo, en escenarios de racionamiento el factor de eficiencia debiese ser unitario.	Definir el marco bajo el cual se circunscriben las exigencias excepcionales en materia de suficiencia.
688	Engie Energía Chile	68	Es necesario clarificar el objetivo y alcance las exigencias excepcionales que pueden ser aplicadas en la asignación de Potencia de Suficiencia bajo un Decreto de Racionamiento.	
689	GPM-AG	68	El sistema bajo decreto de racionamiento se encuentra evidentemente exigido en términos de suficiencia. El Reglamento debe ser explícito en la motivación y las características de las exigencias adicionales que podría implementar. Por ejemplo, en escenarios de racionamiento el factor de eficiencia debiese ser unitario.	Definir el marco bajo el cual se circunscriben las exigencias excepcionales en materia de suficiencia.
690	Inkia Energy	68	No se entrega información respecto a mayores exigencias en la asignación de Potencia de Suficiencia. Los decretos de racionamiento buscan establecer medidas que tienden a aminorar los efectos de los potenciales déficit de generación.	En caso que se dicte un decreto de racionamiento, éste podrá establecer medidaas excepcionales con el fin de disminuir cualquier déficit de energía previsto.
691	Colbún S.A.	68	Decreto de Racionamiento. La posibilidad de establecer exigencias excepcionales de aplicación para la asignación de la Potencia de Suficiencia a las Unidades Generadoras, en función de su aporte a la Suficiencia del sistema, en el período de vigencia de un decreto de racionamiento dictado por el Ministerio, genera un riesgo de discrecionalidad puesto que amplía los límites de actuación de la Administración en la aplicación de asignación de la suficiencia que se establece para los participantes del balance de transferencias. Las señales de suficiencia deben estar consideradas en el reglamento de manera permanente, sin consideraciones especiales que además no se explicitan. Este artículo afecta la estabilidad de la remuneración de la potencia de suficiencia e introduce incertidumbre regulatoria para su aplicación.	Proponemos eliminar el artículo 68 del reglamento.
692	Generadora Metropolitana	68	El artículo habla de que el Decreto de Racionamiento podrá establecer exigencias excepcionales de aplicación para la asignación de la Potencia de Suficiencia a las Unidades Generadoras, sin especificar ningún alcance.	Especificar qué tipo de medidas se podrán implementar a través del Decreto de Racionamiento

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
693	Prime Energía Spa	68	No se especifican los lineamientos para establecer exigencias excepcionales. Las medidas excepcionales deberían apuntar a crear condiciones que impulsen y motiven contar con capacidad de generación adicional en momentos de estrechez que justifiquen la emisión del decreto de racionamiento.	En el caso de que el Ministerio de Energía dicte un decreto de racionamiento, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley, dicho decreto podrá establecer exigencias excepcionales de aplicación para la asignación de la Potencia de Suficiencia a las Unidades Generadoras, para efectos de crear las condiciones que remuneren sus esfuerzos adicionales para maximizar su aporte a la Suficiencia del sistema en el período de vigencia de dicho decreto.
694	SGA	68	Siempre y cuando no se presente en años consecutivos. Ya que estaría cambiando las reglas de juego sin un transitorio.	"...En el caso que las condiciones del sistema cambien permanentemente, dicho decreto estableciera nuevos plazos y requerimientos abordados en la NT que incluye un período de transición"
695	Guacolda Energía SpA	68	Establecer exigencias excepcionales ante estado de racionamiento, sin ser establecidas previamente, induce a incertidumbre en los pagos por concepto de potencia de suficiencia.	Se propone eliminar artículo o en su defecto someter a consulta las medidas que se podrían establecer ante estado de racionamiento del sistema.
696	Enlase Generación Chile S.A.	69	El margen de reserva teórico busca dar cuenta del nivel de sobre o sub-instalación de un sistema o subsistema, por lo tanto, su uso es adecuado para dar la señal de ajuste en cuanto a las necesidades de suficiencia de acuerdo con los requerimientos de la demanda. Es por ello por lo que su metodología de cálculo no solo debe hacer razón de la simple aritmética que involucra la suma de las potencias preliminares de las unidades, sino que agregando análisis de coincidencia, que además deben considerar el real estado del sistema de transmisión, escenarios hídricos, congestiones, subsistemas, e incluso variables exógenas al modelo mismo del sistema eléctrico, pero que son importantes considerar, como lo es la disponibilidad y logística de combustible. Para demostrar lo anterior, el margen de potencia para el año 2019 (obtenido mediante la metodología ELCC señalada por el Ministerio en las mesas de trabajo) sería cercano a 1,28, lo que de acuerdo con la propuesta metodológica implica un MRT nulo. Sabidos son los episodios críticos de operación del SEN, tanto el 2020 como en 2021, por lo que ni el MP ni el MRT serían un indicador adecuado para estimar una posible sobre instalación del sistema. Es importante destacar que no existe sobre instalación cuando se mide dicho parámetro adecuadamente. La realidad es el mejor sistema de medición de la relación entre oferta y demanda, y el mes de agosto de 2021 fue un indicador efectivo de dicha relación.	Se solicita la adaptación la modelación, para que así el MRT pueda incorporar mayor detalle proveniente de las simulaciones y disponibilidades que reflejen los momentos efectivos de escasez del sistema eléctrico nacional, las indisponibilidades de transmisión y contingencias asociadas, y acceso real a los insumos para generación que se reconocen para el mercado.
697	ACENORA.G.	69	Si se adopta una metodología con una confiabilidad objetivo, el MRT debiera ser parte de esa métrica, por lo que no debiera estar en el precio, sino que en la cantidad. De este modo, y entendiendo que el MRT está en la ley, el Reglamento debería establecer una fórmula para que converja a cero rápidamente.	
698	Coordinador Eléctrico Nacional	69	Se señala que "Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá solicitar un nuevo cálculo de Márgenes de Potencia cuando se modifique la definición de subsistemas con posterioridad a la emisión del informe técnico preliminar de precios de nudo de corto plazo ". Los subsistemas considerados en el cálculo definitivo de transferencias de potencia podrían ser distintos a la definición considerada en el informe técnico preliminar de precios de nudo de corto plazo considerado, lo que afectaría la coherencia de las inyecciones para efectos de determinar el Margen de Potencia por subsistema ya que la demanda de punta de cada subsistema es distinta.	Se sugiere revisar lo indicado.
699	ELEKTRAGEN	69	El margen de reserva teórico busca dar cuenta del nivel de sobre o sub-instalación de un sistema o subsistema, por lo tanto, su uso es adecuado para dar la señal de ajuste en cuanto a las necesidades de suficiencia de acuerdo con los requerimientos de la demanda. Es por ello por lo que su metodología de cálculo no solo debe hacer razón de la simple aritmética que involucra la suma de las potencias preliminares de las unidades, sino que agregando análisis de coincidencia, que además deben considerar el real estado del sistema de transmisión, escenarios hídricos, congestiones, subsistemas, e incluso variables exógenas al modelo mismo del sistema eléctrico, pero que son importantes considerar, como lo es la disponibilidad y logística de combustible. Para demostrar lo anterior, el margen de potencia para el año 2019 (obtenido mediante la metodología ELCC señalada por el Ministerio en las mesas de trabajo) sería cercano a 1,28, lo que de acuerdo con la propuesta metodológica implica un MRT nulo. Sabidos son los episodios críticos de operación del SEN, tanto el 2020 como en 2021, por lo que ni el MP ni el MRT serían un indicador adecuado para estimar una posible sobre instalación del sistema. Es importante destacar que no existe sobre instalación cuando se mide dicho parámetro adecuadamente. La realidad es el mejor sistema de medición de la relación entre oferta y demanda, y el mes de agosto de 2021 fue un indicador efectivo de dicha relación.	Se solicita la adaptación la modelación, para que así el MRT pueda incorporar mayor detalle proveniente de las simulaciones y disponibilidades que reflejen los momentos efectivos de escasez del sistema eléctrico nacional, las indisponibilidades de transmisión y contingencias asociadas, y acceso real a los insumos para generación que se reconocen para el mercado.
700	APEMEC	69	No parece correcto que el objetivo de la reserva teórica quede definido en el precio de la potencia. Esto debiera ser un parámetro físico a definir periódicamente por la autoridad. Si se adopta una metodología con una confiabilidad objetivo, el MRT debiera ser parte de esa métrica (pudiendo ser incluso la métrica), por lo que no debiera estar en el precio, sino que en la cantidad.	Para no afectar la señal de precio en el corto plazo, se propone dejar el MRT calculado como indica el borrador de reglamento, pero decreciendo de manera lineal hasta llegar al MRT=0 en un periodo de 5 años.
701	Engie Energía Chile	69	En el artículo 2 se define el Margen de Potencia como "el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda." Respecto del cálculo del margen de potencia, y teniendo en consideración los hechos que se observan en la realidad de la operación, se sugiere revisar la definición de margen de potencia de manera de reflejar apropiadamente las holguras efectivamente disponibles en el sistema. Sería esperable que el cálculo tuviese en consideración que las holguras disponibles en un momento dado dependen de diversos factores, como por ejemplo, el desarrollo de mantenimientos programados coincidentes (hoy pueden llegar a comprometer entre 1300 y 2000 MW). A los mantenimientos indicados anteriormente hay que sumar el efecto potencial de falla de una o más unidades térmicas importantes, coincidente con limitaciones parciales de otras centrales, restricciones de transmisión y las restricciones de uso de agua, particularmente en condiciones de agotamiento y control de cota de embalses. Se sugiere considerar el hecho que el margen de potencia debiera corresponder al cociente entre la potencia efectivamente disponible en los instantes de máximo LOLP o los instantes donde es más probable que se produzca energía no suministrada, y la demanda en dichos instantes, para cada sistema o subsistema, según corresponda. Ello permitiría diseñar o incentivar el aporte a la suficiencia según las condiciones de estrés del sistema. Por otro lado, en el Artículo 69 se indica que el Coordinador deberá determinar el margen de potencia para cada uno de los sistemas o subsistemas de potencia definidos en el informe de fijación de precios de nudo de corto plazo. Al respecto, el reglamento de potencia no precisa en la definición de subsistemas ni en la estabilidad de dicha definición ni su tratamiento, en específico para el punto del Margen de Potencia. Por otra parte, teniendo en consideración lo definido en los Artículos 64 y 67 se sugiere aclarar el hecho de no considerar las interconexiones entre subsistemas como un factor que afecta el Margen de Potencia de un subsistema, tanto de un sistema deficitario como de un sistema excedentario. Se sugiere considerar la forma de evaluar la contribución que tienen las interconexiones entre subsistemas al Margen de Reserva y los objetivos de confiabilidad de los subsistemas. Los comentarios indicados anteriormente también aplica a la disposición establecida en el Artículo primero transitorio.	
702	Consejo Minero	69	Si se adopta una metodología con una confiabilidad objetivo, el MRT debiera ser parte de esa métrica (pudiendo ser incluso la métrica), por lo que no debiera estar en el precio, sino que en la cantidad. De este modo, y entendiendo que el MRT está en la ley, el Reglamento debería establecer una fórmula para que converja a cero rápidamente.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
703	GPM-AG	69	<p>El margen de reserva teórico busca dar cuenta del nivel de sobre o sub-instalación de un sistema o subsistema, por lo tanto, su uso es adecuado para dar la señal de ajuste en cuanto a las necesidades de suficiencia de acuerdo con los requerimientos de la demanda.</p> <p>Es por ello que su metodología de cálculo no solo debe hacer razón de la simple aritmética que involucra la suma de las potencias preliminares de las unidades, sino que agregando análisis de coincidencia, que además deben considerar el real estado del sistema de transmisión, escenarios hídricos, congestiones, subsistemas, e incluso variables exógenas al modelo mismo del sistema eléctrico, pero que son importantes considerar, como lo es la disponibilidad y logística de combustible.</p> <p>Para demostrar lo anterior, el margen de potencia para el año 2019 (obtenido mediante la metodología ELCC señalada por el Ministerio en las mesas de trabajo) sería cercano a 1,28, lo que de acuerdo con la propuesta metodológica implica un MRT nulo. Sabido son los episodios críticos de operación del SEN, tanto el 2020 como en 2021, por lo que ni el MP ni el MRT serían un indicador adecuado para estimar una posible sobre instalación del sistema.</p> <p>Es importante destacar que no existe sobre instalación cuando se mide dicho parámetro adecuadamente. La realidad es el mejor sistema de medición de la relación entre oferta y demanda, y el mes de agosto de 2021 fue un indicador efectivo de dicha relación.</p>	Se solicita la adaptación la modelación, para que así el MRT pueda incorporar mayor detalle proveniente de las simulaciones y disponibilidades que reflejen los momentos efectivos de escasez del sistema eléctrico nacional, las indisponibilidades de transmisión y contingencias asociadas, y acceso real a los insumos para generación que se reconocen para el mercado.
704	Highview Enlaza SpA	69	El Margen de Potencia debe recoger adecuadamente el nivel de sub/sobreinstalación del sistema. Determinarlo como una suma simple de contribuciones sin considerar un factor de coincidencia con la demanda de punta, es un error que puede llevar a situaciones en las que el sistema parezca tener mucho margen de reserva de potencia, pero una pobre oferta de suficiencia.	Incorporar un factor de coincidencia con la demanda de punta para determinación del Margen de Potencia. Esto se puede hacer fácilmente durante el cálculo de las Potencias Iniciales con el ELCC, calculando unos factores ELCC prima, que se estimen sólo considerando las horas de control de punta en lugar de las 8760 horas del año.
705	Inkia Energy	69	<p>El impacto de la modificación del MRT es inmediato en el precio de la potencia en todo el sistema, una disminución de ingresos en 10%. Un cambio de esta magnitud y de manera repentina implica incertidumbre regulatoria y se considera una señal errada.</p> <p>Se entiende que el MRT para el año 2021 es igual a cero. Cabe destacar que en el año 2021 han ocurrido situaciones críticas en las cuales se ha despachado casi la totalidad del parque térmico disponible. Luego, el cálculo del MP no refleja adecuadamente la real capacidad del sistema para enfrentar situaciones en que hay bajo aporte hidroeléctrico, restricciones de transmisión y una demanda térmica que, debido al diseño del mercado, no considera la operación permanente o en base de centrales de altos costos variables.</p> <p>Dado que el MP no considera el estatus actual de suficiencia del sistema, el resultado del MRT es aún más adverso. El MP debe calcularse con mayor detalle, incluyendo situaciones de bajo aporte hídrico y renovables, restricciones de transmisión, contingencias, y suministro de combustible acorde con la estructura de mercado.</p>	Se propone no modificar la definición de MRT ni MP.
706	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	69	No parece correcto que el objetivo de la reserva teórica quede definido en el precio de la potencia. Esto debiera ser un parámetro físico a definir periódicamente por la autoridad. Para no afectar la señal de precio en el corto plazo, se propone dejar el MRT calculado como indica el borrador de reglamento, pero decreciendo de manera lineal hasta llegar al MRT=0 en un periodo de 5 años.	
707	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	69	<p>El Margen de Reserva Teórico debería estar incorporado en la métrica de confiabilidad objetivo del sistema. Por lo tanto, no debería estar incorporado en el precio de nudo de la potencia, sino que en la cantidad de potencia de suficiencia del sistema.</p> <p>Tal vez la única ocasión en el sea necesario ajustar el precio al alza, y con ello motiva la instalación de mayor suficiencia, sería en el caso en que el Margen de Potencia sea cercano a 1 o inferior.</p>	Definir MRT=0, cuando el Margen de Potencia sera mayor o igual que 1.
708	Prime Energía Spa	69	<p>La determinación del Margen de Reserva Teórico debe considerar una adecuada definición del Margen de Potencia, es decir considerar la holgura de potencia que permite abastecer la Potencia de Punta (ver observación a la definición de Margen de Potencia).</p> <p>Adicionalmente, la definición de Margen de Reserva Teórico implica que debe determinarse la capacidad de generación adicional (mínimo sobre equipamiento) que permita abastecer la potencia de punta (valor máximo de la curva de carga anual). El insumo del Margen de Potencia no es suficiente para efectos de determinar el Margen de Reserva Teórico, y el Coordinador debería entregar información adicional para efectos que la CNE esté en condiciones de realizar un cálculo correcto.</p>	<p>Se propone modificar los incisos primero y segundo según lo siguiente:</p> <p>Para cada fijación de precios de nudo de corto plazo, y a partir del cálculo definitivo de transferencias de potencia que se encuentre vigente al momento de la comunicación del informe preliminar de precios de nudo de corto plazo, el Coordinador deberá determinar el Margen de Potencia y toda la información adicional necesaria para el cálculo del Margen de Reserva Teórico para cada uno de los sistemas o subsistemas de potencia definidos en dicho informe. Dentro de la información adicional se deberá considerar: proyección de demanda máxima para los siguientes 12 meses, identificación de los periodos más probables en que pueda ocurrir la demanda máxima, programas de mantenimiento mayor de generación y transmisión, entre otros.</p> <p>Los Márgenes de Potencia determinados según lo señalado en el inciso anterior deberán ser comunicados por el Coordinador a la Comisión en el tiempo y forma que ésta señale. Estos Márgenes de Potencia e información adicional serán utilizados por la Comisión para la determinación del Margen de Reserva Teórico de cada sistema o subsistema, según corresponda.</p>
709	Collahuasi	69	Si se adopta una metodología con una confiabilidad objetivo, el MRT debiera ser parte de esa métrica (pudiendo ser incluso la métrica), por lo que no debiera estar en el precio, sino que en la cantidad.	Eliminar el margen de potencia.
710	SGA	69	Exista una instancia de revisión y observaciones por parte de los Coordinados	"...Se estable un plazo de XX días que contempla la ley para observaciones."
711	Andes Mainstream	69	La reducción o eliminación del Margen de Reserva reduce inmediatamente los ingresos de los participantes del mercado, lo que puede comprometer el desarrollo del sistema y su suficiencia en el mediano plazo.	Reemplazar por el texto del reglamento vigente

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
712	ACERA AG.	70	<p>El nuevo mecanismo de cálculo del Margen de Reserva Teórico propuesto redundaría en una reducción inmediata del 10% en el precio de la potencia. Es relevante tener presente que esta reducción se origina en un contexto de modificaciones que han contraído el mercado de potencia:</p> <p>1)El Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo del Segundo Semestre de 2021, consideró los resultados contenidos en la Resolución Exenta N° 198 de la Comisión Nacional de Energía, de junio de 2021, que aprueba el Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", lo que ya provocó una reducción del orden del 5% en el precio de la potencia.</p> <p>2)Adicionalmente, se debe tener en cuenta que, de acuerdo a las sensibilidades de la Demanda de Punta efectuadas en la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia, la demanda de punta se podría contraer hasta en un 4% respecto al valor que se obtiene a partir del reglamento vigente, según el n° de horas que se defina para su cálculo.</p> <p>En el entendido de que el mercado de potencia se compone de un precio por una cantidad, las modificaciones que se evalúan implementar redundarían en una reducción transversal del orden del 20% de los ingresos por potencia para la oferta respecto a inicios del año 2021.</p> <p>3) El precio de la potencia es una señal relevante para el desarrollo de inversiones de largo plazo en el segmento de generación. En la actualidad se está llevando a cabo un proceso de transición energética, en donde se están retirando de operación centrales carboneras, las que deberán ser reemplazadas por nuevas unidades de generación, que requieren que esta señal de inversión no se contraiga para poder materializarse. A modo de referencia, de acuerdo a las proyecciones indicadas en el informe preliminar de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, elaborado por el Ministerio de Energía, en todos los escenarios evaluados se requerirá duplicar la capacidad instalada del sistema al año 2030, principalmente a partir de tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento.</p> <p>Por otra parte, durante el desarrollo de la mesa de trabajo del reglamento de potencia, uno de los consensos alcanzados de manera transversal por parte de los participantes, guarda relación con la carencia de una métrica y objetivo de suficiencia en la normativa vigente, que permitan evaluar adecuadamente el margen de potencia del sistema. Por lo tanto, mientras no existan dichos análisis, se propone mantener la definición de MRT de acuerdo a lo estipulado en el DS 62.</p>	Se propone reemplazar el artículo 70, por el artículo 63 del DS N°62.
713	Enlase Generación Chile S.A.	70	<p>El nuevo mecanismo de cálculo del Margen de Reserva Teórico propuesto redundaría en una reducción inmediata del 10% en el precio de la potencia. Es relevante tener presente que esta reducción se origina en un contexto de modificaciones que han contraído el mercado de potencia:</p> <p>1)El Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo del Segundo Semestre de 2021, consideró los resultados contenidos en la Resolución Exenta N° 198 de la Comisión Nacional de Energía, de junio de 2021, que aprueba el Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", lo que ya provocó una reducción del orden del 5% en el precio de la potencia.</p> <p>2)Adicionalmente, se debe tener en cuenta que, de acuerdo a las sensibilidades de la Demanda de Punta efectuadas en la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia, la demanda de punta se podría contraer hasta en un 4% respecto al valor que se obtiene a partir del reglamento vigente, según el n° de horas que se defina para su cálculo.</p> <p>En el entendido de que el mercado de potencia se compone de un precio por una cantidad, las modificaciones que se evalúan implementar redundarían en una reducción transversal del orden del 20% de los ingresos por potencia para la oferta respecto a inicios del año 2021.</p> <p>3) El precio de la potencia es una señal relevante para el desarrollo de inversiones de largo plazo en el segmento de generación. En la actualidad se está llevando a cabo un proceso de transición energética, en donde se están retirando de operación centrales carboneras, las que deberán ser reemplazadas por nuevas unidades de generación, que requieren que esta señal de inversión no se contraiga para poder materializarse. A modo de referencia, de acuerdo a las proyecciones indicadas en el informe preliminar de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, elaborado por el Ministerio de Energía, en todos los escenarios evaluados se requerirá duplicar la capacidad instalada del sistema al año 2030, principalmente a partir de tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento. De manera de mantener una señal que fomente el desarrollo de capacidad de generación se propone mantener la definición del MRT de acuerdo a lo estipulado en el DS 62.</p> <p>Alternativamente se propone postergar la aplicación de la propuesta de modificación del MRT hasta que finalice el proceso de implementación del mecanismo ELCC en un 100%, de manera de disponer de una métrica y objetivo de suficiencia que permitan evaluar adecuadamente el margen de potencia del sistema.</p>	<p>Se propone reemplazar el artículo 70, por el artículo 63 del DS N°62.</p> <p>Alternativamente se propone reemplazar el artículo primero transitorio por el siguiente:</p> <p>"Artículo primero transitorio.- El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40. y 68. del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Las disposiciones contenidas en el artículo 70. del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia desde el año quinto siguiente a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto."</p>
714	Eléctrica Puntilla S.A.	70	El cálculo del Margen de Reserva Teórico ("MRT") es estático y no da cuenta de las tecnologías que conforman la oferta de potencia de suficiencia del sistema y de su importante variación en el tiempo, debido al proceso de descarbonización y reemplazo por energías renovables variables. Así, el MRT debería ser alto si la matriz de generación está conformada eminentemente por energías no gestionables (hidroelectricidad de pasada, eólicas, solares) y bajo en el caso contrario. La actual definición de MRT no da cuenta de la situación anterior y debe corregirse.	Definir un MRT que esté en función del mix de tecnologías existentes en el sistema eléctrico.
715	Asociación de Empresas de Gas Natural A.G.	70	Se espera que el nuevo método de cálculo del Margen de Reserva Teórico cause una disminución en los Precios de Nudo de corto plazo, sin embargo, el efecto de este cambio en el monto total a repartir por concepto de Potencia de Suficiencia no ha sido debidamente estimado y analizado por la autoridad en conjunto con la industria.	Se solicita transparentar estimaciones del efecto de la variación del Margen de Reserva Teórico en el monto total a repartir por concepto de Potencia de Suficiencia, a fin de determinar si este impacto permite que las tecnologías remuneradas sigan siendo económicamente factibles.
716	ECOM Energía Chile SpA	70	Se solicita mayor explicación de los ponderadores considerados para los cálculos del Margen de Reserva Teórico determinados en cada caso expuesto.	
717	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	70	<p>El nuevo mecanismo de cálculo del Margen de Reserva Teórico propuesto redundaría en una reducción inmediata del 10% en el precio de la potencia. Es relevante tener presente que esta reducción se origina en un contexto de modificaciones que han contraído el mercado de potencia:</p> <p>1)El Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo del Segundo Semestre de 2021, consideró los resultados contenidos en la Resolución Exenta N° 198 de la Comisión Nacional de Energía, de junio de 2021, que aprueba el Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", lo que ya provocó una reducción del orden del 5% en el precio de la potencia.</p> <p>2)Adicionalmente, se debe tener en cuenta que, de acuerdo a las sensibilidades de la Demanda de Punta efectuadas en la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia, la demanda de punta se podría contraer hasta en un 4% respecto al valor que se obtiene a partir del reglamento vigente, según el n° de horas que se defina para su cálculo.</p> <p>En el entendido de que el mercado de potencia se compone de un precio por una cantidad, las modificaciones que se evalúan implementar redundarían en una reducción transversal del orden del 20% de los ingresos por potencia para la oferta respecto a inicios del año 2021.</p> <p>3) El precio de la potencia es una señal relevante para el desarrollo de inversiones de largo plazo en el segmento de generación. En la actualidad se está llevando a cabo un proceso de transición energética, en donde se están retirando de operación centrales carboneras, las que deberán ser reemplazadas por nuevas unidades de generación, que requieren que esta señal de inversión no se contraiga para poder materializarse. A modo de referencia, de acuerdo a las proyecciones indicadas en el informe preliminar de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, elaborado por el Ministerio de Energía, en todos los escenarios evaluados se requerirá duplicar la capacidad instalada del sistema al año 2030, principalmente a partir de tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento. De manera de mantener una señal que fomente el desarrollo de capacidad de generación se propone mantener la definición del MRT de acuerdo a lo estipulado en el DS 62.</p> <p>Alternativamente se propone postergar la aplicación de la propuesta de modificación del MRT hasta que finalice el proceso de implementación del mecanismo ELCC en un 100%, de manera de disponer de una métrica y objetivo de suficiencia que permitan evaluar adecuadamente el margen de potencia del sistema.</p>	<p>Se propone reemplazar el artículo 70, por el artículo 63 del DS N°62.</p> <p>Alternativamente se propone reemplazar el artículo primero transitorio por el siguiente:</p> <p>"Artículo primero transitorio.- El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40. y 68. del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Las disposiciones contenidas en el artículo 70. del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia desde el año quinto siguiente a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto."</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
718	Asociación de Concentración Solar de Potencia, A.G / ACSP RUT 65.174.785-6	70	Margen de Reserva Teórico: El margen de reserva teórico define el total del mercado de potencia, por lo que es sumamente relevante respetar las inversiones ya realizadas, en especial en Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y a las Centrales Renovables 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, en cuanto a no disminuir el total de la remuneración de potencia actual para centrales que se han instalado recientemente y contaban con estos ingresos para cubrir su inversión.	Se propone establecer un plazo más extenso para la aplicación de un nuevo MRT más bajo, de mínimo 12 años para centrales recientemente instaladas en el sistema de carácter de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y a las Centrales Renovables 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, considerando que estas tendrán una vida útil de más de 30 años, en que se invirtió considerando la regulación actual, por lo que un periodo de dos años no asegura estabilidad necesaria para estos proyectos ni otorga una señal de largo plazo.. Es necesario tener un transitorio con un plazo que respete las inversiones ya realizadas, en el caso de una disminución del tamaño del mercado de potencia actual por cambios en la definición del Margen de Reserva Teórico. Además, incluir las centrales en estado de reserva estratégica dentro del cálculo del Margen de Reserva Teórico no da las señales correctas de instalación de centrales realmente disponibles para aportar Potencia de Suficiencia. Concordamos además con que la propuesta de que se 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 ajusta reduciendo la potencia de suficiencia en forma prorrateada a aquellas centrales cuyo costo variable sea mayor al promedio de los costos variables térmicos del sistema. Se propone incluir mecanismo de eficiencia económica en cálculo de Potencia de Suficiencia y del MRT, en línea a lo propuesto para el tercer factor de Potencia Flexible, para desincentivar sobreinstalación de centrales térmicas ineficientes, pero sin afectar los incentivos a las centrales renovables eficientes y que aportan potencia de suficiencia.
719	Generadora Metropolitana	70	La determinación del MTR debe basarse en un diagnóstico del nivel de instalación del sistema, el cual hasta la fecha no ha sido presentado. De acuerdo a los resultados presentados por el Ministerio durante las mesas de trabajo, al considerar la metodología ELCC señalada, el Margen de Potencia para el año 2019 sería aproximadamente 1,28, con lo cual, según la fórmula del artículo 70 implicaría un MRT igual a 0. Sin embargo, es de conocimiento público que en los años 2020 y 2021 el sistema enfrentó episodios de estrechez que no son propios de un sistema supuestamente sobreinstalado.	Reevaluar la fórmula de implementación del MRT, en base a un diagnóstico de nivel de sub o sobre instalación del sistema. Lo anterior, considerando la coincidencia horaria de la disponibilidad de recursos, limitaciones de transmisión, entre otros.
720	Prime Energía Spa	70	La LGSE define como Margen de Reserva Teórico como el mínimo sobre equipamiento que permita abastecer la potencia de punta (valor máximo de la curva de carga anual). En este sentido, la propuesta de reglamento consiste en una fórmula genérica a priori que no permite garantizar el cumplimiento de la definición establecida en la LGSE. De hecho, la fórmula usa como única variable dependiente el Margen de Potencia, cuya definición da cuenta de la holgura respecto a una Demanda de Punta cuya definición es un valor promedio de las Horas de Punta, y por lo tanto un valor menor a la demanda máxima de la Curva de Carga. A mayor abundamiento, al aplicar la fórmula propuesta al periodo 2021 resultaría un valor de MRT igual a cero, es decir que no se necesitaría sobre equipamiento para abastecer la demanda. Sin embargo, en agosto de 2021 se emitió un decreto de Racionamiento y ha sido necesaria la operación de todo el parque generador disponible incluso en escenarios en que no ha ocurrido la demanda máxima de la curva de carga. Por lo tanto, queda en manifiesto que la actual definición del Margen de Reserva Teórico no permite determinar adecuadamente el mínimo sobre equipamiento necesario para abastecer la demanda máxima del SEN. Por lo tanto, se sugiere que el Margen de Reserva Teórico sea adecuadamente determinado mediante un estudio de seguridad que permita garantizar la definición establecida en la LGSE.	Se propone modificar el artículo según lo siguiente: El Margen de Reserva Teórico se determinará mediante la realización de un estudio de seguridad que evalúe técnica y económicamente el mínimo monto de sobre equipamiento necesario para efectos de abastecer la Demanda de Punta. Este estudio utilizará la información definida en el artículo precedente.
721	Enlase Generación Chile S.A.	71	Esta observación es general al Capítulo 1 del Título V, referente al Control de Punta y Asignación de Retiros de Potencia. En lo netamente práctico de la nueva propuesta, resulta injustificado que una definición que hoy está contenida en el reglamento (cantidad de horas de punta) pase a ser variable (modificable cada 4 años) y definida por la Comisión Nacional de Energía mediante resolución exenta. Esto introduce un riesgo respecto a la discrecionalidad de la autoridad que finalmente termina definiendo la cantidad a remunerar. Independiente que el proceso tenga cierto nivel de contestabilidad, la afectación de la certeza jurídica de inversiones de largo plazo al menos debiese tener una institución, como el Panel de Expertos, que garantice el proceso. Por otra parte, los Ejercicios mostrados durante las mesas de trabajo ejemplificaban con horas con probabilidad de pérdida de carga, lo que implicaría una disminución de un 9% para el caso de 52 demandas LOLP y 15% para 12 demandas LOLP en relación con el promedio de las 52 demandas máximas de 2019. Disminuir tamaño del mercado de suficiencia resulta contradictorio con un desarrollo en el que los retornos por venta de energía son cada vez menores, y donde resultan cada vez más importantes los mercados de potencia y de servicios complementarios para la incorporación masiva de energía renovable y aportar con a flexibilidad requerida por el Sistema. Esta medida disminuye los incentivos a la instalación de nueva capacidad que aporte suficiencia y flexibilidad.	*Se solicita que el proceso de determinación, tanto de la cantidad de horas como los periodos de punta sean establecidos en Reglamento, o en su defecto sean materia de discrepancia ante el Panel de Expertos. *Se solicita reevaluar el impacto de la modificación de la determinación del control de punta, en el sentido si sus resultados cumplen con el propósito de, en primer lugar, remunerar adecuadamente al parque existente actualmente, pero más importante es que si esta medida va en la dirección correcta de promover la entrada de nueva generación flexible que otorgue suficiencia y flexibilidad.
722	Generadoras de Chile	71	Respecto al Artículo 71, se menciona que se tiene un total de 10 días contados para la revisión del estudio mencionado, este plazo es muy corto para un correcto análisis por lo que se sugiere que el plazo sea, al menos, 10 días hábiles.	El Coordinador anualmente deberá elaborar un estudio en el cual deberá estimar el nivel de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional para todas las horas del siguiente Año de Cálculo. Para tales efectos, el Coordinador deberá utilizar la Métrica de Suficiencia y el Objetivo de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento. El estudio, las bases de cálculo y los supuestos utilizados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador. Los coordinados a los que se refiere el artículo 72º-2 de la Ley podrán enviar sus observaciones a dicho estudio, en un plazo no superior a 10 días hábiles contado desde la fecha de publicación de dicho estudio. El Coordinador deberá publicar la versión final del estudio aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas a dicho estudio, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 169º de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia corresponda al primer semestre del siguiente año.
723	Oceanus Chile SpA	71	El plazo para revisar o replicar un estudio de esta complejidad es muy limitado, considerando que debe elaborarse para cada subsistema con múltiples supuestos de operación. Se propone extender el periodo de revisión a 20 días.	Artículo 71.- El Coordinador anualmente deberá elaborar un estudio en el cual deberá estimar el nivel de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional para todas las horas del siguiente Año de Cálculo. Para tales efectos, el Coordinador deberá utilizar la Métrica de Suficiencia y el Objetivo de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento. El estudio, las bases de cálculo y los supuestos utilizados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador. Los coordinados a los que se refiere el artículo 72º-2 de la Ley podrán enviar sus observaciones a dicho estudio, en un plazo no superior a 20 días contado desde la fecha de publicación de dicho estudio. El Coordinador deberá publicar la versión final del estudio aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas a dicho estudio, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 169º de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia corresponda al primer semestre del siguiente año.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
724	EDF Andes	71	El plazo para revisar o replicar un estudio de esta complejidad es muy limitado, considerando que debe elaborarse para cada subsistema con múltiples supuestos de operación. Se propone extender el periodo de revisión a 20 días.	Artículo 71.- El Coordinador anualmente deberá elaborar un estudio en el cual deberá estimar el nivel de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional para todas las horas del siguiente Año de Cálculo. Para tales efectos, el Coordinador deberá utilizar la Métrica de Suficiencia y el Objetivo de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento. El estudio, las bases de cálculo y los supuestos utilizados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador. 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 20 días contado desde la fecha de publicación de dicho estudio. El Coordinador deberá publicar la versión final del estudio aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundamentadamente las observaciones recibidas a dicho estudio, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia corresponda al primer semestre del siguiente año.
725	ELEKTRAGEN	71	Esta observación es general al Capítulo 1 del Título V, referente al Control de Punta y Asignación de Retiros de Potencia. En lo netamente práctico de la nueva propuesta, resulta injustificado que una definición que hoy está contenida en el reglamento (cantidad de horas de punta) pase a ser variable (modificable cada 4 años) y definida por la Comisión Nacional de Energía mediante resolución exenta. Esto introduce un riesgo respecto a la discrecionalidad de la autoridad que finalmente termina definiendo la cantidad a remunerar. Independiente que el proceso tenga cierto nivel de contestabilidad, la afectación de la certeza jurídica de inversiones de largo plazo al menos debiese tener una institución, como el Panel de Expertos, que garantice el proceso. Por otra parte, los Ejercicios mostrados durante las mesas de trabajo ejemplificaban con horas con probabilidad de pérdida de carga, lo que implicaría una disminución de un 9% para el caso de 52 demandas LOLP y 15% para 12 demandas LOLP en relación con el promedio de las 52 demandas máximas de 2019. Disminuir tamaño del mercado de suficiencia resulta contradictorio con un desarrollo en el que los retornos por venta de energía son cada vez menores, y donde resultan cada vez más importantes los mercados de potencia y de servicios complementarios para la incorporación masiva de energía renovable y aportar con una flexibilidad requerida por el Sistema. Esta medida disminuye los incentivos a la instalación de nueva capacidad que aporte suficiencia y flexibilidad.	*Se solicita que el proceso de determinación, tanto de la cantidad de horas como los periodos de punta sean establecidos en Reglamento, o en su defecto sean materia de discrepancia ante el Panel de Expertos. *Se solicita reevaluar el impacto de la modificación de la determinación del control de punta, en el sentido si sus resultados cumplen con el propósito de, en primer lugar, remunerar adecuadamente al parque existente actualmente, pero más importante es que si esta medida va en la dirección correcta de promover la entrada de nueva generación flexible que otorgue suficiencia y flexibilidad.
726	GPM-AG	71	Esta observación es general al Capítulo 1 del Título V, referente al Control de Punta y Asignación de Retiros de Potencia. En lo netamente práctico de la nueva propuesta, resulta injustificado que una definición que hoy está contenida en el reglamento (cantidad de horas de punta) pase a ser variable (modificable cada 4 años) y definida por la Comisión Nacional de Energía mediante resolución exenta. Esto introduce un riesgo respecto a la discrecionalidad de la autoridad que finalmente termina definiendo la cantidad a remunerar. Independiente que el proceso tenga cierto nivel de contestabilidad, la afectación de la certeza jurídica de inversiones de largo plazo al menos debiese tener una institución, como el Panel de Expertos, que garantice el proceso. Por otra parte, los Ejercicios mostrados durante las mesas de trabajo ejemplificaban con horas con probabilidad de pérdida de carga, lo que implicaría una disminución de un 9% para el caso de 52 demandas LOLP y 15% para 12 demandas LOLP en relación con el promedio de las 52 demandas máximas de 2019. Disminuir tamaño del mercado de suficiencia resulta contradictorio con un desarrollo en el que los retornos por venta de energía son cada vez menores, y donde resultan cada vez más importantes los mercados de potencia y de servicios complementarios para la incorporación masiva de energía renovable y aportar con una flexibilidad requerida por el Sistema. Esta medida disminuye los incentivos a la instalación de nueva capacidad que aporte suficiencia y flexibilidad.	*Se solicita que el proceso de determinación, tanto de la cantidad de horas como los periodos de punta sean establecidos en Reglamento, o en su defecto sean materia de discrepancia ante el Panel de Expertos. *Se solicita reevaluar el impacto de la modificación de la determinación del control de punta, en el sentido si sus resultados cumplen con el propósito de, en primer lugar, remunerar adecuadamente al parque existente actualmente, pero más importante es que si esta medida va en la dirección correcta de promover la entrada de nueva generación flexible que otorgue suficiencia y flexibilidad.
727	Inkia Energy	71	En estos artículos se habla sobre el periodo de control de punta el cual será fijado por la Comisión cada 4 años a partir de un estudio que realice el Coordinador. Esto introduce incertidumbre regulatoria dado que impacta directamente en la remuneración del mercado de potencia. Los ejercicios mostrados durante las mesas de trabajo (utilizando la métrica probabilidad de pérdida de carga), indicaban disminuciones de 9%-15% de la demanda vs promedio 52 máximas para el año 2019. Sin perjuicio de que la metodología LOLP es aceptada en los distintos mercados internacionales.	Se solicita entregar mayor claridad y certeza, puesto que el hecho de disminuir el tamaño del mercado de suficiencia puede resultar inconveniente debido a que los retornos por venta de energía son cada vez menores, resultando cada vez más importantes los mercados de potencia y de servicios complementarios. Esta medida disminuye los incentivos respecto a mantener y/o instalar nueva capacidad que aporte suficiencia, poniendo en peligro la suficiencia del sistema en el futuro.
728	Transec S.A	71	El artículo 71 del Reglamento, indica que, el Coordinador anualmente deberá elaborar un estudio en el cual deberá estimar el nivel de suficiencia en el SEN para todas las horas del siguiente año de cálculo. Para tales efectos, el Coordinador deberá utilizar la métrica de suficiencia y el objetivo de suficiencia. El estudio, las bases de cálculo y los supuestos utilizados <u>deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador</u> . Los Coordinados podrán enviar sus observaciones a dicho estudio, en un plazo no superior a 10 días contado desde la fecha de publicación de dicho estudio. El Coordinador deberá publicar la versión final del estudio aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundamentadamente las observaciones recibidas a dicho estudio, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia corresponda al primer semestre del siguiente año. La Norma Técnica establecerá los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio y los resultados que éste deberá contener. Al respecto, con el fin de brindar una mayor certeza, se solicita precisar la fecha en la que el Coordinador deberá elaborar el estudio que indica el artículo 71 del Reglamento, ya que, en el presente artículo, sólo se indica la fecha en la que el Coordinador deberá publicar la versión final del estudio.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar la fecha en la que el Coordinador deberá elaborar el estudio que indica el artículo 71 del Reglamento.
729	Generadora Metropolitana	71	El plazo de 10 días para realizar observaciones parece ser insuficiente, proponemos considerar al menos 15 días hábiles	"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 hábiles desde la fecha de publicación de dicho estudio."
730	Generadora Metropolitana	71	El Reglamento debería dar directrices generales sobre la definición de los supuestos técnicos que se utilizarán en el estudio.	
731	Prime Energía Spa	71	Al ser un cálculo del siguiente año de Cálculo, no se especifica qué escenario o escenarios debe considerar el Coordinador para calcular el nivel de suficiencia.	
732	Guacolda Energía SpA	71	Debería regir algún principio básico respecto a las consideraciones que deben ser incluidas en el estudio, bases de cálculos y supuestos que serán utilizados por el Coordinador para el estudio anual señalado en este artículo. La redacción actual permite a la Norma Técnica hacer cambios relevantes en la forma y supuestos de este estudio que no permite proyectar a las empresas cual será el reconocimiento de suficiencia para sus Unidades Generadoras.	
733	ACERA AG.	72	Se solicita especificar un principio o lineamiento para que la CNE fije la cantidad de horas de Punta.	
734	Enlase Generación Chile S.A.	72	Se solicita especificar un principio o lineamiento para que la CNE fije la cantidad de horas de Punta.	
735	ACENOR A.G.	72	Consideramos que la fijación de la cantidad de horas de punta cada cuatro años puede ser extremadamente inflexible en caso de circunstancias imprevistas como las que hemos vivido en los últimos años producto de la crisis sanitaria actual. Es por ello que sería más apropiado una condición más flexible.	Reemplazar "cada cuatro años" por "cada dos años"
736	ACENOR A.G.	72	El estudio de cantidad de Horas de Punta debe ser observable por los actores del sector, en un proceso dedicado y transparente.	Agregar el siguiente inciso: "Asimismo, la Comisión deberá elaborar y publicar en su página web un informe técnico con la definición de la cantidad de Horas de Punta. 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, en un plazo no superior a 20 días, contado desde la fecha de publicación de dicho informe. La Comisión deberá elaborar y publicar, en un plazo no superior a 20 días, un informe técnico definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundamentadamente las observaciones recibidas al informe técnico."

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
737	Empresas Eléctricas A.G	72	No se establece un procedimiento para observar la determinación de las horas de punta. Se sugiere incorporarlo.	Incluir los siguientes incisos segundo y tercero: "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."
738	Engie Energía Chile	72	Se sugiere aclarar cuál sería el sustento técnico de que el número de horas de punta sea fijado cada 4 años y que ello lo realice la CNE.	
739	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	72	Se solicita especificar un principio o lineamiento para que la CNE fije la cantidad de horas de Punta.	
740	Anglo American	72	Consideramos que la fijación de la cantidad de horas de punta cada cuatro años puede ser extremadamente inflexible en caso de circunstancias imprevistas como las que hemos vivido en los últimos años producto de la crisis sanitaria actual. Es por ello que sería más apropiado una condición más flexible.	Reemplazar "cada cuatro años" por "cada dos años"
741	Anglo American	72	El estudio de cantidad de Horas de Punta debe ser observable por los actores del sector, en un proceso dedicado y transparente.	Agregar el siguiente inciso: "Asimismo, la Comisión deberá elaborar y publicar en su página web un informe técnico con la definición de la cantidad de Horas de Punta. 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, 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."
742	Transec S.A	72	El artículo 72 del Reglamento señala que, la Comisión cada cuatro años deberá fijar la cantidad de horas de punta, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo o la normativa que lo reemplace. Sin embargo, no se precisa si efectivamente la Comisión fijará la cantidad de horas de punta en el mismo informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, o si se realizará mediante otro proceso por separado. Al respecto, es relevante que, el proceso de fijación de cantidad de horas de punta, esté sujeto a observaciones por parte de los Coordinados. En dicho caso, la cantidad de horas punta se debería determinar en el informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, de manera que las empresas puedan presentar sus observaciones. Asimismo, con el fin de otorgar una mayor certeza jurídica, se solicita precisar en qué momento entran en vigencia la cantidad de horas de punta determinado por la Comisión, ya que ello no se precisa en el Reglamento.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar en qué momento entran en vigencia la cantidad de horas de punta determinado por la Comisión. Asimismo, se solicita precisar lo siguiente: "Artículo 72.- La Comisión cada cuatro años deberá fijar la cantidad de Horas de Punta, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo o la normativa que lo reemplace. Para tal efecto, la Comisión deberá considerar los resultados de los estudios anuales que hace referencia el artículo precedente y lo dispuesto en la Norma Técnica, asimismo, la Comisión podrá contratar un estudio, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes."
743	ENORCHILE S.A	72	Se ha demostrado que bajar la cantidad de horas de punta, de acuerdo a un estudio que realizamos con la consultora ENC, afecta negativamente a todos los actores del sistema.	Artículo 72.- La Comisión cada cuatro años deberá fijar la cantidad de Horas de Punta, las que no podrán ser inferiores a 52 horas, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo o la normativa que lo reemplace. Para tal efecto, la Comisión deberá considerar los resultados de los estudios anuales que hace referencia el artículo precedente y lo dispuesto en la Norma Técnica, asimismo, la Comisión podrá contratar un estudio, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.
744	Generadora Metropolitana	72	La definición de las horas de punta debe estar contenida en el reglamento, tal y como lo hace hoy el DS 62 y no definida por la Comisión Nacional de Energía mediante resolución exenta de forma variable cada 4 años. Lo anterior solo introduce un riesgo respecto a la discrecionalidad de la autoridad para determinar dichas horas, lo que finalmente redundaría en la cantidad a remunerar.	Se solicita que el proceso de determinación, tanto de la cantidad de horas como los periodos de punta sean establecidos en Reglamento, o en su defecto sean materia de discrepancia ante el Panel de Expertos.
745	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	72	La cantidad de horas de control de punta es un resultado del nivel de confiabilidad objetivo (LOLE) y la topología de sistema, no es una variable del regulador.	Determinar que las horas de punta serán un resultado y no un parámetro/variable.
746	Espinosa S.A.	72	Se menciona que la cantidad de horas de punta se fijarán con ocasión de la publicación del Informe Técnico a que hace referencia el artículo 50 del DS N° 86, del año 2012. Preocupa de sobremanera que muchas de las definiciones importantes queden con una variabilidad de 4 años por la Comisión, imponiendo una incertidumbre a toda la industria, particularmente a un sector intensivo en capital y en constante desarrollo. Una regulación robusta y consistente en el tiempo, entrega estabilidad regulatoria, por lo que es de suma importancia que todas las definiciones deben quedar a rango reglamentario dada su importancia.	Se solicita que el proceso de determinación de la cantidad de horas de punta sean establecidos en Reglamento y que éstas abarquen todas las demandas de la curva anual de cada sistema o subsistema.
747	SGA	72	Dejar explícito en el caso que ya no existiera la Comisión y fuese reemplazadas sus funciones por otro organismo	La Comisión o quien lo reemplace, deberá fijar cada 4 años la cantidad de Horas de Punta...
748	Guacolda Energía SpA	72	Precisar que "la cantidad de Horas de Punta" se refiere al número de horas para efecto de determinar las demandas máximas del sistema	
749	Pacific Hydro Chile S.A.	72	La cantidad de horas de control de punta es un resultado del nivel de confiabilidad objetivo (LOLE) y la topología de sistema, no es una variable del regulador.	Determinar que las horas de punta serán un resultado y no un parámetro/variable.
750	Sonnedit	72	La Comisión cada cuatro años deberá fijar la cantidad de Horas de Punta, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo o la normativa que lo reemplace.	Se solicita eliminar y establecer las horas en el Reglamento, se sugiere mantener las 52 horas.
751	Generadoras de Chile	73	Si bien el artículo incluye una lista de 5 elementos que deberán ser considerados para la determinación de los Periodos de Control de Punta, esta descripción no es lo suficientemente detallada para entender cuál será el criterio final que determinará si es que una hora específica será o no considerada dentro de los periodos en cuestión. Esto es de suma relevancia dado que la definición de Periodos de Control de Punta tiene un impacto directo en el cálculo de la Demanda de Punta del sistema. Recomendamos incluir una lista más detallada de criterios que permita inferir, con mayor precisión, cuáles serán los Periodos de Control de Punta.	NA

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
752	ACENOR A.G.	73	La definición del periodo de control de Punta debe ser observable por los actores del sector, en un proceso dedicado y transparente.	Agregar despues del punto e) lo siguiente: "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 primero del presente artículo, en un plazo no superior a 20 días, contado desde la fecha de publicación de dicho informe. La Comisión deberá elaborar y publicar, en un plazo no superior a 20 días, un informe técnico definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe técnico."
753	ACENOR A.G.	73	Debiera indicarse en el reglamento la condición de que el período de control es mayor o igual a las Horas de Punta	Agregar "Las Horas de Punta son un subconjunto del período de control de punta."
754	APEMEC	73	Si bien se señala en el Artículo 72 que las horas de punta se definirán por períodos de 4 años, en este artículo se indica que el período de control podría variar semestralmente. Adicionalmente debiera indicarse en el reglamento la condición de que el período de control es > o igual a las Horas de Punta	Se propone que tanto las horas de punta como el período de control, se fijen cada 4 años, para que los clientes puedan adecuar sus instalaciones con una visión de mediano plazo. Asimismo, revisar si la instancia del Informe técnico del artículo 50 del DS 68 es la mejor para definir estos parámetros. Aclarar que las Horas de Punta son un subconjunto del período de control.
755	Engie Energía Chile	73	Dada la imposibilidad de realizar supuestos prospectivos "infalibles" y entendiendo el querer reducir al mínimo la duración de los Periodos de Control (Eficiencia Económica). ¿Qué justifica que los meses de dicho periodo deban ser consecutivos?	
756	Engie Energía Chile	73	Salvo lo mencionado en la letra e), no existe un adecuado detalle de los criterios o posibles niveles mínimos de LOLP con los cuáles se determinará el período de control de punta. - ¿Dicha determinación se realizará entorno al LOLE objetivo o en la condición de "real" (demanda esperada)? - De ser en la condición de demanda esperada, ¿qué ocurre cuando los valores de LOPH sean todos cero?, ¿No existirá periodo de control?	
757	Consejo Minero	73	Si bien se señala en el Artículo 72 que las horas de punta se definirán por períodos de 4 años, en este artículo se indica que el período de control podría variar semestralmente, lo que genera demasiada inestabilidad a los clientes y les impide hacer las adecuaciones del caso. Sugerimos cambiar esa frecuencia semestral por anual. Por otra parte, debiera indicarse en el reglamento la condición de que el período de control es mayor o igual a las Horas de Punta.	
758	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	73	Si bien se señala en el Artículo 72 que las horas de punta se definirán por períodos de 4 años, en este artículo se indica que el período de control podría variar semestralmente. Adicionalmente debiera indicarse en el reglamento la condición de que el período de control es > o igual a las Horas de Punta	Se propone que tanto las horas de punta como el período de control, se fijen cada 4 años, para que los clientes puedan adecuar sus instalaciones con una visión de mediano plazo. Asimismo, revisar si la instancia del Informe técnico del artículo 50 del DS 68 es la mejor para definir estos parámetros. Aclarar que las Horas de Punta son un subconjunto del período de control.
759	Anglo American	73	La definición del periodo de control de Punta debe ser observable por los actores del sector, en un proceso dedicado y transparente.	Agregar despues del punto e) lo siguiente: "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 primero del presente artículo, 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."
760	Anglo American	73	Debiera indicarse en el reglamento la condición de que el período de control es mayor o igual a las Horas de Punta	Agregar "Las Horas de Punta son un subconjunto del período de control de punta."
761	Transec S.A	73	El artículo 73 del Reglamento indica que, la Comisión deberá determinar los periodos de control de punta en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley. Luego, a partir de dicho informe técnico, los periodos de control de punta serán fijadas por el Ministerio de Energía en el Decreto a que hace referencia el artículo 151° de la Ley. Sin embargo, cabe señalar que el artículo 151 de la Ley establece que, los precios máximos que determine la Comisión, para efectos de las licitaciones de suministro, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Energía. Luego, en el mismo artículo se establece un mecanismo de subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica a favor de usuarios residenciales. Por lo tanto, se entiende que el artículo citado no tiene relación con la fijación de los periodos de control de punta. Al respecto, el artículo 171 de la Ley, indica que, el Ministerio de Energía, dentro de los 10 días de recibido el informe técnico a que hace referencia el artículo 169 de la Ley, los cuales son publicados semestralmente en los plazos definidos en el DS 86, fijará los precios de nudo de corto plazo y sus fórmulas de indexación, según lo establecido en el inciso primero del artículo 151, vale decir mediante un decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República". Por lo que, se solicita revisar si la referencia al artículo de la ley es correcta, además de indicar la vigencia de los periodos de control de punta.	Conforme con la observación presentada, se solicita revisar si la referencia al artículo de la ley es correcta, además de indicar la vigencia de los periodos de control de punta.
762	Colbún S.A.	73	Período de Control de Punta. Vemos que persiste el riesgo de subdimensionamiento de la Potencia de Suficiencia requerida por el sistema porque el Ministerio va a aplicar criterios de minimización del número de horas del periodo de control de punta y de continuidad para determinar los Periodos de Control de Punta. El Reglamento indica que Comisión debe considerar que los Periodos de Control de Punta se definan para <u>meses consecutivos</u> dentro de un año, para <u>días consecutivos</u> dentro de cada semana, y para <u>horas consecutivas</u> dentro de cada día. Esto podría dejar fuera del período de control horas de alto estrés para el sistema y, por tanto, podría implicar un subdimensionamiento de la suficiencia requerida. El dimensionamiento y remuneración del mercado de potencia de suficiencia debe responder a los requerimientos efectivos de suficiencia que demanda nuestro sistema eléctrico dada la exigencia al que está sometido durante el año. Cabe destacar que lo anterior solamente se logra si la Demanda de Punta del Sistema se determina analizando las demandas de las horas de mayor estrés del sistema del año completo. Adicionalmente, en el cálculo que debe realizar el Coordinador para determinar las horas de mayor exigencia del sistema se deben considerar todas las variables que afectan la operación real y que reducen la oferta de potencia para la determinación de las horas de mayor estrés del sistema. En particular, se deben considerar los períodos de mantenimientos de las unidades generadoras, pues reducen la oferta en la operación real, las reservas necesarias para el control de frecuencia (CPF, CSF y CTF) y las fallas con su duración promedio.	Se propone modificar el artículo 73 de la siguiente manera: <i>Artículo 73.- 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 considerar, al menos, lo siguiente:</i> <i>a) Los resultados de los estudios anuales a que hace referencia el artículo 71.- del presente reglamento;</i> <i>b) Que 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;</i> <i>c) Que los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos;</i> <i>d) La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta; y</i> <i>e) La consistencia de los Periodos de Control de Punta con la Métrica y el Objetivo de Suficiencia.</i> <i>A partir del informe técnico indicado precedentemente...</i>
763	Generadora Metropolitana	73	La lista de elementos que la Comisión debe considerar para determinar los periodos de Control de Punta debería ser más exhaustiva	Presentar una lista detallada de los criterios que se utilizarán para determinar el Horario de Control de Punta
764	Generadora Metropolitana	73	Debería mantenerse una señal más robusta de Periodo de Control de Punta de manera de no agregar riesgo adicional a la gestión de demanda de los clientes y también para la estimación por parte de los generadores	Definir una periodicidad de revisión mayor, por ejemplo, 4 años, de manera de que se entregue una señal estable tanto para clientes como para suministradores.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
765	Prime Energía Spa	73	El periodo de control de punta debe garantizar que estén contenidas la demanda máxima de la curva de carga y así ser coherente con el objetivo definido en la LGSE definido en el Margen de Reserva Teórico. Para el cálculo definitivo, el Periodo de control de punta debería actualizarse en el caso que se verifique que la demanda máxima de la curva de carga no se encuentra dentro del periodo de control de punta. Respecto al literal c), se hace presente que el período de control de punta no depende de "los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos", sino que debe dar cuenta de aquellos tiempos en que se da la demanda máxima de la curva de carga, independientemente de si es posible efectuar una gestión por parte de la demanda.	La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia corresponda al segundo semestre del año respectivo, podrá modificar los Periodos de Control de Punta cuando se verifique que la demanda máxima de la curva de carga no se ubique dentro del periodo de control de punta.
766	SGA	73	Corregir redacción al final del último párrafo	...en el Sistema Eléctrico Nacional durante el respectivo año.
767	Guacolda Energía SpA	73	Establecer una cota máxima para las horas de control de punta	
768	RWE Renewables Chile SpA	73	Aparentemente existe un error en la palabra "respecto" del último inciso.	
769	Synex Ingenieros Consultores	73	El texto señala: La Comisión deberá determinar los Periodos de Control de Punta en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley (Nota PGK: informe PNCP). Para tal efecto, la Comisión deberá considerar, al menos, lo siguiente: a) Los resultados de los estudios anuales a que hace referencia el artículo 71.- del presente reglamento; b) Que 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; c) Que los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos periodos; d) La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta. y e) La consistencia de los Periodos de Control de Punta con la Métrica y el Objetivo de Suficiencia. Observación: Objetivos c) y d) pueden contraponerse. Parecería adecuado que Reglamento establezca condiciones generales y/o que la Norma Técnica regule estos temas en forma conjunta	-
770	Synex Ingenieros Consultores	73	Observación: Al final del artículo, Donde dice "en los cuales se presentarán los menores niveles de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional durante el respectivo año" Debe decir "en los cuales se presentarán los menores niveles de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional durante el respectivo año"	-
771	Coordinador Eléctrico Nacional	74	<i>El Coordinador deberá llevar un registro de las demandas promedio de cada uno de los clientes libres o empresas distribuidoras contratados con los Participantes del Balance de Potencia, con resolución, al menos, horaria.</i>	De acuerdo con lo expuesto, los Participantes del Balance de Potencia son las empresas generadoras y los retiros horarios de energía para el suministro a clientes finales, libres o regulados, es un tema que está resuelto en el DS125/2017 y su Norma Técnica, por lo tanto se estima que no es necesario incluirlo en este Reglamento.
772	Prime Energía Spa	74	La resolución del control de demanda debe ser al menos cada 15 minutos, y así ser coherente con la actual definición establecida para el mercado de energía eléctrica	El Coordinador deberá llevar un registro de las demandas promedio de cada uno de los clientes libres o empresas distribuidoras contratados con los Participantes del Balance de Potencia, con resolución, al menos, de 15 minutos.
773	Enel Generación S.A.	74	Los artículos 74 y 75, omiten los casos en que los clientes libres y que las empresas distribuidoras son abastecidos desde diferentes barras o subestaciones, no dejando claro como realizar las agrupaciones de las demandas de punta equivalentes, por subestaciones o barras de los diferentes tipos de clientes. Para lo cual, proponemos que las agrupaciones por subestaciones o barra de clientes libres o regulados, sean indicados en los respectivos decretos tarifarios	Agregar un artículo, que explicita que las agrupaciones por barras o subestaciones de las demandas de Punta equivalentes de clientes libres y regulados serán indicadas en las publicaciones de los respectivos decretos tarifarios.
774	Synex Ingenieros Consultores	74	Observación: Donde dice: "El Coordinador deberá llevar un registro de las demandas promedio de cada uno de los clientes libres o empresas distribuidoras contratados con los Participantes del Balance de Potencia" Debe decir: "El Coordinador deberá llevar un registro de las demandas promedio de cada uno de los clientes libres y empresas distribuidoras contratados con los Participantes del Balance de Potencia"	-
775	Transec S.A	75	El artículo 75 del Reglamento, señala que, a partir del registro establecido en el artículo precedente, 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. Al respecto, en este artículo también se debería incorporar la definición de la demanda punta del sistema, de manera que todos los agentes del sector tengan claridad respecto de todos los aspectos relacionados con la demanda en el Balance de Potencia. Por lo tanto, de acuerdo con la observación presentada sobre la letra e) del artículo 2 del Reglamento, se debería precisar que la demanda de punta del sistema corresponde a la suma de las demandas de punta equivalente de todos los clientes del respectivo sistema o subsistema, según corresponda, en las horas de punta.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente: <i>"Artículo 75.- A partir del registro establecido en el artículo precedente, 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.</i> <i>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.</i> A su vez, la Demanda de Punta del sistema o subsistema corresponderá a la suma de las Demandas de Punta Equivalente de todos los clientes del respectivo sistema o subsistema, en las Horas de Punta. "
776	Colbún S.A.	75	Definición de la Demanda de Punta. En el artículo 2 se define la Demanda de Punta Equivalente (de cada cliente) como el "valor de la demanda de un cliente libre o empresa distribuidora que representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia" y la Demanda de Punta (del Sistema) como el " <u>promedio de las demandas del sistema</u> o del subsistema, según corresponda, <u>en las horas de punta</u> ". Adicionalmente, en el artículo 75 se establece que la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente o empresa distribuidora "corresponderá al <u>promedio de los registros físicos</u> observados durante las <u>Horas de Punta</u> ". Sin embargo, no está explícitamente dicho que la Demanda de Punta del sistema o subsistema se define como la suma de las Demandas de Punta Equivalente de todos los clientes del respectivo sistema o subsistema en las Horas de Punta, que es lo que se había expuesto en la propuesta conceptual del nuevo Reglamento. Creemos que hay una indefinición en esto.	Se propone modificar el artículo 75 de la siguiente manera: Artículo 75.- A partir del registro establecido en el artículo precedente, 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. Consecuentemente, la Demanda de Punta del sistema o subsistema corresponderá a la suma de las Demandas de Punta Equivalente de todos los clientes del respectivo sistema o subsistema en las Horas de Punta.
777	Prime Energía Spa	75	La Demanda de Punta Equivalente no debería corresponder a un promedio de los registros físicos observados durante las Horas de Punta debido a que no reflejaría el real impacto de la demanda de cada cliente en la Potencia de Punta. Considerar un promedio de un periodo no introduce los incentivos para hacer un uso eficiente de los recursos de capacidad de generación eléctrica.	Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora corresponderá al máximo valor de los registros físicos observados durante las Horas de Punta.
778	ELEKTRAGEN	76	Eliminar el "o" de "A partir de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras, o inyecciones de potencia, y los Retiros de Potencia..."	"A partir de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras, \emptyset inyecciones de potencia, y los Retiros de Potencia..."
779	GPM-AG	76	Eliminar el "o" de "A partir de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras, o inyecciones de potencia, y los Retiros de Potencia..."	"A partir de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras, \emptyset inyecciones de potencia, y los Retiros de Potencia..."

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
780	Coordinador Eléctrico Nacional	78	Se observa que para los medios de generación de pequeña escala que no dispongan de contratos de suministro se les da la opción de abstenerse de participar en el balance de potencia. No obstante no ocurre lo mismo para el balance de energía. Esto puede entrar en conflicto con lo indicado en la Ley y en el Reglamento Para Medios de Generación de Pequeña Escala aprobado según Decreto Supremo 88-2019. El artículo 9° de dicho Reglamento indica que estos medios de generación deben participar del balance de energía y potencia conjuntamente y no separados. De mantenerse la redacción y en el caso que empresas generadoras propietarias de medios de generación que decidan abstenerse de participar de los balances de potencia y luego de un año volver a ingresar, producirá desajustes en la ventana móvil de las centrales generadoras a las cuales se les calcula IFOR y que no será iguales para todas (actualmente todas tienen igual ventana de información).	Se propone eliminar la posibilidad de abstenerse de participar de los balances de potencia, ya que se aprecia que estaría en conflicto con la Ley y el Reglamento DS88-2019 y además produciría inconsistencias en la determinación de los indicadores que inciden en el cálculo de potencia de suficiencia debido al hecho que centrales podrían tener diferentes ventanas de tiempo para calcular su IFOR.
781	Reliable Nueva Energía S.A.	78	No tiene sentido regular esta inclusión de MGPE, ya que el balance físico es posterior una etapa posterior del cálculo. La unidad ya debería estar considerado con un potencia de suficiencia.	Eliminar artículo 78
782	ACERA AG.	79	Se solicita definir el concepto "Inyecciones fijas" y rephrasear el artículo completo para un mejor entendimiento.	
783	Enlasa Generación Chile S.A.	79	Se solicita definir el concepto "Inyecciones fijas".	
784	Coordinador Eléctrico Nacional	79	Se indica que <i>"El procedimiento iterativo de modificación proporcional de los Retiros de Potencia deberá aceptar una tolerancia adecuada a la representación o modelación que se utilice"</i> . Sin embargo, no se indica una métrica que represente dicha tolerancia adecuada .	Se sugiere definir la tolerancia adecuada mencionada.
785	Engie Energía Chile	79	Lo propuesto en el Artículo, debiese ser acorde a lo que se pueda definir en la Norma Técnica como metodología de implementación, de manera que exista el adecuado cuadro en el balance de potencia, considerando el tratamiento de subsistemas, el sistema de transmisión, entre otros.	
786	Inkia Energy	79	El artículo no es del todo claro, ejemplo si existe algún factor de ajuste de modo que la demanda total de los clientes sea igual a la demanda de punta.	Se solicita clarificar el artículo.
787	Sonnedix	79	Se solicita precisar en el Reglamento que se entiende por "inyecciones fijas" y por "Sólo podrán ser modificados los Retiros de Potencia de manera proporcional y sucesiva, hasta alcanzar el ajuste que corresponda."	N/A
788	Engie Energía Chile	81	Se solicita establecer que la adecuada aplicación de los factores de referenciación de PMGD's será establecido en la NT.	Las Unidades Generadoras que se conecten en el Sistema de Distribución deberán considerarse inyectando potencia en la subestación de distribución primaria más cercana al punto de conexión de la correspondiente Unidad Generadora, empleando los factores de referenciación que se indican en el artículo 10 del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, o la normativa que lo reemplace. La forma de aplicar dichos factores de referenciación se establecerá en la respectiva Norma Técnica.
789	ELEKTRAGEN	82	No todas las barras de transferencia tienen precio nudo de corto plazo, solo las nacionales.	Definir cual es el precio aplicable en barras distintas a las contenidas en el PNCP.
790	GPM-AG	82	No todas las barras de transferencia tienen precio nudo de corto plazo, solo las nacionales.	Definir cual es el precio aplicable en barras distintas a las contenidas en el PNCP.
791	SGA	82	explicitar si es reemplazado el informe de PNCP para la valorización de la potencia.	corresponderá al precio nudo de corto plazo de la potencia o el que lo reemplace según lo indique la autoridad, en cada Barra de Transferencias.
792	Coordinador Eléctrico Nacional	85	Este artículo señala que la regla para efectuar el cuadro de pago es que las empresas generadoras con saldos negativos paguen a las empresas generadoras con saldos positivos en proporción a esos respectivos saldos. Si bien esta puede ser la regla general y la que se ha utilizado hasta el momento, conviene dejar abierta la posibilidad de efectuar un cuadro de pago más eficiente o simplificado de tal manera de reducir la cantidad de facturas entre las empresas coordinadas cuyas atribuciones se encuentran definidas en el Reglamento y Norma Técnica (Artículo 3-32) de Coordinación y Operación.	Establecer en este artículo la posibilidad de efectuar un cuadro de pago más eficiente, simplificado o agrupado de tal manera de reducir la cantidad de facturas entre las empresas coordinadas cuyas atribuciones se encuentran definidas en el Reglamento y Norma Técnica de Coordinación y Operación.
793	Transec S.A	85	El artículo 85 del Reglamento, señala que, a partir de la valorización de las inyecciones y retiros, el Coordinador deberá determinar el balance valorizado de inyecciones y retiros. De tal balance se obtendrán las empresas que resulten con saldo neto positivo y negativo. Luego, las empresas con saldo neto negativo pagarán dicha cantidad, en las mensualidades que corresponda , a todas las empresas que tengan saldo neto positivo en la proporción en que cada uno de estos últimos participe del saldo neto positivo total, de acuerdo a los pagos que defina el Coordinador, según lo dispuesto en el artículo 8 del presente Reglamento. Al respecto, cabe señalar que, actualmente el DS 62 establece que, las empresas con saldo neto negativo pagarán dicha cantidad, en 12 mensualidades, a todas las empresas que tengan saldo neto positivo en la proporción en que cada uno de estos últimos participe del saldo neto positivo total. Asimismo, el artículo 8 del presente Reglamento, el Coordinador deberá determinar mensualmente los pagos por potencia que deban efectuarse entre los Participantes del Balance de Potencia, para cada mes dentro del año de cálculo, vale decir 12 pagos. Por lo tanto, con el fin de entregar una mayor certeza respecto de cuando recibirán sus pagos los agentes del sector, y resguardar la coherencia en el Reglamento, en lugar de indicar que las empresas con saldo neto negativo deberán pagar los saldos determinados en los balances de potencia, en las mensualidades que corresponda, se solicita precisar que se pagarán en 12 mensualidades, conforme se indica en el artículo 8 del Reglamento.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente: <i>"Artículo 85.- A partir de la valorización de las inyecciones y retiros indicada en los artículos 80.- y siguientes del presente reglamento, el Coordinador deberá determinar el balance valorizado de inyecciones y retiros. De tal balance se obtendrán las empresas que resulten con saldo neto positivo y negativo.</i> <i>Las empresas con saldo neto negativo pagarán dicha cantidad, en 12 las mensualidades que corresponda, a todas las empresas que tengan saldo neto positivo en la proporción en que cada uno de estos últimos participe del saldo neto positivo total, de acuerdo a los pagos que defina el Coordinador, según lo dispuesto en el artículo 8.- del presente reglamento. (...)"</i>
794	Transec S.A	85	El artículo 85 indica que, la valorización de las transferencias de potencia deberá hacer explícitos los respectivos ingresos por tramos que se generan por tales transferencias a favor de los respectivos titulares de transmisión, según corresponda. Al respecto, se debería resguardar que, en el caso de los Ingresos Tarifarios de Potencia, que reciben las empresas de transmisión, se establezca un cuadro de pago separado, del cuadro de pago de transferencias de potencia entre generadores. Ello, ya se encuentra actualmente establecido en el artículo 3-32 de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, el cual establece que el IVTE debe incluir un cuadro de pago por Ingresos Tarifarios de Potencia, de manera separada a los pagos determinados en el mismo informe.	Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente: <i>"(...) La valorización de las transferencias de potencia deberá hacer explícitos, en un cuadro de pagos separado, los respectivos ingresos por tramos que se generan por tales transferencias a favor de los respectivos Titulares de Transmisión, según corresponda."</i>
795	ACERA AG.	1T	Se solicita estipular una fecha de entrada en vigencia del reglamento en función de la fecha de publicación de la Norma Técnica. A partir de la experiencia de la Ley de transmisión, detectamos que a más de 5 años de su publicación, aún no se han concluido la elaboración de las Normas Técnicas asociadas, y en ocasiones, la CNE ha terminado regulando aspectos normativos a partir de Resoluciones Exentas particulares. Por otra parte, el presente Reglamento mandata a nivel de Norma Técnica la definición de una serie de aspectos relativos a la metodología de cálculo, sobre los cuales no existió consenso en la Mesa de trabajo del Reglamento efectuada por el Ministerio, en donde además, diversos participantes señalaron la necesidad de realizar análisis adicionales. En función de lo anterior, se prevee que el proceso de elaboración de la Norma Técnica no tendrá necesariamente una corta duración, lo que podría generar un escenario de entrada en vigor del Reglamento sin que exista la correspondiente Norma Técnica.	El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial de la respectiva Norma Técnica.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPOSTA DE TEXTO
796	ACERA AG.	1T	<p>En caso de que el MEN decida no considerar la propuesta indicada en la observación n° 10, alternativamente se solicita modificar el Artículo Primero Transitorio en el sentido agregar una disposición que faculte a los participantes del balance propietarios de centrales renovables variables a seleccionar la metodología de cálculo de potencia inicial que aplica para sus unidades durante los primeros 20 años contados desde la entrada en vigor del presente Reglamento. Esta propuesta se fundamenta en que existen contratos de suministro con empresas distribuidoras donde los precios ofertados adjudicados respaldados con proyectos eólicos y fotovoltaicos consideraron ingresos por suficiencia, los que se reducirían a 0 con la propuesta del MEN (caso fotovoltaico). Se destaca que, en otras modificaciones regulatorias con alto impacto en inversiones realizadas y futuras, como fue la modificación de los precios estabilizados de los PMGD, se ha establecido transitorios de periodos similares. En particular, para las inversiones ya realizadas la reducción del ingreso por suficiencia a 0 provocaría que los desarrolladores con contratos de crédito entraran en default o incumplimiento de los compromisos adquiridos.</p> <p>La recientemente celebrada Licitación de Suministro 2021/01, que suministrará energía a clientes regulados desde Arica hasta Chiloé, fue mayoritariamente adjudicada a proyectos solares fotovoltaicos y eólicos, cuyos históricos bajos precios fueron posibles gracias a las bondades que ofrecen estas tecnologías en Chile. Sin embargo, la normativa de potencia vigente a la fecha de presentación de esas ofertas, está siendo modificada de forma muy significativa por el presente Reglamento, introduciendo elementos de riesgo adicionales que podrían condicionar la viabilidad de los proyectos. A mayor abundamiento, a la fecha de presentación de las ofertas, el MEN no había emitido aún el borrador de los cambios en evaluación, dificultando la consideración de estos aspectos en las ofertas. Para las licitaciones anteriores, estas consideraciones ni siquiera tuvieron oportunidad de ser evaluadas.</p>	<p>"El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial de la respectiva Norma Técnica.</p> <p>En el caso de Unidades Generadoras de tecnologías Renovables Variables, que se encuentren en operación o que se declaren en construcción de forma previa a la entrada en vigor del Reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, para cada una de sus unidades de generación, los propietarios deberán optar por alguna de las siguientes alternativas para el cálculo de la potencia inicial:</p> <p>1) Aplicación de las disposiciones establecidas en el Reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.</p> <p>2) Se considerará como Potencia Inicial el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:</p> <p>-Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.</p> <p>- Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, a partir del vigésimo año contado desde la fecha de entrada en vigor del Reglamento, aplicarán las disposiciones establecidas en el presente Reglamento, que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, para el cálculo de la potencia inicial de todas las unidades de generación.</p> <p>En el caso de aquellas Unidades Generadoras de tecnologías Renovables Variables, cuyos propietarios opten por la opción 2) indicada precedentemente, el Coordinador deberá determinar la potencia ELCC para el análisis de resultados y control estadístico, sin considerar esos resultados para efectos del balance de transferencias de potencia.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones...</p>
797	ACERA AG.	1T	<p>Se indica: "Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.-, 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial."</p> <p>El artículo 70, establece la nueva metodología para el cálculo del MRT, lo que redundaría en una contracción inmediata del 10% en el precio de la potencia. Nuestros planteamientos al respecto se encuentran especificados en la observación correspondiente a dicho artículo en el presente documento, sin embargo, deseamos complementar los siguientes aspectos:</p> <p>Durante la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia efectuada por el Ministerio entre octubre de 2020 y julio de 2021:</p> <p>1) En la propuesta conceptual original presentada por el Ministerio se consideró un régimen transitorio de 4 años para la modificación del MRT.</p> <p>2) En la propuesta conceptual final, se eliminó el régimen transitorio, sin embargo, se indicó que se mantendrían vigentes las disposiciones del DS 62 por 4 años. En función de lo anterior, se justificaba la eliminación del MRT considerado en la propuesta conceptual original, sin embargo, el documento en consulta pública incluyó una excepción para el MRT, indicando que su nueva metodología aplicaría desde la fecha de publicación del Reglamento.</p> <p>Por las razones anteriores solicitamos eliminar la entrada en vigor del artículo 70 desde la publicación del Reglamento en el Diario oficial</p>	<p>"...Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.- y 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación del señalado artículo 70.-, se deberá considerar como Margen de Potencia el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda."</p> <p>Por otra parte, de debe reubicar donde corresponda:</p> <p>"Para efectos de la aplicación del señalado artículo 70.-, se deberá considerar como Margen de Potencia el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda."</p>
798	Enlase Generación Chile S.A.	1T	<p>Se solicita estipular una fecha de entrada en vigencia del reglamento en función de la fecha de publicación de la Norma Técnica.</p> <p>A partir de la experiencia de la Ley de transmisión, detectamos que a más de 5 años de su publicación, aún no se han concluido la elaboración de las Normas Técnicas asociadas, y en ocasiones, la CNE ha terminado regulando aspectos normativos a partir de Resoluciones Exentas particulares.</p> <p>Por otra parte, el presente Reglamento mandata a nivel de Norma Técnica la definición de una serie de aspectos relativos a la metodología de cálculo, sobre los cuales no existió consenso en la Mesa de trabajo del Reglamento efectuada por el Ministerio, en donde además, diversos participantes señalaron la necesidad de realizar análisis adicionales. En función de lo anterior, se prevee que el proceso de elaboración de la Norma Técnica no tendrá necesariamente una corta duración, lo que podría generar un escenario de entrada en vigor del Reglamento sin que exista la correspondiente Norma Técnica.</p>	<p>El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de publicación de la respectiva Norma Técnica.</p>
799	Enlase Generación Chile S.A.	1T	<p>Considerando lo actualmente contenido por el borrador del reglamento, con disposiciones que no apuntan al problema basal que implica el periodo de transición energética, un transitorio de 4 años es un plazo absolutamente insuficiente para adecuar al mercado existente al nuevo régimen.</p> <p>Si las disposiciones del borrador recogieran adecuadamente la realidad de suficiencia del sistema, y además sea efectivo en la promoción del recambio en tecnologías que provean suficiencia y flexibilidad, podría ser un periodo adecuado, pero aun así exiguo.</p> <p>En las condiciones que de afectación a la certeza jurídica que establece el borrador, debería tener un transitorio que guarde correlato con el cambio, que es de similares características al que se definió en la modificación del precio estabilizado para PMG's y PMGD's.</p>	<p>Definir un periodo transitorio de 12 años, en concordancia con lo establecido en la modificación del reglamento de pequeños medios de generación.</p>
800	Generadoras de Chile	1T	<p>El artículo transitorio plantea una aplicación inmediata del artículo 70 referido a la determinación del Margen de Potencia y nueva definición del Margen de Reserva Teórico, además del cambio en la definición de demanda de punta. La falta de un transitorio resulta en una reducción del tamaño del mercado inmediata para todos los Coordinados y que no responde a la planificación e implementación paulatina de todas las propuestas discutidas con la autoridad bajo el mismo diagnóstico.</p>	<p>El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.- y 68.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Las disposiciones contenidas en el artículo 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia desde el año quinto siguiente a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.</p>
801	ACENOR A.G.	1T	<p>Este artículo indica que este Reglamento entrará en vigencia en enero del cuarto año siguiente al de su publicación. Parece ser un período muy largo, en que muchas cosas pueden quedar obsoletas.</p> <p>Adicionalmente, no vemos motivo para que los artículos 74 y 75 propuestos tengan que esperar tanto para ser aplicados, si ello representa una mejora respecto a lo actual, al definir períodos coincidentes para los retiros. Esta modificación puede perfectamente implementarse desde la aprobación del reglamento y no requiere de otras definiciones. Esta sería una clara señal de eficiencia tanto para la demanda como para la oferta.</p>	<p>Donde dice: "los artículos 40.-, 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial"</p> <p>Debe decir: "los artículos 40.-, 68.-, 70.-, 74.- y 75.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial"</p> <p>Adicionalmente se solicita revisar el periodo de transición para reducir su aplicación a menos de cuatro años desde la publicación del Reglamento.</p>
802	ACESOL	1T	<p>Aplicación del artículo 60 junto con la publicación del Decreto. Las modificaciones que tiene que hacer la CNE para hacer efectiva su aplicación pueden tener plazos acotados en el mismo artículo transitorio. Esta medida va en la dirección de la carbono neutralidad.</p>	<p>...Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.-, 60.-, 68.- y 70.- del reglamento....</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
803	ACESOL	1T	El mercado eléctrico en Chile se ha caracterizado por dar certeza a los inversionistas a partir de una regulación estable. En línea con lo anterior, considerando inversiones ya realizadas y reconociendo la baja en los ingresos por potencia a las centrales fotovoltaicas que sí fueron considerados en la evaluación del proyecto, el transitorio debiera extenderse hasta 14 años. Para esto se propone extender en dos años el inicio de la aplicación de la metodología de cálculo propuesta y que los porcentajes de la aplicación parcial crezcan linealmente hasta 8 años.	Se solicita modificar ambos artículos transitorios tal que se llegue a 14 años que permiten dar certeza a inversiones realizadas.
804	ACESOL	1T	Como segunda alternativa al punto anterior, proponemos que el reglamento aplique, según el transitorio propuesto por el MEN, para instalaciones que se conecten con posterioridad a la entrada en vigencia del reglamento y las existentes tengan un transitorio de 14 años.	Se solicita modificar ambos artículos transitorios tal que se llegue a 14 años que permiten dar certeza a inversiones realizadas.
805	ELEKTRAGEN	1T	La aplicación inmediata del MRT disminuirá el precio de potencia en 10%, ya que la aplicación actual del margen de potencia y del MRT (que no incorporan elementos que obtengan de manera fidedigna el correlato entre oferta y demanda de suficiencia) indicarían que el MP sería 1,5 para el subsistema centro-norte y 1,8 para el subsistema sur, resultando en ambos casos que el Margen de Reserva Teórico sería igual a cero. De mantenerse la aplicación del MRT de la forma que establece el borrador del reglamento, se hace imperativo que la aplicación sea considerando un periodo de transición no inferior a 5 años.	Considerar periodo transitorio para el MRT de 5 años.
806	ELEKTRAGEN	1T	Considerando lo actualmente contenido por el borrador del reglamento, con disposiciones que no apuntan al problema basal que implica el periodo de transición energética, un transitorio de 4 años es un plazo absolutamente insuficiente para adecuar al mercado existente al nuevo régimen. Si las disposiciones del borrador recogieran adecuadamente la realidad de suficiencia del sistema, y además sea efectivo en la promoción del recambio en tecnologías que provean suficiencia y flexibilidad, podría ser un periodo adecuado, pero aun así exiguo. En las condiciones que de afectación a la certeza jurídica que establece el borrador, debería tener un transitorio que guarde correlato con el cambio, que es de similares características al que se definió en la modificación del precio estabilizado para PMG's y PMGD's.	Definir un periodo transitorio de 12 años, en concordancia con lo establecido en la modificación del reglamento de Pequeños Medios de Generación.
807	APEMEC	1T	Este artículo indica que este Reglamento entrará en vigencia en enero del cuarto año siguiente al de su publicación. Parece ser un período muy largo, en que muchas cosas pueden quedar obsoletas. Esto se podría justificar en el caso de la metodología ELCC, que en las experiencias internacionales ha tomado tiempo hasta su total implementación, pero no vemos motivo para que el Título V propuesto tenga que esperar tanto para ser aplicado, sobre todo en atención a que ello representa una mejora respecto de lo actual, al definir periodos coincidentes para los retiros, y no como es hoy en día en que los retiros de potencia que se usan para computar la demanda no son en horarios coincidentes.	Incorporar los títulos V y VI a las disposiciones con vigencia a partir de la publicación del reglamento.
808	Consejo Minero	1T	Este artículo indica que este Reglamento entrará en vigencia en enero del cuarto año siguiente al de su publicación. Parece ser un período muy largo, en que muchas cosas pueden quedar obsoletas, sin embargo, se justifica en el caso de la metodología ELCC, que en las experiencias internacionales ha tomado tiempo hasta su total implementación, pero no vemos motivo para que el Título V propuesto tenga que esperar tanto para ser aplicado, si ello representa una mejora respecto a lo actual, al definir periodos coincidentes para los retiros, y no como es hoy en día.	Incorporar los títulos V y VI a las disposiciones con vigencia a partir de la publicación del reglamento.
809	GPM-AG	1T	La aplicación inmediata del MRT disminuirá el precio de potencia en 10%, ya que la aplicación actual del margen de potencia y del MRT (que no incorporan elementos que obtengan de manera fidedigna el correlato entre oferta y demanda de suficiencia) indicarían que el MP sería 1,5 para el subsistema centro-norte y 1,8 para el subsistema sur, resultando en ambos casos que el Margen de Reserva Teórico sería igual a cero. De mantenerse la aplicación del MRT de la forma que establece el borrador del reglamento, se hace imperativo que la aplicación sea considerando un periodo de transición no inferior a 5 años.	Considerar periodo transitorio para el MRT de 5 años.
810	GPM-AG	1T	Considerando lo actualmente contenido por el borrador del reglamento, con disposiciones que no apuntan al problema basal que implica el periodo de transición energética, un transitorio de 4 años es un plazo absolutamente insuficiente para adecuar al mercado existente al nuevo régimen. Si las disposiciones del borrador recogieran adecuadamente la realidad de suficiencia del sistema, y además sea efectivo en la promoción del recambio en tecnologías que provean suficiencia y flexibilidad, podría ser un periodo adecuado, pero aun así exiguo. En las condiciones que de afectación a la certeza jurídica que establece el borrador, debería tener un transitorio que guarde correlato con el cambio, que es de similares características al que se definió en la modificación del precio estabilizado para PMG's y PMGD's.	Definir un periodo transitorio de 12 años, en concordancia con lo establecido en la modificación del reglamento de pequeños medios de generación.
811	GPM-AG	1T	Si el artículo 70 del reglamento comienza apenas la publicación del reglamento, implica que el factor de eficiencia también lo hace (ya que es insumo primordial para el cálculo de la potencia preliminar, y así mismo del MP y del MRT).	Se solicita que los transitorios tengan el correlato con los tiempos de implementación y con el impacto que estos tienen. Independiente de la oportunidad del factor de eficiencia, es necesario que la varios hitos establecidos en el reglamento se encuentren ejecutados (NT, estudio cuadrilateral, etc.) para que pueda ser aplicado el FE.
812	Highview Enlasa SpA	1T	La redacción presentada deja fuera del mercado de la potencia por al menos 4 años, a cualquier tecnología nueva que no tenga un criterio de asignación de potencia bajo el DS 62. Esto no sólo da origen a una distorsión de mercado (atentando potencialmente contra la competencia), sino que no está alineado con la urgencia de tiempos de nuestra transición energética. Este reglamento debería tener efecto inmediato para todas las nuevas tecnologías no consideradas en el DS62, con un transitorio que permita una migración suave entre metodologías para las plantas existentes. No se entiende la motivación de este artículo.	"El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia inmediatamente después de su publicación en el Diario Oficial. Sin embargo, para todas aquellas unidades generadoras que ya estaban conectadas al sistema al momento de la entrada en vigencia, aplicara un periodo transitorio de acuerdo a las disposiciones siguientes"
813	Inkia Energy	1T	El impacto de la modificación del MRT es inmediato en el precio de la potencia en todo el sistema, significando una disminución de ingresos en 10% para todo el parque. Un cambio de esta magnitud y de manera repentina implica incertidumbre regulatoria y se considera una señal errada. Lo anterior además considerando que el precio de potencia del Informe de Precio de Nudo de agosto 2021 ya bajó en un 5% debido a la aplicación del informa CNE Costo unidad de punta.	Para dar a los agentes tiempo suficiente de adecuación, debiera implementarse un transitorio de a lo menos 6 años. Las centrales existentes poseen altos niveles de financiamiento, una disminución de los ingresos de 10% carece de todo análisis de impacto regulatorio.
814	Inkia Energy	1T	Se señala que el Reglamento entrará en vigencia al cuarto año después de su publicación en el diario Oficial. La propuesta del reglamento no logra determinar adecuadamente la suficiencia del sistema (ejemplo: periodos críticos con todo el parque térmico despachado), y tampoco da certeza regulatoria a la infraestructura existente ni tampoco promueve la incorporación de nuevas tecnologías. El reglamento debe entregar certeza jurídica, tener un transitorio que guarde correlato con las modificaciones, de similares características al que se definió en la modificación del precio estabilizado para PMG's y PMGD's.	Definir un periodo transitorio de 12 años, en concordancia con lo establecido en la modificación del reglamento de pequeños medios de generación.
815	Duqueco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	1T	Se solicita estipular una fecha de entrada en vigencia del reglamento en función de la fecha de publicación de la Norma Técnica. A partir de la experiencia de la Ley de transmisión, detectamos que a más de 5 años de su publicación, aún no se han concluido la elaboración de las Normas Técnicas asociadas, y en ocasiones, la CNE ha terminado regulando aspectos normativos a partir de Resoluciones Exentas particulares. Por otra parte, el presente Reglamento mandata a nivel de Norma Técnica la definición de una serie de aspectos relativos a la metodología de cálculo, sobre los cuales no existió consenso en la Mesa de trabajo del Reglamento efectuada por el Ministerio, en donde además, diversos participantes señalaron la necesidad de realizar análisis adicionales. En función de lo anterior, se prevee que el proceso de elaboración de la Norma Técnica no tendrá necesariamente una corta duración, lo que podría generar un escenario de entrada en vigor del Reglamento sin que exista la correspondiente Norma Técnica.	El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial de la respectiva Norma Técnica.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
816	Duquenco SpA/Empresa Eléctrica Licán SA/PV Salvador SA/Empresa Eléctrica Coyanco SA/Innergex Renewable Energy Chile SpA	1T	<p>Se indica: "<i>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.-, 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.</i>"</p> <p>El artículo 70, establece la nueva metodología para el cálculo del MRT, lo que redundaría en una contracción inmediata del 10% en el precio de la pontencia. Nuestros planteamientos al respecto se encuentran especificados en la observación correspondiente a dicho artículo en el presente documento, sin embargo, deseamos complementar los siguientes aspectos:</p> <p>Durante la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia efectuada por el Ministerio entre octubre de 2020 y julio de 2021:</p> <p>1) En la propuesta conceptual original presentada por el Ministerio se consideró un régimen transitorio de 4 años para la modificación del MRT.</p> <p>2) En la propuesta conceptual final, se eliminó el régimen transitorio, sin embargo, se indicó que se mantendrían vigentes las disposiciones del DS 62 por 4 años. En función de lo anterior, se justificaba la eliminación del MRT considerado en la propuesta conceptual original, sin embargo, el documento en consulta pública incluyó una excepción para el MRT.</p>	"...Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.- y 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial..."
817	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	1T	Este artículo indica que este Reglamento entrará en vigencia en enero del cuarto año siguiente al de su publicación. Parece ser un período muy largo, en que muchas cosas pueden quedar obsoletas. Esto se podría justificar en el caso de la metodología ELCC, que en las experiencias internacionales ha tomado tiempo hasta su total implementación, pero no vemos motivo para que el Título V propuesto tenga que esperar tanto para ser aplicado, sobre todo en atención a que ello representa una mejora respecto de lo actual, al definir períodos coincidentes para los retiros, y no como es hoy en día en que los retiros de potencia que se usan para computar la demanda no son en horarios coincidentes.	Incorporar los títulos V y VI a las disposiciones con vigencia a partir de la publicación del reglamento.
818	Anglo American	1T	Este artículo indica que este Reglamento entrará en vigencia en enero del cuarto año siguiente al de su publicación. Parece ser un período muy largo, en que muchas cosas pueden quedar obsoletas, sin embargo, se justifica en el caso de la metodología ELCC, que en las experiencias internacionales ha tomado tiempo hasta su total implementación Sin embargo, no vemos motivo para que los artículos 74 y 75 propuestos tengan que esperar tanto para ser aplicados, si ello representa una mejora respecto a lo actual, al definir períodos coincidentes para los retiros. Esta modificación puede perfectamente implementarse desde la aprobación del reglamento. Esta será una clara señal de eficiencia tanto para la demanda como para la oferta.	<p>Donde dice: "los artículos 40.-, 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial"</p> <p>Debe decir: "los artículos 40.-, 68.-, 70.-, 74.- y 75.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial"</p>
819	Latin America Power S.A.	1T	El inicio de la aplicación de la mayoría de las normas establecidas en el reglamento luego de 4 años de su promulgación se considera exagerado, considerando que la aplicación de la nueva metodología para determinar la potencia inicial tendrá una ventana móvil de 5 años (Artículo sexto transitorio), lo que en la práctica significará que la aplicación completa del nuevo marco regulatorio sea luego de 9 años de promulgado el reglamento. Es por ello, que se propone la aplicación del reglamento luego de 1 año de su promulgación, a excepción de lo establecido en el artículo 28, cuya aplicación necesita de 5 años para recopilar adecuadamente la estadística de los nuevos estados de la centrales.	<p>El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del primer año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.-, 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación del señalado artículo 70.-, se deberá considerar como Margen de Potencia el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda. El artículo 28 entrará en vigencia luego del quinto año de la publicación del Reglamento en el Diario Oficial.</p>
820	AES Andes	1T	<p>El artículo transitorio plantea una aplicación inmediata del artículo 70 referido a la determinación del Margen de Potencia y nueva definición del Margen de Reserva Teórico (MRT). En relación a este cambio, es importante mencionar que dentro del proceso de diagnóstico elaborado por el Ministerio de Energía uno de los elementos más importantes y compartidos en la industria es que no existen métricas claras ni objetivos de suficiencia bajo el mecanismo DS N°62 vigente.</p> <p>Por lo anterior, no parece prudente acelerar un cambio tan importante, como es la determinación de márgenes de reserva del sistema, en el contexto que aún no se ha producido la transición a un mecanismo de determinación de suficiencia con métricas claras y que permita identificar con precisión cual es el verdadero estado (actual y futuro) del sistema, no solo a nivel anual sino también horario.</p> <p>El desafío se acentúa aún más con el proceso de descarbonización acelerado que experimenta el SEN, acelerado crecimiento de tecnologías renovables, y una extrema condición hídrica seca. Reflejo de lo anterior, es lo acontecido el día 12 de agosto a las 21 horas, en donde el sistema por diversos motivos presentó un Margen de Reserva Efectivo cercano a cero.</p> <p>Por lo anterior, la nueva definición de MRT debería ser evaluada una vez finalizado el proceso de implementación del mecanismo ELCC, asegurando de este modo una aplicación armónica en las señales técnicas y económicas que esta regulación dispone en la determinación de confiabilidad y márgenes de reservas necesarios para el sistema. Se propone por lo tanto mantener la definición actual de MRT contenido en el DS N°62. Alternativamente se propone postergar la aplicación de esta propuesta una vez finalizado el proceso de implementación del mecanismo ELCC.</p>	<p>Se propone reemplazar el artículo 70, por el artículo 63 del DS N°62.</p> <p>Alternativamente se propone reemplazar el artículo primero transitorio por el siguiente:</p> <p>"Artículo primero transitorio.- El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40. y 68. del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Las disposiciones contenidas en el artículo 70. del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia desde el año quinto siguiente a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto."</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
821	Colbún S.A.	1T	<p>Aplicación de modificaciones al Margen de Reserva Teórico (MRT)</p> <p>En la propuesta conceptual que dio a conocer el Ministerio originalmente se consideraba un período de transición en el que se determinaría una curva "intermedia" tal que el valor máximo del Margen de Potencia implicara el punto de inflexión para la caída del MRT.</p> <p>En efecto, en una primera etapa del régimen transitorio (Transición 1) se consideraba un período de "estabilidad de la señal", donde el MRT se mantendría igual a 10% (bajo las actuales condiciones de instalación) por un determinado número de años (2 años en principio). Consideraba, luego, una segunda etapa (Transición 2) correspondiente a un período de 2 años adicionales (tercer y cuarto año) en el que se proponía una curva para el MRT "intermedia" con una pendiente negativa en función del Margen de Potencia (MP), con los siguientes puntos extremos: MRT=10% para MP=1,69 y MRT=0% para MP=1,83. Finalmente, a partir del quinto año se establecía la curva definitiva del MRT bajo la cual el MRT disminuiría a cero cuando el MP sea igual o superior a 1,2 (régimen permanente).</p> <p>Lo anterior, había sido considerado en la propuesta conceptual precisamente para cumplir con el principio de dar una señal de "estabilidad regulatoria" en el precio de la potencia que el propio Ministerio había considerado dentro de sus objetivos o principios para la modificación de este Reglamento.</p> <p>Posteriormente, en la última modificación de la propuesta conceptual, el Ministerio eliminó la aplicación de la "curva MRT intermedia", pero al considerar que el reglamento entraba en vigencia desde el 1° de enero del quinto año a partir de la publicación de la Norma Técnica, la nueva curva MRT no se aplicaba los primeros 4 años, manteniendo de todas maneras este período de "transición" o de "estabilidad regulatoria" en el precio de la potencia.</p> <p>Sin embargo, en el borrador del Reglamento que se sometió a Consulta Pública se eliminó este período de transición y tampoco se consideró la aplicación de una "curva intermedia". Por el contrario, la nueva curva MRT ahora comienza a regir inmediatamente una vez publicado el reglamento en el DO, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo primero transitorio del borrador de Reglamento.</p> <p>La consecuencia evidente de este primer artículo transitorio es que solo se afecta el precio de la potencia al momento de la publicación del reglamento, mientras que la metodología ELCC, la señal de costo eficiencia (factor de eficiencia económica) y el resto de los elementos que configuran la correcta asignación de la suficiencia entre las instalaciones de generación comienzan a regir al cuarto año de publicado el reglamento, lo que provoca un desfase, que no se entiende, entre la aplicación de los ajustes al precio y la aplicación de los ajustes a la cantidad o asignaciones de esta.</p> <p>Creemos que, como en todo cambio normativo, es importante tener a la vista principios regulatorios ampliamente aceptados en la literatura y que han sido compartidos y señalados por el propio Ministerio como objetivos de este cambio normativo, como lo es el principio de "estabilidad regulatoria", para que el diseño regulatorio permita a los participantes del mercado planificar en el mediano y largo plazo y para implementar mecanismos que suavicen cambios abruptos en el funcionamiento del mercado, como por ejemplo en sus precios.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, vemos que existen unidades generadoras que actualmente están siendo subvaloradas desde el punto de vista de su reconocimiento al real aporte que hacen en suficiencia al sistema, debido a la aplicación del actual mecanismo específico a su tecnología. Con los plazos propuestos por el Ministerio para la implementación del reglamento, a estas unidades subvaloradas, recién en el año 8 posterior a la publicación del Reglamento se les reconocerá su real aporte, mientras que desde el año 1 en adelante se les estará aplicando un descuento en el precio (MRT en cero) y desde el año 4 se le aplicará un descuento en la cantidad (menor demanda de punta del sistema), tal como al resto de las unidades generadoras, lo que profundiza, en el corto plazo, los efectos adversos de la incorrecta asignación que hace el actual reglamento, al no aplicarse una metodología probabilística agnóstica tecnológicamente en los primeros años.</p>	<p>Se propone reponer el período de transición de 4 años para la entrada en vigencia plena de la nueva curva del MRT, como lo había propuesto el Ministerio originalmente. En este sentido, proponemos que se incorpore en un artículo transitorio lo mismo que el Ministerio señaló en la Propuesta Conceptual, es decir:</p> <p><i>La aplicación de la nueva curva MRT considerará un régimen transitorio que, en una primera etapa (Transición 1) se considera un período de "estabilidad de la señal", donde el MRT se mantendría igual a 10% (bajo las actuales condiciones de instalación) por un período de 2 años (primer y segundo año desde publicado el reglamento en el DO). Luego, una segunda etapa (Transición 2) correspondiente a un período de 2 años adicionales (tercer y cuarto año) se aplica una curva de "transición" para el MRT con una pendiente negativa en función del Margen de Potencia (MP), con los siguientes puntos extremos: MRT=10% para MP=1,69 y MRT=0% para MP=1,83. Finalmente, a partir del quinto año se establece la curva definitiva del MRT bajo la cual el MRT disminuye a cero cuando el MP sea igual o superior a 1,2 (régimen permanente).</i></p> <p>Lo anterior permite cumplir con el principio de dar una señal de "estabilidad regulatoria" en el precio de la potencia que fue considerado como principio en el proceso de modificación de este Reglamento.</p> <p>Adicionalmente, se propone eliminar la mención a las disposiciones del artículo 70 que se señalan en el artículo primero transitorio. Es decir:</p> <p>Artículo primero transitorio. - El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.</p> <p><i>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.- y 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación del señalado artículo 70.-, se deberá considerar como Margen de Potencia el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda.</i></p>
822	Colbún S.A.	1T	<p>Transición al régimen permanente del Reglamento.</p> <p>El borrador de Reglamento mantiene el mecanismo de "estabilización de resultados" (en el cálculo ELCC) de la propuesta conceptual para una ventana móvil de 5 años, pero su aplicación comienza el 4to año desde publicado el reglamento, es decir, la aplicación plena de la metodología ELCC entraría en régimen permanente en el año 8vo después de publicado el reglamento.</p> <p>Insistimos en que los plazos propuestos por el Ministerio para la entrada en vigencia y aplicación en régimen de este nuevo reglamento son excesivos porque:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Los objetivos que se plantearon para modificar el reglamento exigen urgencia para su implementación, en particular en lo que se refiere a dar una señal de costo-eficiencia dada la sobre instalación de unidades ineficientes en el parque y también en la aplicación de una metodología probabilística que reconozca el verdadero aporte que hacen las instalaciones a la suficiencia del sistema, dejando atrás mecanismos específicos para cada tecnología. A lo anterior se suma el hecho de que la industria se está cuestionando desde ya cambios estructurales relevantes al mercado. 2) El mecanismo de estabilización de resultados (ventana móvil de 5 años para la aplicación de metodología ELCC) funciona los primeros años como un mecanismo transitorio para la aplicación gradual de la metodología. 3) Es urgente que se reconozca el aporte real de las unidades existentes a la suficiencia del sistema (existen unidades que actualmente están siendo subvaloradas). 4) La señal de costo eficiencia dada por la aplicación del Factor de Eficiencia económica puede aplicarse desde ya si se considera que el escenario actual es uno de sobreinstalación de unidades ineficientes. 5) El retraso de la aplicación de la nueva metodología de asignación de potencia de suficiencia puede significar un elemento de incertidumbre para futuras inversiones. <p>Adicionalmente, creemos que es necesario que exista coherencia regulatoria en hacer consistente la temporalidad de la reducción del mercado de suficiencia en la cantidad de potencia (disminución de la Demanda de Punta del Sistema) que se reconocerá con la asignación del aporte real de las distintas instalaciones de generación (ELCC) con la temporalidad de la modificación sobre el MRT y, por tanto, sobre el precio de la potencia.</p> <p>Por tanto, sin perjuicio de la propuesta señalada en la observación N°2 (sobre el artículo Primero Transitorio), proponemos adelantar el inicio de vigencia del reglamento para el segundo año desde su publicación en el Diario Oficial.</p>	<p>Se propone modificar el Artículo 1ero Transitorio:</p> <p>Artículo primero transitorio. - El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto segundo año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.</p> <p><i>Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.- y 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación del señalado artículo 70.-, se deberá considerar como Margen de Potencia el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda.</i></p>
823	Imelsa Energía SpA	1T	Se solicita 4 años de transición para el nuevo cálculo del MRT	" Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.- y 68.- y del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.
824	ENORCHILE S.A	1T	En el Artículo primero transitorio se establece que el artículo 70 entrará en vigencia al momento de la publicación del reglamento en el Diario Oficial. Impactando de forma inmediata a las inversiones realizadas en el sistema, las cuales fueron desarrolladas considerando las reglas actualmente vigentes. Para mantener el principio de certidumbre regulatoria, se solicita que este artículo entre en vigencia en un plazo que considere la recuperación de la inversión inicial al inversionista, es decir de al menos 12 años. Como sabemos que imponer un plazo muy grande y distinto al resto del reglamento produce complicaciones y va en contra del principio de simplicidad normativa, se propone que dicho articulado número 70 entre en vigencia junto con el resto del reglamento, y este a su vez entre en vigencia al momento de la publicación de la norma técnica, ya que esta norma técnica será muy relevante en la determinación de distintos aspectos del reglamento y creemos que puede demorar más de lo considerado inicialmente por la autoridad.	Artículo primero transitorio. - El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de la publicación de la respectiva Norma Técnica. Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.- y 68.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.
825	Generadora Metropolitana	1T	Un MRT aplicado inmediatamente sería una señal contradictoria con permitir que ingresen nuevas tecnologías al parque flexible, se debe establecer un transitorio suficiente para que haya una transición suave entre la realidad actual del sistema hacia alguna otra, similar al tratamiento que se le dio al precio estabilizado de los PMGD	El MRT debería tener un transitorio de mínimo 5 años como los demás elementos de este Reglamento
826	Prime Energía Spa	1T	Dado que la Norma Técnica es necesaria para la aplicación del Reglamento, la vigencia debería estar sujeta a su publicación.	
			Asimismo, la aplicación inmediata del MRT propuesto implicaría una disminución inmediata del actual margen de reserva teórico y, por ende, del precio pagado por potencia. Esto no da cuenta de la transitoriedad necesaria para que inversiones efectuadas recientemente bajo el esquema vigente que aportan a la suficiencia cuenten con estabilidad, pone en riesgo la credibilidad del sector hacia futuro, y pueden ser una señal contradictoria respecto a la importante necesidad de suficiencia que tiene el sistema eléctrico en la transición energética marcada por la escasez hídrica y la descarbonización.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
827	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	1T	Debe tener el mismo transitorio que la transición DS62->ELCC de 5 años al 4to año.	Eliminar "Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.-, 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación del señalado artículo 70.-, se deberá considerar como Margen de Potencia el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda. "
828	ACCIONA	1T	Se solicita indicar la fecha en que entrará en vigencia con un calendario. En este caso, si el reglamento se publica en 2021, su entrada en vigencia sería el 01 de enero de 2025?	
829	Collahuasi	1T	Considerar 4 años para implementar el Título V y VI del reglamento parece excesivo. El que sea reconocido el aporte a la suficiencia de un retiro como una baja efectiva en la asignación de potencia de punta es algo que debe implementarse de manera inmediata. No es razonable que los pagos por potencia de suficiencia no bajen, al momento de que uno o varios retiros con su gestión disminuyan el requerimiento de suficiencia del sistema. Dicho de otro modo, no se incentiva la gestión y además se generan pagos injustificados, puesto baja la necesidad de suficiencia, no así el pago a empresas que inyectan potencia.	Incorporar los títulos V y VI a las disposiciones con vigencia a partir de la publicación del reglamento.
830	Enel Generación S.A.	1T	El Artículo primero transitorio indica "El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial. ", posteriormente el Artículo sexto transitorio dice " Entre los años uno y cuatro siguientes a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto,..." La lectura conjunta de estos 2 artículos dan a entender que el periodo transitorio de entrada en vigencia del presente Decreto es de 8 años, (4 años para que entre en vigencia y luego otros 4 años de transición después de su entrada en vigencia), lo cual entendemos no es la pretensión del Regulador.	Artículo primero transitorio. - El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial y se establece un periodo transitorio de aplicación de cuatro años de acuerdo a lo establecido en el Artículo Sexto Transitorio.
831	Enel Generación S.A.	1T	De acuerdo al artículo primero transitorio, las disposiciones contenidas en el artículo 70, valga decir, la modificación al margen de reserva teórico, entrará en vigencia desde la publicación en el diario Oficial. Se propone que la modificación al margen de reserva teórico aplique, al igual que el resto de los artículos del nuevo reglamento de potencia de suficiencia, a contar del primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.	Artículo primero transitorio. - El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial. Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40. y 68.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.
832	Espinos S.A.	1T	La aplicación inmediata del MRT de la forma que establece el borrador del reglamento, afectará en forma importante a varias empresas del sistema (coordinadas). Se hace necesario contemplar una aplicación progresiva y en el tiempo.	Se solicita considerar período transitorio para el MRT de 5 años.
833	Espinos S.A.	1T	Considerando lo contenido en el borrador del Reglamento y a la transición energética que estamos viviendo, un período transitorio de 4 años carece de toda lógica y es insuficiente para lograr desarrollar en forma eficiente el mercado actual.	Definir un periodo transitorio de 12 años, en concordancia con lo establecido en la modificación del reglamento de pequeños medios de generación.
834	Guacolda Energía SpA	1T	Sugerimos aplicar régimen de transitoriedad al Margen de Potencia y Margen de Reserva Teórico	Se propone eliminar el inciso segundo de modo que la aplicación de esta nueva norma aplique de la misma forma a todas las materias allí reguladas
835	Pacific Hydro Chile S.A.	1T	Debe tener el mismo transitorio que la transición DS62->ELCC de 5 años al 4to año.	Eliminar "Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.-, 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación del señalado artículo 70.-, se deberá considerar como Margen de Potencia el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda. "
836	Sonnedit	1T	En caso que no se excluya la aplicación de ELCC para la tecnologías solar fotovoltaica en el cuerpo del Reglamento, se solicita modificar el Artículo Primero Transitorio en el sentido que la aplicación de ELCC se inicie 20 años después a partir de la publicación del Reglamento en el Diario Oficial, esta propuesta se fundamenta en que existen contratos de suministro con empresas distribuidoras donde los precios ofertados adjudicados respaldados con proyectos fotovoltaicos consideraron ingresos por suficiencia, los que se reducirían a 0 con la propuesta del MEN. Se destaca que, en otras modificaciones regulatorias con alto impacto en inversiones realizadas y futuras, como fue la modificación de los precios estabilizados de los PMGD, se ha establecido transitorios de periodos similares. En particular, para las inversiones ya realizadas la reducción del ingreso por suficiencia a 0 provocaría que los desarrolladores con contratos de crédito entraran en default o incumplimiento de los compromisos adquiridos. La recientemente celebrada Licitación de Suministro 2021/01, que suministrará energía a clientes residenciales y Pymes desde Arica hasta Chiloé, fue mayoritariamente adjudicada a proyectos solares fotovoltaicos, cuyos históricos bajos precios fueron posibles gracias a las bondades que ofrece esta tecnología debido a la privilegiada radiación solar en Chile. Sin embargo, los esfuerzos para presentar dichos precios se hicieron en base al reglamento de Potencia de Suficiencia vigente a la fecha de presentación de las ofertas, considerando ingresos por Potencia de Suficiencia que, producto de la modificación reglamentaria, se dejarían de percibir pocos años después de haber iniciado el suministro de los contratos. Si bien es cierto que el MEN había publicado propuestas conceptuales, no se encontraba publicado el borrador a la fecha de celebración de la licitación y se tomó la determinación de considerar ingresos por suficiencia, esperando que el MEN no publicará una propuesta que perjudica a la tecnología renovable con mayor desarrollo del país, escuchando la opinión de expertos que transversalmente recomiendan políticas públicas que incentiven la integración de energías renovables como parte fundamental de las acciones que deben tomar los países para mitigar la crisis climática. Referencias: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Summary-for-Policymakers-1.pdf	El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial. En el caso de Unidades Generadoras de tecnología solar fotovoltaica, la aplicación de lo señalado en el Artículo 44 en relación a la potencia ELCC entrará en vigencia el primero de enero del vigésimo año contado a partir de su publicación en el Diario Oficial. En el caso de las referidas unidades se deberá determinar la potencia ELCC para análisis de resultados y control estadístico, sin perjuicio de ello, a efectos de las transferencias de potencia entre empresas generadoras se considerará como Potencia Inicial el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: -Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. - Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. Los factores antes señalados deberán ser determinados considerando los registros de la operación real.
837	Sonnedit	1T	Se indica que la disposición contenida en el artículo 70 en relación al Margen de Reserva Teórico, entrará en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. La propuesta del MEN se traduce en una disminución del MRT mínimo de 10% a 0%, lo que se traduce en una reducción del 10% de los ingresos por potencia suficiencia afectando transversalmente a todos los generadores que reciben dichos pagos. El gran impacto de esta medida requiere un periodo transitorio razonable que permita a los suministradores internalizar esta pérdida de ingresos en nuevos contratos de suministro, es por ello que se solicita iniciar la vigencia de esta disposición a partir de vigésimo año contado desde la fecha de publicación del Reglamento en el DO.	Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.- y 68.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Las disposiciones del artículo 70.- entrarán en vigencia el primero de enero del vigésimo año contado a partir de la publicación del decreto en el Diario Oficial.
838	Reliable Nueva Energía S.A.	1T	• El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial. • Dentro de los primeros doce meses contados desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, la Comisión deberá elaborar y publicar la Norma Técnica necesaria para la aplicación de las disposiciones establecidas en el señalado reglamento. Serán cuatro años más en los que las ERNC estarán afectas a la metodología de las 52 horas de mayor demanda del sistema. Sin embargo, esto está regulado la Norma Técnica de Transferencia de Potencia y este reglamento determinará otra Norma Técnica a un año de publicación. Por lo que no se logra ver cómo quedará esto. También se ve que podría haber un problema con la Norma Técnica de Transferencia de Potencia. Quedarían dos Normas Técnica regulando las mismas materias pero con distinta metodología.	Considerar esto en el artículo transitorio.
839	ACCIONA	2T	Que ocurre si no se publica el reglamento? Quizá sea mas conveniente sujetar la vigencia del reglamento a que se publique la Norma Técnica, con esto posible realizar el cálculo	Dentro de los primeros doce meses contados desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, la Comisión deberá elaborar y publicar la Norma Técnica necesaria para la aplicación de las disposiciones establecidas en el señalado reglamento.
840	Coordinador Eléctrico Nacional	3T	Si bien parece apropiado disponer de resultados con un nuevo método de cálculo se estima que por eficiencia dicho cálculo se elabore con una periodicidad anual o a lo más cada 6 meses y no mensual como se propone en el borrador de reglamento.	Revisar la periodicidad de este cálculo por parte del Coordinador.
841	Inkia Energy	3T	Se solicita que los Coordinados puedan enviar observaciones a los cálculo spreliminarios	Se solicita considerar que los coordinados puedan enviar observaciones en un plazo no superior a 10 días, contado desde la fecha de publicación de dicho informe. El Coordinador deberá elaborar y publicar un informe aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
842	Transec S.A	3T	<p>El artículo tercero transitorio señala que, el Coordinador deberá publicar mensualmente los resultados de la aplicación de la metodología de cálculo de las transferencias de potencia que establece el Reglamento, a partir del mes de enero del tercer año siguiente a la publicación del Reglamento en el Diario Oficial. Asimismo, se indica que, en caso de que, al momento de la realización de los cálculos necesarios para la publicación de los resultados de la aplicación de la metodología de cálculo de potencia ELCC, a que hace referencia los artículos 44 y siguientes, no se encuentre vigente la Norma Técnica, el Coordinador deberá establecer las metodologías y supuestos necesarios para efectuar dichos cálculos, a través de un procedimiento elaborado para tal efecto.</p> <p>Al respecto, se comenta lo siguiente:</p> <p>- Respecto de la publicación mensual de los resultados de la aplicación de la metodología de cálculo de potencia de suficiencia que establece el Reglamento, donde, se entiende que corresponde a un período de marcha blanca, se indica que se realizará a partir del mes enero del tercer año siguiente a la publicación del Reglamento en el Diario Oficial. No obstante, no se precisa si dicho período finaliza al momento de entrada en vigencia del Reglamento, al cuarto año de su publicación en el Diario Oficial. Por lo tanto, se debería precisar que el período de marcha blanca finaliza con la entrada en vigencia del Reglamento.</p> <p>- En relación a los resultados obtenidos de manera referencial por el Coordinador, es relevante que se establezca una instancia en la que los Coordinados puedan enviar sus observaciones. Con ello, se otorgaría una mayor certeza a los permitiría a los Coordinados familiarizarse con la nueva metodología que establece el presente Reglamento.</p> <p>- Considerando la relevancia de las metodologías y los supuestos que se deben utilizar para determinar la potencia de suficiencia de las unidades del sistema, se debería precisar que el procedimiento que elabore el Coordinador, deberá ser sometido a observaciones de los Coordinados.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p><i>"Sin perjuicio de lo indicado en los artículos precedentes, el Coordinador deberá publicar mensualmente los resultados de la aplicación de la metodología a que hace referencia los artículos 44.- y siguientes del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, a partir del mes de enero del tercer año siguiente a la publicación en el Diario Oficial del presente decreto y hasta la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.</i></p> <p><i>Los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología referida en el inciso precedente, tendrán el carácter de referencial y no serán considerados para los efectos de los cálculos de las transferencias de potencia. Los Coordinados podrán enviar sus observaciones a los resultados obtenidos.</i></p> <p><i>En caso de que, al momento de la realización de los cálculos necesarios para la publicación de los resultados indicados en el inciso primero de este artículo, no se encuentre vigente la Norma Técnica a que hace referencia el artículo segundo transitorio, el Coordinador deberá establecer las metodologías y supuestos necesarios para efectuar dichos cálculos, a través de un procedimiento elaborado para tal efecto, el cual deberá ser sometido a observaciones por parte de los Coordinados. "</i></p>
843	Prime Energía Spa	3T	<p>En este Contexto, el Reglamento considera que desde el tercer año a partir de publicado el nuevo Reglamento de Potencia que el Coordinador presente mensual resultados referenciales de la aplicación de la nueva metodología.</p> <p>Sin embargo, no está contemplado una evaluación de dichos resultados y por lo tanto tampoco una evaluación concreta del cumplimiento del objetivo de esta nueva regulación.</p> <p>Se propone que el nuevo Reglamento de Potencia considere una evaluación cuantitativa de los resultados de la marcha blanca entre el tercer y cuarto año, y que se deban realizar los ajustes que sean necesarios para que no se ponga en riesgo la Suficiencia del Sistema ni el objetivo de esta nueva regulación.</p>	<p>Que se incorpore en el artículo tercero transitorio un último inciso:</p> <p>La Comisión Nacional de Energía emitirá, dentro del 4 año desde la publicación en el diario oficial del presente decreto, un informe que evalúe el impacto en la Suficiencia del Sistema considerando los resultados referenciales mensuales que publique el Coordinador de la aplicación de la nueva metodología. Para este propósito se deberá evaluar la métrica de Suficiencia resultante y proyectarlo en función del plan de obras en construcción, plan de retiros de centrales generadoras, y una evaluación económica de la integración de generación flexible que resulte rentable en función de los ingresos esperados por energía y potencia de Suficiencia resultantes. Se deberán realizar los ajustes metodológicos que sean necesarios para efectos que no sea comprometida la métrica de Suficiencia del Sistema Eléctrico Nacional.</p>
844	Coordinador Eléctrico Nacional	4T	No es posible aplicar lo dispuesto por parte del Coordinador, pues según lo indicado en el Art. 25 de este Reglamento, el Coordinador para llevar el registro estadístico de los diversos estados o limitaciones de las unidades generadoras deberán sujetarse a los estados operativos que disponga la nueva NT. Por tanto no sería posible aplicar este artículo transitorio a partir de la publicación en el diario oficial de este reglamento pues aun no se encontrarán las metodologías de detalle de la NT.	Si no está vigente la Norma Técnica no se tiene una definición de los Estados Operativos ni del Factor de Ponderación ante fallas. Ante esta indefinición se sugiere eliminar este artículo 4 transitorio o dejarlo sujeto a las especificación de la Norma Técnica tal como lo indica el Art 25.
845	ACERA AG.	6T	<p>En relación al reconocimiento de suficiencia de centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento, el artículo octavo transitorio plantea un mecanismo de cálculo para los primeros cuatro años desde la publicación en el Diario Oficial. Por otra parte, el artículo sexto transitorio plantea un mecanismo de gradualidad entre los siguientes cuatros año desde la entrada en vigencia del reglamento.</p> <p>Respecto estos dos artículos, no queda claro como se aplicará la gradualidad a Centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento entre el mecanismo incluido en el octavo transitorio y el mecanismo ELCC. Se propone especificar en el artículo sexto transitorio este caso, asignándoles a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento un régimen de gradualidad homologable al resto de tecnologías</p>	<p>Agregar inciso final nuevo:</p> <p>"En el caso de la potencia inicial de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, Pini DS62 corresponderá al valor determinado según el artículo octavo transitorio del presente reglamento"</p>
846	ACERA AG.	6T	Se solicita especificar que para unidades de generación que entren en operación en el período contemplado en el Artículo, la Potencia inicial del DS62 de años anteriores corresponderá al promedio de las Potencias iniciales del DS62 de unidades de la misma tecnología.	Agregar inciso final: "Para las unidades generadoras que entre en operación dentro del período de aplicación del presente artículo, se deberá considerar como Potencia inicial del DS62 el promedio de las Potencias iniciales del DS62 para la misma tecnología, para aquellos años del horizonte de cálculo en los cuales no se disponga de datos"
847	Enlase Generación Chile S.A.	6T	El reglamento incorporar el concepto de potencia ELCC, sin especificar detalles de cálculo de cómo se implementará éste. El Reglamento debiera contener algunos lineamientos básicos para la determinación de un óptimo ELCC.	
848	Enlase Generación Chile S.A.	6T	<p>En relación al reconocimiento de suficiencia de centrales Renovables con capaciada de Almacenamiento, el artículo octavo transitorio plantea un mecanismo de cálculo para los primeros cuatro años desde la publicación en el Diario Oficial. Por otra parte, el artículo sexto transitorio plantea un mecanismo de gradualidad entre los siguientes cuatros año desde la entrada en vigencia del reglamento.</p> <p>Respecto estos dos artículos, no queda claro como se aplicará la gradualidad al mix Renovable con Almacenamiento entre el mecanismo incluido en el octavo transitorio y el mecanismo ELCC. Se propone especificar en el artículo sexto transitorio este caso, asignandoles a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento un régimen de gradualidad homologable al resto de tecnologías</p>	<p>Agregar inciso final nuevo:</p> <p>"En el caso de la potencia inicial de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento Pini DS62 corresponderá al valor determinado según el artículo octavo transitorio del presente reglamento"</p>
849	Engie Energía Chile	6T	Se sugiere aclarar el tratamiento de las unidades híbridas en congruencia con el Artículo Octavo Transitorio	
850	Inkia Energy	6T	En las mesas de trabajo donde se presentó la propuesta del nuevo reglamento, donde no se presentó un diagnóstico del mercado, ni tampoco se discutieron los objetivos y necesidades del sistema, se mencionó que buscaba ser tecnológicamente neutral, pero en este punto se desprende todo lo contrario. El artículo no presenta una real transición entre el reglamento DS62 y la propuesta actual, más bien partes de las variables incluidas en cada una de éstas (en particular al no incluir en la fórmula el factor de eficiencia), en desmedro de un conjunto particular de tecnologías, lo cual precisamente no es tecnológicamente neutral. Un cambio de esta magnitud en el reconocimiento de potencia, el cual no ha sido sujeto a un análisis de impacto regulatorio y que se busca implementar de manera repentina, implica incertidumbre regulatoria y se considera una señal incorrecta	El reglamento entra en vigencia después del período señalado en el artículo primero transitorio. El período indicado en el primer transitorio debe ser lo suficientemente razonable, y no incluir otras metodologías de transición arbitrarias entre el reglamento actual y la propuesta.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
851	Transelec S.A	6T	<p>El artículo sexto transitorio del Reglamento, señala que, entre los años uno y cuatro siguientes a la entrada en vigencia del Reglamento, la potencia inicial de una unidad generadora se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:</p> <p><i>"Potencia inicial=1/5(ΣPini DS62*(1-IFOR)+ΣPotencia ELCC)</i></p> <p><i>Pini DS62: Potencia inicial de la Unidad Generadora empleada en el cálculo definitivo de transferencias de potencia, en el año "i" anterior a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.</i></p> <p><i>IFOR: Indisponibilidad forzada de la Unidad Generadora empleada en el cálculo definitivo de transferencias de potencia, en el año "i" anterior a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.</i></p> <p><i>Potencia ELCCj: Potencia ELCC de la Unidad Generadora en el año "j" desde la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, obtenida conforme a los artículos 44.- y siguientes del mismo. "</i></p> <p>Al respecto, debido a las mismas razones indicadas en la observación N°1, se comenta lo siguiente:</p> <p>- Con el fin de que el Reglamento sea aplicable lo antes posible a las tecnologías que no están reguladas en el DS 62, como los sistemas de almacenamiento puros, una vez que se elimine la restricción legal establecida en el artículo 149 de la Ley, proponemos que cuando se efectue la eliminación de la restricción legal, a través de un proyecto de ley, en el se indique que este artículo es aplicable para los sistemas de almacenamiento puros, ya que en este caso, y considerando que el DS 62 no regula este tipo de tecnologías; la potencia inicial de los sistemas de almacenamiento correspondería solamente al promedio de las potencia ELCC.</p> <p>En el contexto actual del sistema eléctrico en nuestro país, donde estamos en medio de un proceso de descarbonización energética, y de un periodo de estrechez hídrica, es necesario contar con mayor capacidad de generación que no sea contaminante, y que pueda aportar a superar el periodo de estrechez hídrica. Los sistemas de almacenamiento puros son una alternativa ágil para solucionar esta problemática. Es por ello, que es muy relevante que el Reglamento permita su aplicación en este tipo de tecnologías, una vez que se haya eliminado la restricción legal indicada anteriormente. En caso contrario, dichas tecnologías, deberán esperar a que, en primer lugar se elimine la restricción legal, y en segundo lugar, se adecue el Reglamento, para recién poder participar en el Balance de energía y potencia.</p> <p>- En el presente artículo, se utiliza sólo el término "Unidades Generadoras". Al respecto, no se debería utilizar únicamente el término "Unidades Generadoras". Al respecto, se debería precisar que lo señalado en el presente artículo también puede ser aplicable a las instalaciones que establezca el artículo 149 de la Ley.</p>	<p>Conforme con la observación presentada, se solicita que, cuando se efectue la eliminación de la restricción legal, a través de un proyecto de ley, se debería establecer él que el presente artículo transitorio es aplicable para los sistemas de almacenamiento puros y que la potencia inicial de los sistemas de almacenamiento corresponderá solamente al promedio de las potencia ELCC. Asimismo, se solicita precisar lo siguiente:</p> <p><i>"Artículo sexto transitorio: Entre los años uno y cuatro siguientes a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, la potencia inicial de una Unidad Generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:</i></p> <p><i>Potencia inicial=1/5(ΣPini DS62*(1-IFOR)+ΣPotencia ELCC)</i></p> <p><i>Pini DS62: Potencia inicial de la Unidad Generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149 de la Ley , empleada en el cálculo definitivo de transferencias de potencia, en el año "i" anterior a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.</i></p> <p><i>IFOR: Indisponibilidad forzada de la Unidad Generadora, u otra instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, empleada en el cálculo definitivo de transferencias de potencia, en el año "i" anterior a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.</i></p> <p><i>Potencia ELCCj: Potencia ELCC de la Unidad Generadora , u otra instalación que establezca el artículo 149 de la Ley, en el año "j" desde la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, obtenida conforme a los artículos 44.- y siguientes del mismo. (...)</i></p> <p><i>Las potencias ELCC de los años anteriores al Año de Cálculo, corresponderán a aquellas obtenidas en los respectivos cálculos definitivos de las transferencias de potencia. En el caso de que, al momento de la realización del cálculo preliminar de las transferencias de potencias o de la actualización de dicho cálculo, no se cuente con el cálculo definitivo de las transferencias de potencias del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, para dicho año se emplearán las</i></p>
852	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	6T	Transitorio de muy corto plazo	Aumentar de 5 a 10 años.
853	ACCIONA	6T	La fórmula planteada puede traer errores de interpretación. Al parecer "i" es un contador en reversa desde el año anterior a la entrada en vigencia, y se obtiene el promedio de las metodologías en una ventana de tiempo, utilizando el contador "j" desde el año en entrada en vigencia. Pero para evitar confusiones se podría utilizar un solo contador "i", con i = 0 en el año en que se publica el reglamento en el Diario Oficial, y se reescriba la fórmula desde esa perspectiva, considerando n desde 1 a 4. Alternativamente también se puede escribir con años, considerando el 2021 la fecha de publicación del reglamento.	si "i" corresponde al año posterior a la publicación en el Diario Oficial del reglamento, la formula sería:
854	Pacific Hydro Chile S.A.	6T	Transitorio de muy corto plazo y hay cambios que pueden afectar proyectos que ya han sido evaluados.	Aumentar de 5 a 10 años.
855	Sonnedit	6T	Se solicita extender el periodo de aplicación para mayor certeza regulatoria y para estabilizar los ingresos por potencia.	Artículo sexto transitorio: Entre los años uno y cuatro diez siguientes a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto,
856	Sonnedit	6T	Se solicita que este artículo aplique a unidades de generación que entre en operación en el periodo contemplado en el Artículo, la Potencia inicial del DS62 a considerar será el promedio de las Potencias iniciales del DS62 para la misma tecnología.	Agregar inciso final: "Para las unidades generadoras que entre en operación dentro del periodo de aplicación del presente artículo, se deberá considerar como Potencia inicial del DS62 el promedio de las Potencias iniciales del DS62 para la misma tecnología."
857	Generadoras de Chile	7T	Respecto al Artículo séptimo transitorio se propone establecer un plazo para que la Comisión actualice o el nuevo Informe Técnico que definirá el Costo Variable de la Unidad de Punta y el Objetivo de Suficiencia.	NA
858	Oceanus Chile SpA	7T	Se solicita explicitar que la actualización del informe técnico de unidad de punta y la definición del Objetivo de Suficiencia estén disponibles en el menor plazo posible una vez publicada la Norma Técnica, con el objetivo de entregar la mayor certeza posible en las proyecciones de ingresos por capacidad para proyectos. Esto considerando que los plazos de publicación del reglamento, discusión y publicación de la Norma Técnica asociada, selección de los consultores para realizar los estudios y entrega de los resultados son extensos y aumentan el riesgo de proyectos en desarrollo. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	Una vez publicada la Norma Técnica que se indica en el artículo segundo transitorio, la Comisión deberá, dentro de los 10 días siguientes, iniciar el proceso actualización el informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace, de modo que el estudio asociado a dicho informe considere lo dispuesto en el artículo 62.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto. Asimismo, la Comisión, con ocasión de publicación del referido informe, deberá definir el Objetivo de Suficiencia, según lo dispuesto en el artículo 34.- del señalado reglamento.
859	EDF Andes	7T	Se solicita explicitar que la actualización del informe técnico de unidad de punta y la definición del Objetivo de Suficiencia estén disponibles en el menor plazo posible una vez publicada la Norma Técnica, con el objetivo de entregar la mayor certeza posible en las proyecciones de ingresos por capacidad para proyectos. Esto considerando que los plazos de publicación del reglamento, discusión y publicación de la Norma Técnica asociada, selección de los consultores para realizar los estudios y entrega de los resultados son extensos y aumentan el riesgo de proyectos en desarrollo. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	Una vez publicada la Norma Técnica que se indica en el artículo segundo transitorio, la Comisión deberá, dentro de los 10 días siguientes, iniciar el proceso actualización el informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace, de modo que el estudio asociado a dicho informe considere lo dispuesto en el artículo 62.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto. Asimismo, la Comisión, con ocasión de publicación del referido informe, deberá definir el Objetivo de Suficiencia, según lo dispuesto en el artículo 34.- del señalado reglamento.
860	ACERA AG.	8T	Se indica que hasta la entrada en vigencia del decreto la Potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento. Si sugiere redacción para evitar confusiones.	...corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la potencia de suficiencia preliminar de la componente de almacenamiento.
861	ACERA AG.	8T	Detectamos la necesidad de incluir una disposición de similares características para aquellos participantes del balance de transferencias de potencia que, siendo propietarios de unidades de generación, simultáneamente sean propietarios de sistemas de almacenamiento stand-alone. En este caso, se podría solicitar al participante asociar/referenciar virtualmente la instalación de almacenamiento stand-alone a alguna de sus centrales y aplicar una metodología similar a la propuesta en el artículo octavo transitorio.	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
862	Enlase Generación Chile S.A.	8T	1.- Se considera la escala de porcentajes de reconocimiento poco adecuada, ya que genera pocos incentivos para tener 2 o más horas de almacenamiento. 2.- El borrador solo considera almacenamiento ligado a generación renovable, pero no a componentes de almacenamiento que operen de forma independiente.	1.- Considerar una escala más lineal o adecuada, por ej: 2.- Asignar potencia inicial a componentes de almacenamiento independientes, sin la necesidad de estar ligadas a generación renovable.
863	ACENORA.G.	8T	En el primer párrafo se indica que la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento.	Se propone el siguiente texto: "La potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento; esta última componente deberá reflejar el aporte real de potencia coincidente de las horas de almacenamiento con aquellas horas definidas para el control de punta."
864	Oceanus Chile SpA	8T	Incluir a los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el régimen transitorio y permitir su remuneración hasta al entrada en vigencia de esta propuesta. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia de suficiencia preliminar de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, definidas en el literal d) del artículo 2 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora, y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento si corresponde .
865	Oceanus Chile SpA	8T	Los porcentajes de reconocimiento de potencia inicial propuestos son discriminatorios entre las distintas tecnologías capaces de otorgar atributos similares, como por ejemplo una Central de Bombeo de acuerdo a la definición de parámetros de transferencia de potencia definidos en el reglamento 128 del año 2016 del Ministerio de Energía. El hecho de reconocer 70% de potencia inicial a las componentes de almacenamiento o Sistemas de Almacenamiento de 1 hora de duración representa una asimetría respecto de otros sistemas de almacenamiento, de mayor duración, que tienen una contribución significativamente mayor a los objetivos de suficiencia del sistema. El reconocimiento de potencia inicial propuesto para el almacenamiento no tiene relación con el aporte de que dichos sistemas pueden realizar a la suficiencia del sistema si se emplea el ELCC como un estimador de dicha capacidad.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio. Si se quiere promover la flexibilidad en el SEN, debe hacerse de manera general a todas las tecnologías capaces de promover este atributo a fin de no tener políticas discriminatorias entre tecnologías o definiciones tecnológicas. Además se deben tener análisis y objetivos claros y transparentes respecto al óptimo buscado, lo que no se encuentra en el presente borrador de reglamento (Considerando 8 no considera, por ejemplo, los atributos de flexibilidad).
866	Oceanus Chile SpA	8T	Los porcentajes de reconocimiento de potencia inicial propuestos generan incentivos errados a los participantes del mercado y no son coherentes con otros análisis realizados por el Ministerio de Energía - como la PELP - y en donde se desprende la necesidad sobretodo de activos de almacenamiento de largo plazo. Una política de subsidios como la planteada es arbitraria y se aleja de los objetivos del Considerando 8 de la propuesta de reglamento.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio.
867	Coordinador Eléctrico Nacional	8T	El primer inciso de este artículo señala que la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento, no obstante actualmente la potencia de suficiencia preliminar se determina mediante un modelo y utiliza para su determinación las Potencias iniciales conjuntas entre de la central renovable y su sistema de almacenamiento, por cuanto si se acota de manera previa la potencia inicial para ambas componentes tal como está redactado no habría necesidad de acotarlas en la potencia de suficiencia preliminar y el resultado luego de este parámetro no presentaría inconsistencia.	Eliminar el primer inciso. Por otra parte, respecto de la potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, y su determinación a partir de la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial que se indica en una tabla, es oportuno precisar que la regla de cálculo debe incluir los ciclos de carga y descarga de la componente de almacenamiento. En efecto, en el extremo una la capacidad de descarga de la componente de almacenamiento a potencia máxima puede ser más de 5 horas pero tardar días en recuperarla.
868	EDF Andes	8T	Incluir a los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el régimen transitorio y permitir su remuneración hasta al entrada en vigencia de esta propuesta. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia de suficiencia preliminar de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, definidas en el literal d) del artículo 2 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora, y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento si corresponde .
869	EDF Andes	8T	Los porcentajes de reconocimiento de potencia inicial propuestos son discriminatorios entre las distintas tecnologías capaces de otorgar atributos similares, como por ejemplo una Central de Bombeo de acuerdo a la definición de parámetros de transferencia de potencia definidos en el reglamento 128 del año 2016 del Ministerio de Energía. El hecho de reconocer 70% de potencia inicial a las componentes de almacenamiento o Sistemas de Almacenamiento de 1 hora de duración representa una asimetría respecto de otros sistemas de almacenamiento, de mayor duración, que tienen una contribución significativamente mayor a los objetivos de suficiencia del sistema. El reconocimiento de potencia inicial propuesto para el almacenamiento no tiene relación con el aporte de que dichos sistemas pueden realizar a la suficiencia del sistema si se emplea el ELCC como un estimador de dicha capacidad.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio. Si se quiere promover la flexibilidad en el SEN, debe hacerse de manera general a todas las tecnologías capaces de promover este atributo a fin de no tener políticas discriminatorias entre tecnologías o definiciones tecnológicas. Además se deben tener análisis y objetivos claros y transparentes respecto al óptimo buscado, lo que no se encuentra en el presente borrador de reglamento (Considerando 8 no considera, por ejemplo, los atributos de flexibilidad).
870	EDF Andes	8T	Los porcentajes de reconocimiento de potencia inicial propuestos generan incentivos errados a los participantes del mercado y no son coherentes con otros análisis realizados por el Ministerio de Energía - como la PELP - y en donde se desprende la necesidad sobretodo de activos de almacenamiento de largo plazo. Una política de subsidios como la planteada es arbitraria y se aleja de los objetivos del Considerando 8 de la propuesta de reglamento.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio.
871	ACESOL	8T	El transitorio indicado para el pago de almacenamiento asociado a una unidad generadora existente, se beneficiará de la certeza de extender la entrada en vigencia del reglamento en 2 años ya que si bien las simulaciones entregan un reconocimiento importante al almacenamiento, es más cierto para un inversionista lo entregado en la tabla de este artículo.	N/A
872	APEMEC	8T	Este artículo plantea un cálculo de aplicación inmediata para las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, el cual no parece ser un adelanto de la aplicación ELCC para este caso. Asimismo, siendo conceptos similares, el cálculo propuesto difiere del que se aplica actualmente para las centrales con capacidad de regulación, y de acuerdo a tabla, reconocería capacidades de almacenamiento superiores a las centrales hidráulicas con regulación inferior a 5 horas, lo cual es discriminatorio para estas últimas. El cálculo propuesto además, difiere del propuesto en el documento "Modificación al Decreto 62, puesto en consulta por el Ministerio de Energía en octubre del año 2017, y que no siguió su trámite, a pesar de haber cumplido el proceso de consultas por parte de los interesados.	Se recomienda que adportes de una nueva metodología, no innovar en el cálculo actual y asimilar a las centrales con capacidad de almacenamiento al cálculo de centrales con capacidad de regulación.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO														
873	H2 Chile	8T	Incluir a los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el régimen transitorio y permitir su remuneración hasta la entrada en vigencia de esta propuesta. El texto que se solicita adicionar se encuentra en negrita.	Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia de suficiencia preliminar de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, definidas en el literal d) del artículo 2 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora, y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento si corresponde .														
874	Engie Energía Chile	8T	La definición realizada en el artículo octavo transitorio debe partir por ser consistente con los requerimientos definidos en el Considerando 8 de la presente propuesta de reglamento en cuanto a: - Asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo de suficiencia. Se sugiere establecer condiciones similares para todas las alternativas de sistemas de almacenamiento y a su vez, verificar que no exista discriminación entre las diferentes alternativas. Dicha verificación debiera ir en línea con la promoción o incentivo a que el Sistema cuente con mayores y mejores sistemas de almacenamiento.															
875	Consejo Minero	8T	En el primer párrafo se indica que la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento.	Se propone el siguiente texto: "La potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento; esta última componente deberá reflejar el aporte real de potencia coincidente de las horas de almacenamiento con aquellas horas definidas para el control de punta."														
876	GPM-AG	8T	La tabla considerada en el transitorio para la potencia inicial de una central+almacenamiento no es adecuada, ni incentiva la instalación de este tipo de equipamiento para un número de horas que asegure brindar suficiencia y flexibilidad.	Se solicita considerar la siguiente tabla, o en su defecto explicar la metodología de cálculo y objetivo regulatorio que sustenta lo propuesto en el artículo. <table border="1"><thead><tr><th>Capacidad almacenamiento [hr]</th><th>Porcentaje reconocimiento Pini</th></tr></thead><tbody><tr><td><1</td><td>0%</td></tr><tr><td>1</td><td>20%</td></tr><tr><td>2</td><td>40%</td></tr><tr><td>3</td><td>60%</td></tr><tr><td>4</td><td>80%</td></tr><tr><td>25</td><td>100%</td></tr></tbody></table>	Capacidad almacenamiento [hr]	Porcentaje reconocimiento Pini	<1	0%	1	20%	2	40%	3	60%	4	80%	25	100%
Capacidad almacenamiento [hr]	Porcentaje reconocimiento Pini																	
<1	0%																	
1	20%																	
2	40%																	
3	60%																	
4	80%																	
25	100%																	
877	GPM-AG	8T	El borrador solo considera almacenamiento ligado a generación renovable, pero no a componentes de almacenamiento que operen de forma independiente. Uno de los puntos que se menciono en la mesa de trabajo era que el reglamento debía contener las debidas metodologías en caso que la ley habilítase el almacenamiento puro.	Incorporar en el transitorio tratamiento de almacenamiento puro. <table border="1"><thead><tr><th>Capacidad almacenamiento [hr]</th><th>Porcentaje reconocimiento Pini</th></tr></thead><tbody><tr><td><1</td><td>0%</td></tr><tr><td>1</td><td>20%</td></tr><tr><td>2</td><td>40%</td></tr><tr><td>3</td><td>60%</td></tr><tr><td>4</td><td>80%</td></tr><tr><td>25</td><td>100%</td></tr></tbody></table>	Capacidad almacenamiento [hr]	Porcentaje reconocimiento Pini	<1	0%	1	20%	2	40%	3	60%	4	80%	25	100%
Capacidad almacenamiento [hr]	Porcentaje reconocimiento Pini																	
<1	0%																	
1	20%																	
2	40%																	
3	60%																	
4	80%																	
25	100%																	
878	Highview Enlaza SpA	8T	Último inciso del artículo no tiene fundamento legal ni técnico. Una unidad de almacenamiento con capacidad mayor a su planta renovable asociada, contribuirá positivamente a la suficiencia del sistema por lo que no tiene razón el bloquearla por decreto.	Eliminar último inciso.														
879	BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	8T	Este artículo plantea un cálculo de aplicación inmediata para las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, el cual no parece ser un adelanto de la aplicación ELCC para este caso. Asimismo, siendo conceptos similares, el cálculo propuesto difiere del que se aplica actualmente para las centrales con capacidad de regulación, y de acuerdo a tabla, reconocería capacidades de almacenamiento superiores a las centrales hidráulicas con regulación inferior a 5 horas, lo cual es discriminatorio para estas últimas. El cálculo propuesto además, difiere del propuesto en el documento "Modificación al Decreto 62, puesto en consulta por el Ministerio de Energía en octubre del año 2017", y que no siguió su trámite, a pesar de haber cumplido el proceso de consultas por parte de los interesados.	Se recomienda que adportas de una nueva metodología, no innovar en el cálculo actual y asimilar a las centrales con capacidad de almacenamiento al cálculo de centrales con capacidad de regulación.														
880	Transelec S.A	8T	El artículo octavo transitorio del Reglamento señala que, desde la publicación en el Diario Oficial del Reglamento y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, corresponderá al mínimo valor entre la potencia máxima de la unidad generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento. Posteriormente, se indica que, la potencia de suficiencia preliminar de la unidad generadora se determinará de acuerdo a las disposiciones del DS62. Por su parte, la potencia de suficiencia preliminar de la componente de almacenamiento se determinará aplicando las mismas disposiciones que a una Unidad Generadora, considerando que su potencia inicial se calculará en función de su Potencia Máxima y su capacidad de almacenamiento en horas, de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo. La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, corresponderá a la multiplicación entre la potencia máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la tabla contenida en el mismo artículo octavo transitorio. Al respecto, debido a las mismas razones expuestas en la observación al artículo sexto transitorio, con el fin de que el Reglamento sea aplicable lo antes posible a las tecnologías que no están reguladas en el DS 62, como los sistemas de almacenamiento puros, una vez que se elimine la restricción legal establecida en el artículo 149 de la Ley. Proponemos que cuando se efectue la eliminación de la restricción legal, a través de un proyecto de ley, se indique en dicho Proyecto de Ley que, este artículo del Reglamento es aplicable para los sistemas de almacenamientos puros, de esta manera si el cambio de ley se realiza antes de la publicación del Reglamento, los sistemas de almacenamiento puros podrán utilizar esta metodología para participar en el balance de potencia.	Conforme con la observación presentada, se solicita que cuando se efectue la eliminación de la restricción legal establecida en el artículo 149 de la Ley, a través de un proyecto de ley, en éste se indique que este artículo del Reglamento es aplicable para los sistemas de almacenamientos puros.														
881	AES Andes	8T	En relación al reconocimiento de suficiencia del mix Renovable con Almacenamiento, el artículo octavo transitorio plantea un mecanismo acelerado para los primeros cuatro años desde la publicación en el Diario Oficial. Por otra parte, el artículo sexto transitorio plantea un mecanismo de gradualidad entre los siguientes cuatros año desde la entrada en vigencia del reglamento. Respecto estos dos artículos, no queda claro cómo se aplicará la gradualidad al mix Renovable con Almacenamiento entre el mecanismo incluido en el octavo transitorio y el mecanismo ELCC. Se propone aclarar en el sexto transitorio este caso, asignándoles al mix renovable con almacenamiento un régimen de gradualidad homologable al resto de tecnologías	Agregar inciso final nuevo: "En el caso de la potencia inicial de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento Pini DS62 corresponderá al valor determinado según el artículo octavo transitorio del presente reglamento"														

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
882	AES Andes	8T	<p>El artículo octavo transitorio es claro en señalar que las disposiciones son aplicables a "centrales renovables con capacidad de almacenamiento", entre las cuales según la definición contenida en el DS 125 están las centrales hídricas con almacenamiento.</p> <p>Considerando lo anterior, se sugiere aclarar en este mismo artículo, que las centrales hídricas con capacidad de almacenamiento intradiario serían remuneradas según lo dispuesto en el artículo octavo transitorio. De lo contrario permanecerían vigentes 2 reglas de cálculo para hídricas con almacenamiento intradiario (DS 62 y octavo transitorio). Y por otro lado se impondría arbitrariamente a una tecnología renovable la restricción de 5 horas mínimas de regulación, mientras que otras tecnologías renovables no.</p>	<p>Nuevo primer inciso:</p> <p>"Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, definidas en el literal d) del artículo 2 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, incluidas las centrales hidroeléctricas con regulación intradiaria, corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento."</p>
883	Asociación de Concentración Solar de Potencia, A.G / ACSP RUT 65.174.785-6	8T	<p>Se incorpora en el transitorio una metodología para calcular potencia suficiencia preliminar de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, pero no se incorpora cómo se determina la potencia de suficiencia preliminar para Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, 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, como lo son las centrales de concentración solar de potencia con capacidad de almacenamiento.</p> <p>Se solicita incluir en este reglamento un procedimiento similar de cálculo de potencia de suficiencia preliminar descrito para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, adecuado para que aplique a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación consideradas medios de generación renovables no convencionales cuya fuente de energía primaria sea distinta de la energía hidráulica, que aportan potencia de suficiencia adicional al sistema de la misma forma que lo realiza una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento (a diferencia de una central BESS stand alone que permiten desplazamiento de energía, pero no realizan un aporte de potencia al sistema). , y con posibilidades de aportar capacidad de almacenamiento igual o mayor a 5 horas.</p> <p>Esto es particularmente necesario considerando que la potencia inicial para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación consideradas medios de generación renovables no convencionales cuya fuente de energía primaria sea distinta de la energía hidráulica, su mecanismo de cálculo de potencia inicial no se encuentra definido en el actual DS 62 (Incluyendo modificación indicada en DS 42).</p> <p>La única referencia que se encuentra por ejemplo para las centrales de concentración solar de potencia con capacidad de regulación, capaz de gestionar tempralmente su recurso energético primario en forma de energía térmica, es su inclusión dentro del grupo definido como d) Central Renovable con Capacidad de Regulación (Central Renovable con Capacidad de Regulación: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, con la capacidad de gestionar temporalmente su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, electromagnética, entre otras, de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al sistema eléctrico). Sin embargo, en DS 62 luego solo se define metodología de reconocimiento de Potencia Inicial para centrales hidráulicas, junto con la siguiente indicación en Artículo 35:</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>Por lo tanto, dado que en el transitorio de este nuevo reglamento de potencia sí se estaría definiendo la metodología de cálculo para aquellas Unidades Generadoras que sean parte de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, similar metodología debería definirse para 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.</p>	<p>Se propone agregar el siguiente inciso al final del Artículo octavo transitorio:</p> <p>La Potencia Inicial de 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,, corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha central renovable y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla:</p> <p>Uno de los objetivos de la determinación de potencia inicial en este reglamento es que sea reproducible, transparente y no discriminatoria, por lo que incluir a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, 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, bajo la metodología propuesta para el transitorio de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento sería correcto.</p>
884	Colbún S.A.	8T	<p>Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento. El artículo 8vo transitorio del borrador del nuevo Reglamento establece un mecanismo transitorio para determinar la Potencia de Suficiencia Preliminar de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, aplicable desde el momento de la publicación del Reglamento en el DO hasta su entrada en vigencia (4to año desde dicha publicación). La Potencia de Suficiencia Preliminar de una Central Renovable con CdA corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento.</p> <p>Además, se indica que se debe verificar que la energía promedio diaria generada por la central renovable sea igual o superior a la capacidad de energía del sistema de almacenamiento, de lo contrario, se ajustará a la baja la potencia inicial de la componente de almacenamiento para que genere el mismo número de horas. Respecto a esta verificación, no nos parece correcto que se realice considerando la energía promedio diaria ya que no se está midiendo de manera adecuada el aporte a la suficiencia de todos los días en los cuales la energía generada por la planta fue menor a la capacidad del sistema de almacenamiento. Por ejemplo, en los meses de junio y junio que son los más exigentes para el sistema, una planta solar genera mucha menos energía diaria que el promedio diario del año de cálculo, y en consecuencia no podrá cargar completamente el sistema de almacenamiento las horas necesarias y la contribución a la suficiencia será mucho menor. Por lo anterior, la verificación indicada en el artículo se debería realizar para cada día del año de cálculo, es decir la energía diaria y no la energía promedio diaria.</p> <p>Respecto al inciso final de ese artículo transitorio, interesa aclarar si su aplicación penaliza (no premia) diseños particulares de storage, como: (i) componente de almacenamiento dimensionado para la mejor condición de operación de la Unidad Generadora, (ii) componente de almacenamiento dimensionado para operar < 1 ciclo/día.</p>	<p>Se propone modificar el Artículo 8vo Transitorio en el sentido de realizar la verificación utilizando la energía diaria y no la energía promedio diaria:</p> <p>"...Para efectos de la determinación de la potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo, se deberá verificar que la energía promedio diaria, en el Año de Cálculo, generada por la Unidad de Generación correspondiente, sea igual o superior a la capacidad de energía de almacenamiento de la componente de almacenamiento."</p>
885	Colbún S.A.	8T	<p>Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Capacidad de Regulación. Observamos que la aplicación de este artículo transitorio es discriminatoria respecto de otras tecnologías como las centrales Hidro con regulación, puesto que si dicho artículo se les aplicara a estas centrales su reconocimiento del aporte a la potencia de suficiencia del sistema sería muy superior al actual.</p> <p>Se solicita determinar el efecto de aplicar este mecanismo de cálculo para las centrales de embalse. Es decir, desagregarlas en central renovable (de pasada) más sistema de almacenamiento(embalse) y determinar su potencia de inicial y comparar con los valores vigentes.</p>	<p>Si se mantiene el procedimiento descrito en el artículo también debiese aplicar para las centrales hidro con regulación, de lo contrario sería discriminatorio.</p>
886	Colbún S.A.	8T	<p>Sistemas de Almacenamiento. Observamos que en las disposiciones asociadas a los sistemas de almacenamiento y en particular en este artículo transitorio, no se considera el reconocimiento de potencia de suficiencia de los sistemas de almacenamiento "stand alone".</p> <p>Creemos que el hecho de no reconocerles su aporte a la potencia de suficiencia podría favorecer una subutilización, subvaloración o un diseño subóptimo de los sistemas de almacenamiento que aportan regulación a una central renovable. Esto, en el sentido de que si una central no tiene la energía suficiente para llenar el sistema de almacenamiento en algún periodo (por ejemplo en invierno para las fotovoltaicas), éste tendría espacio para extraer energía del sistema permitiendo su traslado durante el día y así aumentar la suficiencia del sistema.</p>	<p>Analizar si el mecanismo presentado incide en una subutilización de los sistemas de almacenamiento y reduce la eficiencia sistémica.</p>
887	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	8T	<p>El reconocimiento del aporte a la suficiencia por parte de las centrales con capacidad de almacenamiento no es coherente con el criterio utilizado para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación inferior a 5 horas.</p>	<p>Homologar el criterio de reconocimiento de potencia de suficiencia para centrales con capacidad de almacenamiento, utilizando el criterio dispuesto para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación inferior a 5 horas.</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO														
888	Tamakaya Energía SpA	8T	En el primer párrafo se indica que la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento.	Se propone el siguiente texto: "La potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento; esta última componente deberá reflejar el aporte real de potencia coincidente de las horas de almacenamiento con aquellas horas definidas para el control de punta."														
889	Ignacio Etchart Flexen Chile SpA	8T	Agregar el reconocimiento de potencia a una unidad de almacenamiento stand-alone para el período transitorio	La potencia inicial de una unidad de almacenamiento, corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla ... (misma tabla que la planteada en el artículo octavo transitorio)														
890	Ignacio Etchart Flexen Chile SpA	8T	En caso que el activo de almacenamiento este asociado a una unidad generadora renovable, el reconocimiento de potencia debe contemplar el caso que el componente de almacenamiento pueda tener otro punto de conexión al sistema eléctrico.	La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, ya sea conectado en el mismo punto de conexión o en distintos puntos de conexión al sistema eléctrico, corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla. <table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad almacenamiento [h]</th> <th>Porcentaje reconocimiento [Pin]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><1</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>40%</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>60%</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>80%</td> </tr> <tr> <td>≥5</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad almacenamiento [h]	Porcentaje reconocimiento [Pin]	<1	0%	1	20%	2	40%	3	60%	4	80%	≥5	100%
Capacidad almacenamiento [h]	Porcentaje reconocimiento [Pin]																	
<1	0%																	
1	20%																	
2	40%																	
3	60%																	
4	80%																	
≥5	100%																	
891	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	8T	Se está sobresimplificando lo que es un sistema de almacenamiento. Un storage de 1 MW/1 MWh puede ser un storage de 0.25 MW/4 horas. Esta discusión ya se tuvo a nivel internacional y se usó como barrera de entrada para el almacenamiento. En este sentido el storage no debe ser evaluado en horas nominales, sino que en su forma operativa.	Definir bien la relación capacidad nominal de potencia y energía y cómo se definen las horas.														
892	Collahuasi	8T	En el Artículo octavo transitorio se definen porcentajes de reconocimiento de potencia inicial a sistemas de almacenamiento de una forma que no tiene relación el aporte que realizan las unidades de almacenamiento de las duraciones indicadas a la suficiencia del sistema (requerimiento que se indica en el Considerando 8). Adicionalmente, lo indicado en el artículo octavo transitorio se debe contextualizar y relacionar con los requerimientos establecidos en los Artículos 22 y 23. Artículo 22.- Durante cada año, el Coordinador realizará una verificación de la Potencia Máxima y otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, a todas las Unidades Generadoras del sistema o subsistema. Artículo 23.- 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." Teniendo en consideración el hecho que la potencia máxima de una unidad se define como el máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas; se debiera aplicar un criterio similar para definir la potencia máxima de un sistema de almacenamiento (por ejemplo, un sistema de almacenamiento de 1 MW y 1 hora de duración debiera tener una potencia máxima de 200 kW, que es la potencia que podría generar por un periodo de 5 horas). Finalmente, el hecho de reconocer 100% de capacidad a un sistema de almacenamiento de 5 horas no es consistente con la intención de: 1.) Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema. 2.) Asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo de suficiencia.	Revisar el nivel de reconocimiento de potencia máxima y potencia inicial de sistemas de almacenamiento. Se sugiere tener en consideración el hecho de reconocer niveles "altos" de potencia inicial a sistemas de almacenamiento de corta duración representa una asimetría respecto de otros sistemas de almacenamiento, de mayor duración. Adicionalmente, el reconocimiento de potencia inicial indicado no está alineado con el aporte de que dichos sistemas realizan a la suficiencia del sistema de acuerdo a estimaciones que se pueden realizar mediante ELCC. El hecho de tratar a todos los sistemas de almacenamiento con 5 o más horas de duración de la misma forma también refleja una condición poco equitativa, dado que sistemas de almacenamiento de más de 5 horas de duración pueden tener un nivel de reconocimiento (en función del ELCC) considerablemente superior que uno de 5 horas.														
893	Enel Generación S.A.	8T	Se propone aumentar el reconocimiento de potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento en base a regulación comparada con otros países. Este aumento va de la mano con los resultados expuestos en el informe preliminar de la PELP, donde la participación de la generación del almacenamiento de 2 y 4 horas sería entre 1.9% y 2.3% en el mediano plazo, dependiendo del escenario de análisis. Adicionalmente observamos una discontinuidad en el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial en la capacidad de almacenamiento de 1 hora y el delta de almacenamiento levemente inferior.	Capacidad de almacenamiento 0 horas -> 0% de Reconocimiento de potencia inicial. Capacidad de almacenamiento = 1 horas -> 85% de Reconocimiento de potencia inicial. Capacidad de almacenamiento = 2 horas -> 90% de Reconocimiento de potencia inicial. Capacidad de almacenamiento = 3 horas -> 95% de Reconocimiento de potencia inicial. Capacidad de almacenamiento >= 4 horas -> 100% de Reconocimiento de potencia inicial.														
894	Espejo de Tarapaca SpA	8T	Los porcentajes de reconocimiento de potencia inicial propuestos no tienen relación con el aporte que realizan las unidades de almacenamiento, de las características indicadas, a la suficiencia del sistema. El hecho de reconocer una potencia inicial que tenga relación con el aporte de las unidades a la suficiencia del sistema es un objetivo que se indica en el Considerando 8 de la propuesta de reglamento. El hecho de reconocer 70% de potencia inicial a sistemas de almacenamiento de 1 hora de duración representa una asimetría respecto de otros sistemas de almacenamiento, de mayor duración, que tienen una contribución significativamente mayor a los objetivos de suficiencia del sistema. El reconocimiento de potencia inicial propuesto para sistemas de almacenamiento en el artículo transitorio no tiene relación con el aporte de que dichos sistemas pueden realizar a la suficiencia del sistema si se emplea el ELCC como un estimador de dicha capacidad.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio.														
895	Espejo de Tarapaca SpA	8T	¿Por qué se está subsidiando una clase de activos en particular - en este caso Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento con un reconocimiento especial de potencia inicial? ¿Cuál está el marco teórico para respaldar la necesidad de promover Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento de corto plazo versus, por ejemplo Centrales de Almacenamiento de largo plazo (el subsidio va decreciendo en la medida que se tienen más horas de almacenamiento)? ¿Porque se eligió este tipo de activos (a saber, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento) versus otros (como por ejemplo Centrales de Bombeo de acuerdo a su definición del reglamento 128/2016) como objeto de subsidio?.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio. Si se quiere promover la flexibilidad en el SEN, debe hacerse de manera general a todas las tecnologías capaces de promover este atributo a fin de no tener políticas discriminatorias entre tecnologías o definiciones tecnológicas. Además se deben tener análisis y objetivos claros y transparentes respecto al óptimo buscado, lo que no se encuentra en el presente borrador de reglamento (Considerando 8 no considera, por ejemplo, los atributos de flexibilidad).														
896	Espejo de Tarapaca SpA	8T	Los porcentajes de reconocimiento de potencia inicial propuestos es discriminatorio entre las distintas tecnologías capaces de otorgar atributos similares, activos por ejemplo como una Central de Bombeo de acuerdo a la definición de parámetros de transferencia de potencia definidos en el reglamento 128 del año 2016 del Ministerio de Energía. El hecho de reconocer 70% de potencia inicial a sistemas de almacenamiento de 1 hora de duración representa una asimetría respecto de otros sistemas de almacenamiento, de mayor duración, que tienen una contribución significativamente mayor a los objetivos de suficiencia del sistema (y cuyo objetivo, dicho sea de paso, está definido en el Considerando 8). El reconocimiento de potencia inicial propuesto para sistemas de almacenamiento en el artículo transitorio no tiene relación con el aporte de que dichos sistemas pueden realizar a la suficiencia del sistema si se emplea el ELCC como un estimador de dicha capacidad.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio. Si se quiere promover la flexibilidad en el SEN, debe hacerse de manera general a todas las tecnologías capaces de promover este atributo a fin de no tener políticas discriminatorias entre tecnologías o definiciones tecnológicas. Además se deben tener análisis y objetivos claros y transparentes respecto al óptimo buscado, lo que no se encuentra en el presente borrador de reglamento (Considerando 8 no considera, por ejemplo, los atributos de flexibilidad).														
897	Espejo de Tarapaca SpA	8T	Los porcentajes de reconocimiento de potencia inicial propuestos generan incentivos errados a los participantes del mercado y no son coherentes con otros análisis realizados por el Ministerio de Energía - como la PELP - y en donde se desprende la necesidad sobre todo de activos de almacenamiento de largo plazo. Una política de subsidios como la planteada es arbitraria y se aleja de los objetivos del Considerando 8 de la propuesta de reglamento.	Eliminar subsidio al almacenamiento de corto plazo propuesto en el artículo 8vo transitorio.														

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
898	Andes Mainstream	8T	De acuerdo con presentación de estudio de consultor Inodu para GIZ, en las Mesas de Trabajo del Ministerio en septiembre 2020, la rampa máxima del sistema es de 4 a 5 horas (“curva de pato”) y dicha presentación concluye que “las necesidades de capacidad en el sistema eléctrico cambian con las necesidades de flexibilidad del sistema. Se requiere generar mecanismos adecuados para permitir el desarrollo de capacidad de generación flexible efectiva que es aquella capaz de aumentar (o al menos mantener), por al menos 3 a 5 horas, la producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad” El almacenamiento de corta duración (< 3 horas), no logra cubrir la rampa máxima del sistema, lo que lleva a la conclusión que es más beneficioso para el sistema, priorizar y dar señales de mercado a central renovable con capacidad de almacenamiento de una duración, idealmente igual a la rampa máxima del sistema, por lo que la tabla del Artículo 8 Transitorio generaría una distorsión en las señales al mercado. La ecuación planteada, como modificación al Art. 8 transitorio es similar a la metodología establecida en el procedimiento CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DEL BALANCE DE POTENCIA FIRME (CDEC-SING P-0025/2010), para centrales hidroeléctricas, donde se considera la capacidad de la central y su almacenamiento para generar en hora punta	La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente y la fracción de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo con la siguiente ecuación: [Horas de inyección a potencia máxima / Rampa Máxima del sistema (5 horas)], con un máximo de 1
899	Pacific Hydro Chile S.A.	8T	Se está sobresimplificando lo que es un sistema de almacenamiento. Un storage de 1 MW/1 MWh puede ser un storage de 0.25 MW/4 horas. Esta discusión ya se tuvo a nivel internacional y se usó como barrera de entrada para el almacenamiento. En este sentido el storage no debe ser evaluado en horas nominales, sino que en su forma operativa.	Definir bien la relación capacidad nominal de potencia y energía y cómo se definen las horas.
900	Sonnedix	8T	Se indica que hasta la entrada en vigencia del decreto la Potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento. Si sugiere redacción para evitar confusiones.	...corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la potencia de suficiencia preliminar de la componente de almacenamiento
901	Sonnedix	8T	En la tabla se propone reconocimiento 0 al almacenamiento menor a 1 hr, se solicita considerar la experiencia francesa que evita penalizar a las baterías de tiempos de entrega de energía menores a una hora estableciendo un factor de de-rateo de 82% para las baterías de 30 min. Se destaca que Francia ha obtenido resultados exitosos en licitaciones que involucran sistemas de almacenamiento con baterías. Referencias: https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/Conv-contrainte-stock-batteries-SSY.pdf https://www.services-rte.com/en/news/capacity-mechanism-results-of-the-calls-for-tender-for-new-capacities-held-in-2019.html	Se propone ajustar los siguientes porcentajes de reconocimiento de potencia inicial: 0,5h->82% 1h->85% 2h->91% 3h->93%
902	Sonnedix	8T	Se establece un periodo de aplicación entre la publicación en el Diario Oficial hasta la entrada en vigencia del mismo (1ro de enero del 4to año). Para dar mayor certeza a los ingresos por potencia de centrales renovables con baterías se solicita extender este plazo a al menos 10 años desde la vigencia del mismo, esto epodría representar un incentivo paraacelerar la instalación de baterías , tecnología crucial para la transición energética en un contexto de crisis climática y de descarbonización acelerada.	Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto y hasta 10 años a partir de la entrada en vigencia del mismo.
903	Synex Ingenieros Consultores	8T	El texto señala: Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, definidas en el literal d) del artículo 2 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento. La potencia de suficiencia preliminar de la Unidad Generadora se determinará de acuerdo a las disposiciones del reglamento que el presente decreto deroga. Por su parte, la potencia de suficiencia preliminar de la componente de almacenamiento se determinará aplicando las mismas disposiciones que a una Unidad Generadora, considerando que su potencia inicial se calculará en función de su Potencia Máxima y su capacidad de almacenamiento en horas, de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo. Observación: El texto anterior, que se refiere a la asignación de potencia de suficiencia preliminar a la Unidad Generadora, asociándola con la regulación preexistente, está hoy referida a lo establecido por las modificaciones que incorporó el DS 42, las cuales deben aún desarrollar Normas Técnicas que permitan su aplicación. Una posible aclaración que se propone incluir en el reglamento es incorporar el concepto de que la Unidad Generadora debe reconocer como potencia de suficiencia los excedentes que tendrá disponibles una vez realizado los procesos de carga del sistema de almacenamiento	-
904	GPM-AG	Considerando 8	En general, lo indicado en el considerado nº 8 del reglamento, apunta a modificaciones y mejoras del procedimiento y metodología de la cuantificación y transferencias de potencia entre empresas generadoras. Sin embargo, los efectos de la modificación son mucho más amplios e intensos que la mera mejora procedimental planteada en la motivación. La modificación sustancial, hacia la baja, del tamaño del mercado al modificar las horas de punta y su respectivo periodo, sumado a la supuesta eficiencia económica que se pretende introducir en base a los costos variables de las unidades de generación, no hacen correlato con las necesidades de flexibilidad y suficiencia actuales, ni tampoco con el importante porcentaje que tendrán las energías renovables variables en la participación de la matriz. Los desafíos operativos experimentados durante los últimos meses no hacen otra cosa que evidenciar la inexistencia de un sistema sobre instalado, y junto con ello la urgencia de comenzar a la brevedad con una etapa de transición hacia el almacenamiento y la gestión de las energías renovables variables. El borrador del reglamento no reconoce la realidad actual del sistema, estableciendo herramientas que no levantan data para tener una radiografía real de la suficiencia del sistema. Pero además tampoco promueve adecuadamente el periodo de transición, entregando señales equivocadas para el ingreso de nuevas tecnologías que tomen la posta de la actual generación flexible. Es necesario que, además de introducir mejoras que hagan correlato con el estado actual del sistema, el Ministerio de Energía compruebe que las señales de política pública que entrega a través de este texto promuevan el recambio tecnológico necesario para los próximos años. Hoy es de tal confusión la señal, que los mismo resultados indicados por el Ministerio en las mesas de trabajo indican que la tecnología de generación en base a carbón aumentaría su reconocimiento de suficiencia, en plena discusión sobre descarbonización de la matriz.	Se solicita al Ministerio de Energía publique el respectivo Informe de Análisis de Impacto Regulatorio, que demuestre la efectividad de las disposiciones aquí contenidas, y descarte efectos adversos en el proceso de transición energética actual.
905	Inkia Energy	Considerando 8	Lo indicado en el considerado nº 8 apunta a modificaciones y mejoras del procedimiento y metodología de la cuantificación y transferencias de potencia. Sin embargo, los efectos de la modificación son mucho más amplios y profundos que sólo mejoras de procedimiento. Al disminuir el tamaño del mercado al modificar las horas de punta y su respectivo periodo, sumado a la supuesta eficiencia económica que se pretende introducir en base a los costos variables de las unidades de generación, no son consecuentes con las necesidades de flexibilidad y suficiencia actuales, ni tampoco con el importante porcentaje que tendrán las energías renovables variables en la participación de la matriz. Los desafíos operativos experimentados durante los últimos meses no hacen otra cosa que evidenciar la inexistencia de un sistema sobre instalado, y junto con ello la urgencia de comenzar a la brevedad con una etapa de transición hacia el almacenamiento y la gestión de las energías renovables variables. Es necesario que se compruebe que las señales entregadas en el Reglamento promuevan el recambio tecnológico necesario para los próximos años sin desmedro de objetivos de suficiencia. Los resultaods presentados en las mesas de trabajo indican que la tecnología de generación en base a carbón aumentaría su reconocimiento de suficiencia, en plena discusión sobre descarbonización de la matriz.	Se solicita al Ministerio que publique el Informe de Análisis de Impacto Regulatorio asociado al Reglamento, que demuestre la efectividad en el sistema eléctrico de las disposiciones aquí contenidas, de acuerdo a los lineamientos que gatillaron y se consideraron en la redacción del nuevo Reglamento. Además de descartar efectos adversos en el proceso actual de transición energética (mayor penetración de energías renovables, cierre de centrales de carbón, necesidad de nuevas obras de transmisión, etc).
906	ENORCHILE S.A	Considerando 8		
907	Espinos S.A.	Considerando 8	Se menciona en este considerando, en forma muy general, modificaciones y metodología relacionadas con la cuantificación de las transferencias de potencia. Todas las variables consideradas (horas punta, periodos, factor de eficiencia económica, etc.) apuntan a una subevaluación del tamaño del mercado, lo cual no está en línea con los requerimientos de flexibilidad y suficiencia del sistema. Como es conocido por todos, la situación presentada por el sistema en los últimos meses, hacen necesario replantear y actualizar algunos conceptos. La propuesta del reglamento no considera la realidad actual del sistema, no considera un período de transición adecuado, ni tampoco entrega señales claras para el recambio de tecnologías a futuro.	Se sugiere elaborar, realizar y hacer público, el respectivo Informe de Análisis de Impacto Regulatorio, que demuestre la validez de las disposiciones mencionadas este reglamento para un proceso de transición energética correcto.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
908	ACERA AG.	General	<p>La propuesta de reconocimiento de suficiencia con la metodología ELCC afecta drásticamente el reconocimiento de solares fotovoltaicas y eólicas, alcanzando valores cercanos a 0% al 2025 para las primeras, de acuerdo a los estudios realizados por la consultora SPEC/ISCI para ACERA. El Artículo sexto transitorio tan solo desfasa este efecto 4 años, reduciendo gradualmente el reconocimiento desde la entrada en vigencia del Reglamento. Esto representa una directa afectación a los ingresos y por ende a las inversiones existentes y futuras junto con el consecuente aumento a los precios de energía a ofrecer por parte de las solares fotovoltaicas y eólicas, reduciendo su competitividad. Para las tecnologías contaminantes la reducción es leve alcanzando al 2025 un 42% del reconocimiento. Y aunque la propuesta considera un factor de eficiencia económica, esto solamente reduce el reconocimiento de potencia a las unidades generadoras cuyo costo variable promedio sea superior a costo variable promedio de la unidad de referencia.</p> <p>La leve reducción en el reconocimiento de diésel y la drástica reducción en el reconocimiento de las solares y eólicas es inconsistente con los compromisos vinculantes de Chile para combatir el cambio climático (NDC) y los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) dentro de los cuales se encuentra la promoción de energía asequible y no contaminante como las Energías Renovables (ER); los objetivos de la estrategia nacional de Hidrogeno Verde, que establece el objetivo de que 5GW de capacidad de electrolisis al 2025 y 25GW al 2030 serán abastecidas de energía renovable; el compromiso COP25: 70% de la matriz energética sea con energías renovables para el 2050; y el compromiso del MEN de acelerar la incorporación de energías renovables y desincentivar las tecnologías convencionales contaminantes, de acuerdo al protocolo acordado con la Comisión de Minería y Energía del Senado (https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=comisiones&ac=sesiones_celebradas&idcomision=196&tipo=3&legi=485&ano=2020&desde=0&hasta=0&idsesion=14831&idpunto=18934&listado=2).</p> <p>Es atendible que se quiera promover la flexibilidad por lo que la utilización de ELCC para centrales renovables con capacidad de almacenamiento es una alternativa adecuada, considerando que la regulación vigente no cuenta con una metodología para la determinación de suficiencia de los referidos sistemas, lo que representa una barrera para invertir en ellos. Sin embargo, la propuesta regulatoria no debiese pretender imponer que se realicen inversiones en baterías a través de la reducción de los ingresos por potencia de suficiencia de generación renovable que no cuente con una componente de almacenamiento. En relación con este punto, se hace presente que las modificaciones regulatorias deben considerar los contextos en que se realizan las inversiones, y los efectos de las modificaciones sobre ellas, y no forzar una decisión de inversión que tiene aristas adicionales a los ingresos de suficiencia como por ejemplo los costos de inversión de las baterías que, aunque se espera bajen, aún son elevados, y que no fueron considerados en los proyectos que se encuentran en operación y desarrollo.</p> <p>La propuesta de reglamento no debe ignorar la crisis climática en que nos encontramos y las metas y compromisos vinculantes en relación a una mayor integración de renovables que hemos adquirido como país para mitigarla. En este sentido resulta al menos contradictorio que la propuesta de reconocimiento de potencia de suficiencia tenga como uno de los principales efectos la eliminación de los ingresos por suficiencia de la tecnología solar fotovoltaica y la sería afectación de estos para el caso eólico. Debe considerar especialmente, que la tecnología solar fotovoltaica, por su parte, es la tecnología renovable con mayor certeza del insumo principal, aspecto que debiese ser reconocido a través de la suficiencia y cuya mayor integración junto con la tecnología eólica, han reducido las emisiones con un significativo efecto en la eficiencia económica de los precios de energía. El resultado de mayor penetración de estas tecnologías ha significado una caída de los precios de la energía en las licitaciones de las distribuidoras para suministrar a clientes regulados, desde los 108,4 US\$/MWh en promedio el 2014 a 23,78 US\$/MWh en el año 2021.</p> <p>Al reducir significativamente los ingresos por suficiencia de dichas tecnologías, se entrega una señal disuasiva a los inversionistas y bancos internacionales, afectando no sólo las inversiones ya realizadas y adjudicadas a un precio determinado considerando ingresos por suficiencia, con una deuda asociada por servir, sino también a las futuras de decisiones de inversión por el mayor riesgo regulatorio que percibirá el mercado, impactando consecuentemente en el precio de energía al que acceden los consumidores finales.</p>	<p>En la mesa de trabajo del Reglamento de Potencia organizada por el Ministerio de Energía, durante octubre de 2020 y julio de 2021, no fueron evaluados los impactos de las modificaciones desde una perspectiva holística, es decir no se evalúa como las reducciones del ingreso por potencia suficiencia impactará en el mercado de energía. Tampoco se evalúa como la propuesta se alinea a los objetivos vinculantes ODS y las NDC del país, ni como se da cumplimiento al protocolo acordado por el MEN con la Comisión de Minería y Energía del Senado. Considerando lo indicado se plantean las siguientes propuestas:</p> <p>- Otorgar a los propietarios de las unidades de generación renovables variables, la posibilidad de seleccionar la metodología de cálculo de potencia inicial que les aplicará, considerando como opciones, la metodología vigente o bien, la metodología propuesta en la presente modificación reglamentaria (metodología ELCC).</p> <p>- Alternativamente se solicita aplicar la opción descrita en el punto anterior, para un periodo transitorio de 20 años a contar desde la fecha de entrada en vigor del Reglamento, para unidades de tecnologías renovables variables que se encuentren en operación o que se declaren en construcción de forma previa a la entrada en vigor del nuevo reglamento.</p> <p>Antes de tener una nueva propuesta de reglamento, se debe realizar un análisis de impacto regulatorio detallado que incluya el estudio en las señales de inversión de centrales ERNC, con el propósito de asegurar que exista coherencia con la Política Energética, la Planificación Energética de Largo Plazo y los compromisos asumidos por el Estado de Chile en su NDC.</p>
909	ACERA AG.	General	<p>El resultado del reconocimiento de suficiencia a través de esta metodología ELCC depende de manera importante de los supuestos considerados. Para la propuesta reglamentaria, el MEN realizó solo un estudio con el consultor ISCI/SPEC. Dicho estudio mostraba los resultados de la metodología ELCC para el 2019 y el 2040 bajo ciertos supuestos acordados junto con el MEN. Posteriormente, ACERA solicitó un estudio al mismo consultor, con el objetivo de evaluar los resultados de la metodología ELCC al 2019 y al 2025 -se requirió un año más cercano para evidenciar los efectos en el corto plazo-. Ambos estudios mostraron diferencias de reconocimiento de ELCC por tecnología para el año 2019, por ejemplo, el reconocimiento para solar fotovoltaica variaba en hasta un 50% para el mismo año. La razón de esta importante variación fueron los supuestos considerados. En las mesas no hubo una discusión en profundidad sobre los supuestos indicando que la instancia para analizarlos será en la norma técnica.</p> <p>Una consideración de tan alto impacto no debiese ser dejada para una discusión posterior, donde el margen para tomar acciones es acotado ya que el Reglamento, un instrumento de mayor jerarquía normativa, ya habrá impuesto la metodología de determinación de suficiencia.</p> <p>Los análisis llevados a cabo en los mercados donde se ha aplicado el ELCC muestran que existen complejidades en la aplicación de esta metodología a la generación renovable variable en particular la solar fotovoltaica, donde la data climatológica y los supuestos que considere el modelo impactan considerablemente en el resultado final de la remuneración. La metodología no presenta mayor impacto en tecnologías convencionales, fundamentalmente de origen térmico. Es por esto por lo que algunos de dichos mercados, como PJM o MISO, han optado por iniciar la implementación de la metodología en tecnologías convencionales, excluyendo de su aplicación a solares fotovoltaicas hasta completar los análisis y obtener resultados robustos. Es recomendable contar con dichos análisis, para que en su mérito se tome una decisión regulatoria fundamentada. Dicha decisión no debe ser indiferente a la estrategia nacional de fomento de las energías renovables, camino irreversible al cual se dirigen la gran mayoría de los países incentivados por la mitigación de la crisis climática y la reducción de los costos de inversión de dichas tecnologías.</p> <p>Referencias: https://emp.lbl.gov/sites/default/files/solar-to-grid_technical_report.pdf https://cdn.misoenergy.org/RIIA%20Summary%20Report520051.pdf https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mrc/20190321/20190321-item-03c-m21-revisions-presentation.ashx</p>	<p>Se solicita realizar evaluaciones para determinar el impacto a supuestos críticos de la metodología, entre los cuales al menos se encuentran:</p> <p>-Clusterizaciones solar y eólica o solar/hidro/eólica u otras. Esto se argumenta porque la presencia de generación solar desplaza los periodos de mayor LOLP a horas en que ésta no se encuentra presente, incrementando el reconocimiento de otras tecnologías que se complementan con esta fuente de generación. Este cluster permitiría reconocer el aporte a la confiabilidad de las solares que no se reconoce al evaluar el reconocimiento de esta tecnología por separado por el hecho de desplazar las horas de mayor riesgo.</p> <p>-Periodicidad con que se realiza el reconocimiento de suficiencia anual/semestral/mensual. En CAISO el análisis es mensual y aparentemente esto contribuiría a reconocer de manera más adecuada a la suficiencia a las solares, en meses de invierno podría llegar a 0%, pero en meses de verano podría alcanzar 45% (https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2020/20200224-capacity-market/20200224-item-02-effective-load-carrying-capability-elcc.ashx)</p> <p>-Impacto de la demanda, evaluar cómo se podrían entregar señales a la demanda para aumentar su consumo en horario de alta penetración solar, lo que contribuye a integrar adecuadamente la generación solar que se prevé sea la fuente renovable de mayor desarrollo para el país, por nuestra privilegiada radiación, y será crucial para mitigar la crisis climática.</p> <p>-Evaluar el impacto del tratamiento de cotas de los embalses en los resultados ELCC. Preliminarmente ya se observaron diferencias entre los estudios de ACERA y el MEN realizados por el mismo consultor lo que significó una diferencia relevante de los resultados, lo que evidenciaría que se requieren mayores análisis para tomar una decisión regulatoria adecuada. Se observa que el manejo del agua embalsada (distintas trayectorias de cotas de los embalses) impacta directamente en el reconocimiento de potencia para las distintas unidades del sistema, en cuanto modifica los periodos en los cuales el sistema se ve mayormente expuesto a condiciones de escasez. Es decir, que el manejo de los volúmenes embalsados puede tener incidencia en la ubicación temporal de las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga. Esto tiene un impacto importante para las unidades renovables (principalmente solares fotovoltaicas) e hidráulicas.</p> <p>- Realizar estudios para determinar correctamente la cantidad de años de data climatológica requerida para renovables.</p>
910	Enlase Generación Chile S.A.	General	<p>Recordar que la finalidad de la Mesa de Trabajo para la elaboración del Reglamento de Potencia, fue Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad.</p> <p>Revisando el documento, nos encontramos que no hay señales que promuevan dicho concepto, por el contrario, las señales van en desincentivar la incorporación de nuevas tecnologías, y seguir reduciendo los ingresos por Potencia de las tecnologías ya existentes, incluso de las que hoy entregan flexibilidad al Sistema. No se destaca la incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Gran Escala y Larga duración, elemento necesarios para una adecuada transición hacia la Descarbonización y ayudar a una mayor penetración de energía ERV.</p>	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
911	ACENORA.G.	General	<p>El reglamento que indica que las transferencias de potencia se valorarán al precio de nudo de corto plazo de la potencia y se realizarán por sistema o subsistemas, conforme a lo que se defina en los informes técnicos definitivos. Esto es todo lo que se dice referente a precio y subsistemas, por lo que no se han tomado en cuenta en esta instancia todos los comentarios realizados sobre estos puntos, con ocasión de la presentación de la Propuesta Conceptual de este reglamento efectuada por el Ministerio de Energía en enero del presente año.</p> <p>Al respecto hemos propuesto que al fijar el precio de nudo de la potencia en los procesos de precio de nudo de corto plazo, lo haga considerando la alternativa de un inversionista, de modo que el precio final ponderado por la potencia firme de suficiencia no generen incentivos para la sobreinversión. Entre otros, las vidas útiles deberían aumentarse y el precio de la turbina que se usa en el cálculo de precio de nudo debería ser ajustado al valor que la CNE publica en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación. Adicionalmente, proponemos que se establezca un mercado de multiliquidación (Day ahead market y tiempo real) con costos declarados como objetivo final para resolver el problema de los desacoples y abandonar la necesidad de usar subsistemas.</p>	
912	Oceanus Energía y Agua de Sudamerica	General	<p>En la actualidad, los avances tecnológicos permiten que los nuevos proyectos para desarrollar Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), no sólo aporten beneficios al SEN, sino también a otras problemáticas urgentes a nivel país, como por ejemplo, desarrollar proyectos para suministrar agua para consumo humano. En este contexto, es conveniente corregir esta norma reglamentaria para reconocer el valor agregado de estos proyectos y propiciar un marco reglamentario sin discriminaciones, ni regulaciones que representen barreras a la entrada para el desarrollo, construcción, interconexión y operación de este tipo de proyectos, lo que es incompatible con el principio de neutralidad tecnológica de la LGSE.</p> <p>En efecto, considerando las proyecciones hídricas y la necesidad de incentivar nuevas soluciones para problemas urgentes, como la escasez de agua o el desarrollo sostenible en nuestro país, es indispensable adecuar la regulación eléctrica para que no se prohíban los retiros de energía que efectúe un SAE con capacidad de producir servicios adicionales, sean de índole eléctrica o de cualquier otra naturaleza.</p> <p>A nivel normativo, la propuesta de modificación reglamentaria se fundamenta en el hecho de que conforme a los artículos 72°-1 y 72°-2° de la LGSE, un SAE —concepto legal genérico que admite sin inconveniente tecnologías de esa naturaleza que permitan servicios adicionales— es una instalación eléctrica interconectada, sujeta a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN").</p> <p>Considerando la definición de SAE en la LGSE, la interpretación literal y conforme a su sentido y alcance de esta norma legal implica que cualquier SAE que promueva funcionalidades o servicios adicionales al mero almacenamiento de energía eléctrica, es susceptible o sujeto del mismo tratamiento en relación con los retiros de energía del SEN efectuados para el proceso de almacenamiento, mientras que respecto la parte de los retiros utilizada para otros propósitos será el reglamento el que establecerá las reglas especiales a aplicar. Asimismo, es posible concluir que una norma de rango reglamentario no puede regular ni interpretarse en términos tales que algunos retiros de energía o sólo ciertos SAE sean tratados de manera diferente y, por consiguiente, discriminatoria, ya que el legislador no distingue entre los equipamientos tecnológicos calificables como SAE según la LGSE.</p> <p>Por otro lado, cuando los artículos 72°-17 y 149° de la LGSE regulan el derecho a que se valoricen las transferencias de potencia al precio de nudo de la potencia de las instalaciones de generación que se encuentran en operación, esas normas establecen que las transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes. Por consiguiente, la regulación reglamentaria de la potencia no puede excluir y debe integrar los SAE para que tengan el mismo tratamiento que se le ha dado a la potencia respecto de cualquier otra instalación eléctrica que tenga el almacenamiento de energía dentro de sus componentes, ya que los SAE son perfectamente asimilables a unidades generadoras en todo lo que se refiere al proceso de inyección de energía al sistema eléctrico. En otras palabras, no hay ninguna razón técnica para impedir un tratamiento simétrico entre dichos sistemas y cualquier tecnología que inyecte energía a un sistema eléctrico.</p> <p>A mayor abundamiento, para efectos de esta propuesta se destaca el hecho de que la regulación de la potencia es estrictamente reglamentaria, neutral en cuanto a la tecnología que se interconecta al SEN, aplicable a todo organismo regulador y no puede ser discriminatoria entre medios de generación asimilables. Por lo mismo, las normas reglamentarias que tengan por objeto regular las transferencias de potencia de un sistema de almacenamiento "nuevo", con capacidad de ofrecer servicios adicionales al proceso de almacenamiento, no pueden discriminar entre equipamientos tecnológicos similares.</p> <p>Por consiguiente, la LGSE no sólo permite, sino que es imperativa en el tratamiento simétrico de todas las tecnologías que admitan almacenamiento de energía, dentro de las cuales por cierto se encuentran los SAE, motivo por el cual todas las normas reglamentarias deben ser compatibles con el imperativo legal consistente en que los "retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales", correspondiendo únicamente elaborar normas que permitan distinguir entre los retiros de energía destinados exclusivamente al almacenamiento, de aquellos retiros destinados a otros procesos, sin que esto último pueda representar una prohibición, obstáculo o barrera a la entrada para que las demás funcionalidades sean aprovechadas por sus titulares y, especialmente, si dichos procesos contribuyen a maximizar el óptimo social a través de la prestación de otros servicios de utilidad pública.</p>	
913	Oceanus Chile SpA	General	<p>La propuesta de reglamento establece reglas generales para la nueva metodología de cálculo de potencia de suficiencia, sin embargo, muchos aspectos quedan por definir ya sea en la norma técnica ligada a este reglamento o en estudios a realizar por la CNE cuatrienalmente. Entre algunos de los parámetros y criterios por definir se encuentran los siguientes: objetivo de suficiencia, métrica de suficiencia, agrupaciones de unidades para cálculo de ELCC y las respectivas asignaciones de potencia ELCC individual, ponderaciones asociados a estados operativos para cálculo del IFOR, cantidad de horas punta, periodos de control de punta, definición de la unidad de referencia y su costo variable y el conjunto suficiente de unidades generadoras que permiten cumplir con el Objetivo de Suficiencia. Al respecto, y desde el punto de vista del desarrollo de proyectos, esta lista de variables y criterios por definir no permite proyectar ingresos por capacidad para proyectos en desarrollo, agregando incertidumbre y riesgos.</p> <p>El Artículo 1 indica además que el reglamento tiene por objeto establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>En términos agregados la propuesta de regulación se encuentra en un estado preliminar e incompleto de desarrollo, que no permite dar certeza ni transparencia a los agentes del mercado respecto la forma como se contempla, en definitiva, definir la remuneración de potencia a las distintas fuentes de energía. Por lo tanto, tras una revisión de la propuesta de reglamento, es posible concluir que su articulado no permite establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación.</p> <p>La falta de definiciones va en contra del objetivo definido en el Considerando 8 del Reglamento.</p>	
914	Coordinador Eléctrico Nacional	General	<p>Dado el nivel de profundidad del cambio que propone el nuevo reglamento, se espera que la metodología y el modelo computacional sea compartido por la autoridad al Coordinador y la industria con la anticipación suficiente. La idea es poder capacitarse, testear el comportamiento y analizar los resultados, de manera de poder verificar la consistencia de los mismos.</p> <p>El Reglamento establece que las fórmulas y la metodología estarán contenidas en una Norma Técnica que aún no se ha elaborado.</p> <p>Se estima conveniente que el Reglamento establezca un nivel de profundidad de esta norma y especifique los detalles que deben estar resueltos en ese instrumento.</p> <p>El objeto del reglamento en esta materia es reducir el nivel de discrecionalidad de la norma y que sea el propio Reglamento el que defina los lineamientos para asegurar que la metodología resulte independiente de las tecnologías de las unidades generadoras.</p>	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
915	EDF Andes	General	<p>En la actualidad, los avances tecnológicos permiten que los nuevos proyectos para desarrollar Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), no sólo aporten beneficios al SEN, sino también a otras problemáticas urgentes a nivel país, como por ejemplo, desarrollar proyectos para suministrar agua para consumo humano. En este contexto, es conveniente corregir esta norma reglamentaria para reconocer el valor agregado de estos proyectos y propiciar un marco reglamentario sin discriminaciones, ni regulaciones que representen barreras a la entrada para el desarrollo, construcción, interconexión y operación de este tipo de proyectos, lo que es incompatible con el principio de neutralidad tecnológica de la LGSE.</p> <p>En efecto, considerando las proyecciones hídricas y la necesidad de incentivar nuevas soluciones para problemas urgentes, como la escasez de agua o el desarrollo sostenible en nuestro país, es indispensable adecuar la regulación eléctrica para que no se prohíban los retiros de energía que efectúe un SAE con capacidad de producir servicios adicionales, sean de índole eléctrica o de cualquier otra naturaleza.</p> <p>A nivel normativo, la propuesta de modificación reglamentaria se fundamenta en el hecho de que conforme a los artículos 72°-1 y 72°-2° de la LGSE, un SAE —concepto legal genérico que admite sin inconveniente tecnologías de esa naturaleza que permitan servicios adicionales— es una instalación eléctrica interconectada, sujeta a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN").</p> <p>Considerando la definición de SAE en la LGSE, la interpretación literal y conforme a su sentido y alcance de esta norma legal implica que cualquier SAE que promueva funcionalidades o servicios adicionales al mero almacenamiento de energía eléctrica, es susceptible o sujeto del mismo tratamiento en relación con los retiros de energía del SEN efectuados para el proceso de almacenamiento, mientras que respecto la parte de los retiros utilizada para otros propósitos será el reglamento el que establecerá las reglas especiales a aplicar. Asimismo, es posible concluir que una norma de rango reglamentario no puede regular ni interpretarse en términos tales que algunos retiros de energía o sólo ciertos SAE sean tratados de manera diferente y, por consiguiente, discriminatoria, ya que el legislador no distingue entre los equipamientos tecnológicos calificables como SAE según la LGSE.</p> <p>Por otro lado, cuando los artículos 72°-17 y 149° de la LGSE regulan el derecho a que se valoren las transferencias de potencia al precio de nudo de la potencia de las instalaciones de generación que se encuentran en operación, esas normas establecen que las transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes. Por consiguiente, la regulación reglamentaria de la potencia no puede excluir y debe integrar los SAE para que tengan el mismo tratamiento que se le ha dado a la potencia respecto de cualquier otra instalación eléctrica que tenga el almacenamiento de energía dentro de sus componentes, ya que los SAE son perfectamente asimilables a unidades generadoras en todo lo que se refiere al proceso de inyección de energía al sistema eléctrico. En otras palabras, no hay ninguna razón técnica para impedir un tratamiento simétrico entre dichos sistemas y cualquier tecnología que inyecte energía a un sistema eléctrico.</p> <p>A mayor abundamiento, para efectos de esta propuesta se destaca el hecho de que la regulación de la potencia es estrictamente reglamentaria, neutral en cuanto a la tecnología que se interconecta al SEN, aplicable a todo organismo regulador y no puede ser discriminatoria entre medios de generación asimilables. Por lo mismo, las normas reglamentarias que tengan por objeto regular las transferencias de potencia de un sistema de almacenamiento "nuevo", con capacidad de ofrecer servicios adicionales al proceso de almacenamiento, no pueden discriminar entre equipamientos tecnológicos similares.</p> <p>Por consiguiente, la LGSE no sólo permite, sino que es imperativa en el tratamiento simétrico de todas las tecnologías que admitan almacenamiento de energía, dentro de las cuales por cierto se encuentran los SAE, motivo por el cual todas las normas reglamentarias deben ser compatibles con el imperativo legal consistente en que los "retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales", correspondiendo únicamente elaborar normas que permitan distinguir entre los retiros de energía destinados exclusivamente al almacenamiento, de aquellos retiros destinados a otros procesos, sin que esto último pueda representar una prohibición, obstáculo o barrera a la entrada para que las demás funcionalidades sean aprovechadas por sus titulares y, especialmente, si dichos procesos contribuyen a maximizar el óptimo social a través de la prestación de otros servicios de utilidad pública.</p>	
916	EDF Andes	General	<p>La propuesta de reglamento establece reglas generales para la nueva metodología de cálculo de potencia de suficiencia, sin embargo, muchos aspectos quedan por definir ya sea en la norma técnica ligada a este reglamento o en estudios a realizar por la CNE cuatrienalmente. Entre algunos de los parámetros y criterios por definir se encuentran los siguientes: objetivo de suficiencia, métrica de suficiencia, agrupaciones de unidades para cálculo de ELCC y las respectivas asignaciones de potencia ELCC individual, ponderaciones asociados a estados operativos para cálculo del IFOR, cantidad de horas punta, períodos de control de punta, definición de la unidad de referencia y su costo variable y el conjunto suficiente de unidades generadoras que permiten cumplir con el Objetivo de Suficiencia. Al respecto, y desde el punto de vista del desarrollo de proyectos, esta lista de variables y criterios por definir no permite proyectar ingresos por capacidad para proyectos en desarrollo, agregando incertidumbre y riesgos.</p> <p>El Artículo 1 indica además que el reglamento tiene por objeto establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>En términos agregados la propuesta de regulación se encuentra en un estado preliminar e incompleto de desarrollo, que no permite dar certeza ni transparencia a los agentes del mercado respecto la forma como se contempla, en definitiva, definir la remuneración de potencia a las distintas fuentes de energía. Por lo tanto, tras una revisión de la propuesta de reglamento, es posible concluir que su articulado no permite establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación.</p> <p>La falta de definiciones va en contra del objetivo definido en el Considerando 8 del Reglamento.</p>	
917	ELEKTRAGEN	General	<p>En general, lo indicado en el considerado Nº8 del Reglamento, apunta a modificaciones y mejoras del procedimiento y metodología de la cuantificación y transferencias de potencia entre agentes generadores. Sin embargo, los efectos de la modificación son mucho más amplios e intensos que la mera mejora procedimental planteada en la motivación.</p> <p>La modificación sustancial, hacia la baja, del tamaño del mercado al modificar las horas de punta y su respectivo período, sumado la presunta eficiencia económica que se pretende introducir en base a los costos variables de las unidades de generación, no hacen correlato con las necesidades de flexibilidad y suficiencia actuales, ni tampoco con el importante porcentaje que tendrán las energías renovables variables en la participación de la matriz.</p> <p>Los desafíos operativos experimentados durante los últimos meses no hacen otra cosa que evidenciar la inexistencia de un sistema sobre instalado, y junto con ello la urgencia de comenzar a la brevedad con una etapa de transición hacia el almacenamiento y la gestión de las ERV's.</p> <p>El borrador del reglamento no reconoce la realidad actual del sistema, estableciendo herramientas que no levantan data para tener una radiografía real de la suficiencia del sistema. Pero además tampoco promueve adecuadamente el periodo de transición, entregando señales equívocas para el ingreso de nuevas tecnologías que tomen la posta de la actual generación flexible.</p> <p>Es necesario que, además de introducir mejoras que hagan correlato con el estado actual del sistema, el Ministerio de Energía compruebe que las señales de política pública que entrega a través de este texto promuevan el cambio tecnológico necesario para los próximos años. Hoy es de tal confusión la señal, que los mismo resultados indicados por el Ministerio en las mesas de trabajo indican que la tecnología de generación en base a carbón aumentaría su reconocimiento de suficiencia, en plena discusión sobre descarbonización de la matriz.</p>	Se solicita al Ministerio de Energía publique el respectivo Informe de Análisis de Impacto Regulatorio, que demuestre la efectividad de las disposiciones aquí contenidas, y descarte efectos adversos en el proceso de transición energética actual.
918	H2 Chile	General	El IFOR Pediría diferenciar por tecnología e incluir el H2	

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
919	H2 Chile	General	<p>En la actualidad, los avances tecnológicos permiten que los nuevos proyectos para desarrollar Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), no sólo aporten beneficios al SEN, sino también a otras problemáticas urgentes a nivel país, como por ejemplo, desarrollar proyectos para suministrar agua para consumo humano. En este contexto, es conveniente corregir esta norma reglamentaria para reconocer el valor agregado de estos proyectos y propiciar un marco reglamentario sin discriminaciones, ni regulaciones que representen barreras a la entrada para el desarrollo, construcción, interconexión y operación de este tipo de proyectos, lo que es incompatible con el principio de neutralidad tecnológica de la LGSE.</p> <p>En efecto, considerando las proyecciones hídricas y la necesidad de incentivar nuevas soluciones para problemas urgentes, como la escasez de agua o el desarrollo sostenible en nuestro país, es indispensable adecuar la regulación eléctrica para que no se prohíban los retiros de energía que efectúe un SAE con capacidad de producir servicios adicionales, sean de índole eléctrica o de cualquier otra naturaleza.</p> <p>A nivel normativo, la propuesta de modificación reglamentaria se fundamenta en el hecho de que conforme a los artículos 72°-1 y 72°-2° de la LGSE, un SAE —concepto legal genérico que admite sin inconveniente tecnologías de esa naturaleza que permitan servicios adicionales— es una instalación eléctrica interconectada, sujeta a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN").</p> <p>Considerando la definición de SAE en la LGSE, la interpretación literal y conforme a su sentido y alcance de esta norma legal implica que cualquier SAE que promueva funcionalidades o servicios adicionales al mero almacenamiento de energía eléctrica, es susceptible o sujeto del mismo tratamiento en relación con los retiros de energía del SEN efectuados para el proceso de almacenamiento, mientras que respecto la parte de los retiros utilizada para otros propósitos será el reglamento el que establecerá las reglas especiales a aplicar. Asimismo, es posible concluir que una norma de rango reglamentario no puede regular ni interpretarse en términos tales que algunos retiros de energía o sólo ciertos SAE sean tratados de manera diferente y, por consiguiente, discriminatoria, ya que el legislador no distingue entre los equipamientos tecnológicos calificables como SAE según la LGSE.</p> <p>Por otro lado, cuando los artículos 72°-17 y 149° de la LGSE regulan el derecho a que se valoricen las transferencias de potencia al precio de nudo de la potencia de las instalaciones de generación que se encuentran en operación, esas normas establecen que las transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes. Por consiguiente, la regulación reglamentaria de la potencia no puede excluir y debe integrar los SAE para que tengan el mismo tratamiento que se le ha dado a la potencia respecto de cualquier otra instalación eléctrica que tenga el almacenamiento de energía dentro de sus componentes, ya que los SAE son perfectamente asimilables a unidades generadoras en todo lo que se refiere al proceso de inyección de energía al sistema eléctrico. En otras palabras, no hay ninguna razón técnica para impedir un tratamiento simétrico entre dichos sistemas y cualquier tecnología que inyecte energía a un sistema eléctrico.</p> <p>A mayor abundamiento, para efectos de esta propuesta se destaca el hecho de que la regulación de la potencia es estrictamente reglamentaria, neutral en cuanto a la tecnología que se interconecta al SEN, aplicable a todo organismo regulador y no puede ser discriminatoria entre medios de generación asimilables. Por lo mismo, las normas reglamentarias que tengan por objeto regular las transferencias de potencia de un sistema de almacenamiento "nuevo", con capacidad de ofrecer servicios adicionales al proceso de almacenamiento, no pueden discriminar entre equipamientos tecnológicos similares.</p> <p>Por consiguiente, la LGSE no sólo permite, sino que es imperativa en el tratamiento simétrico de todas las tecnologías que admitan almacenamiento de energía, dentro de las cuales por cierto se encuentran los SAE, motivo por el cual todas las normas reglamentarias deben ser compatibles con el imperativo legal consistente en que los "retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales", correspondiendo únicamente elaborar normas que permitan distinguir entre los retiros de energía destinados exclusivamente al almacenamiento, de aquellos retiros destinados a otros procesos, sin que esto último pueda representar una prohibición, obstáculo o barrera a la entrada para que las demás funcionalidades sean aprovechadas por sus titulares y, especialmente, si dichos procesos contribuyen a maximizar el óptimo social a través de la prestación de otros servicios de utilidad pública.</p>	
920	H2 Chile	General	<p>La propuesta de reglamento establece reglas generales para la nueva metodología de cálculo de potencia de suficiencia, sin embargo, muchos aspectos quedan por definir ya sea en la norma técnica ligada a este reglamento o en estudios a realizar por la CNE cuatrienalmente. Entre algunos de los parámetros y criterios por definir se encuentran los siguientes: objetivo de suficiencia, métrica de suficiencia, agrupaciones de unidades para cálculo de ELCC y las respectivas asignaciones de potencia ELCC individual, ponderaciones asociados a estados operativos para cálculo del IFOR, cantidad de horas punta, períodos de control de punta, definición de la unidad de referencia y su costo variable y el conjunto suficiente de unidades generadoras que permiten cumplir con el Objetivo de Suficiencia. Al respecto, y desde el punto de vista del desarrollo de proyectos, esta lista de variables y criterios por definir no permite proyectar ingresos por capacidad para proyectos en desarrollo, agregando incertidumbre y riesgos.</p>	
921	Highview Enlasa SpA	General	<p>La propuesta de reglamento no habilita al almacenamiento autónomo para participar de los balances de potencia. Entendemos que falta una habilitación legal previa, pero probablemente esa habilitación ocurra pronto, incluso antes que este reglamento sea tomado de razón, lo que obligará retirarlo de Contraloría para modificarlo.</p> <p>Atendiendo esto, proponemos que se use una redacción más amplia, no contrapuesta con la ley, para referirse a quienes participan del balance de potencia. Por ejemplo, en lugar de referirse siempre a "Unidades Generadoras", podría definirse el concepto de "Suministrador de Capacidad (o de Potencia)", que agrupe a todos quienes estén habilitados para participar del balance de potencia, de acuerdo a lo establecido en la ley.</p>	
922	Anglo American	General	<p>El reglamento que indica que las transferencias de potencia se valorizarán al precio de nudo de corto plazo de la potencia y se realizarán por sistema o subsistemas, conforme a lo que se defina en los informes técnicos definitivos. Esto es todo lo que se dice referente a precio y subsistemas, por lo que no se han tomado en cuenta en esta instancia todos los comentarios realizados sobre estos puntos, con ocasión de la presentación de la Propuesta Conceptual de este reglamento efectuada por el Ministerio de Energía en enero del presente año.</p> <p>Al respecto hemos propuesto que al fijar el precio de nudo de la potencia en los procesos de precio de nudo de corto plazo, lo haga considerando la alternativa de un inversionista, de modo que el precio final ponderado por la potencia firme de suficiencia no generen incentivos para la sobreinversión. Entre otros, las vidas útiles deberían aumentarse y el precio de la turbina que se usa en el cálculo de precio de nudo debería ser ajustado al valor que la CNE publica en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación. Adicionalmente, proponemos que se establezca un mercado de multiliquidación (Day ahead market y tiempo real) con costos declarados como objetivo final para resolver el problema de los desacoples y abandonar la necesidad de usar subsistemas.</p>	
923	Colbún S.A.	General	<p>General</p> <p>El dimensionamiento y la remuneración del mercado de potencia de suficiencia debe responder a los requerimientos efectivos de suficiencia que demanda nuestro sistema eléctrico en el corto, mediano y largo plazo. Lo anterior debe ser un principio que debe respetarse con independencia de las metodologías que se implementen.</p> <p>Las disposiciones que se establezcan en el Reglamento de Transferencias de Potencia van a tener especial importancia en los próximos años, considerando el proceso de transición energética que está experimentando el sistema. En este contexto, creemos que la versión definitiva del nuevo Reglamento de Potencia debe considerar al menos los siguientes principios:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) La Potencia de Suficiencia requerida por el sistema debe estar correctamente dimensionada, asignada y remunerada de acuerdo al aporte real que cada instalación de generación contribuye. En este sentido, el nuevo reglamento debe reconocer el aporte efectivo que realiza cada unidad generadora. 2) Para cumplir con el principio anterior, es necesario que exista coherencia en cuanto a la oportunidad del inicio de vigencia de cada uno de los elementos que se modifican o incorporan en esta normativa. En particular, estimamos que el régimen transitorio para que la nueva metodología sea implementada a cabalidad es demasiado extenso. Además, vemos que existen elementos que modifica este nuevo reglamento que se activan o inician antes que otros sin una justificación que lo sustente, como es el caso de la adopción de la nueva curva de MRT que se implementa el primer año desde la publicación del reglamento. 3) Para dar estabilidad y consistencia regulatoria, creemos que, además de que el reglamento entre en vigencia más tempranamente (segundo año por ejemplo), los elementos que componen esta normativa deben ser armónicos en cuanto a su inicio de vigencia y su transitoriedad. En este sentido, la nueva curva del MRT debería considerar un período de transición de 4 años para ser consistente con el "timing" y transitoriedad de la implementación de la metodología ELCC. 4) La Demanda de Punta del Sistema define el tamaño del mercado. Si se determina que la métrica de confiabilidad va a ser la probabilidad de pérdida de carga, entonces deberían considerarse todas las horas del año para efectos de determinar el período de mayor estrés o exigencia para el sistema, es decir, donde esa probabilidad de pérdida de carga sea mayor. 	
924	Generadora Metropolitana	General	<p>Este artículo define que el Reglamento tiene por objeto "... establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación ...". Sin embargo, muchos de los tópicos tratados en el Reglamento no tienen establecidas sus metodologías ni directrices y derivan la definición del procedimiento a la NT, otros instrumentos realizados por la CNE o a estudios del CEN no definidos aún, dejando sin establecer los criterios bajo los cuales se deben efectuar dichas definiciones.</p>	Se debe hacer efectivo lo que se declara en el artículo 1°, que es establecer las metodologías, procedimientos y criterios de manera explícita en el documento.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
925	Generadora Metropolitana	General	Debería existir un análisis de impacto regulatorio, con el objetivo de verificar si las medidas propuestas cumplen con los objetivos propuestos, y de manera de determinar el real impacto de todas las medidas/modificaciones propuestas en el reglamento en consulta pública.	
926	Prime Energía Spa	General	Se solicita elaborar y publicar un informe de impacto regulatorio, del conjunto de medidas incorporadas en la propuesta de reglamento. La OCDE realizó una serie de recomendaciones en el reporte "Chile Evaluation Report: Regulatory Impact Assessment" del año 2017. En virtud de esto, el Gobierno de Chile emitió la Guía Chilena para una Buena Regulación y el Instructivo Presidencial N° 3 de 2019. Ambos disponen la necesidad de elaborar análisis de impactos regulatorios, como una de las herramientas más eficientes e idóneas para asegurar una buena regulación. De acuerdo al Instructivo Presidencial N° 3, todos los Ministerios deben elaborar Informes de Impacto Regulatorio para el correcto desarrollo de regulaciones, ya sea nuevas o modificatorias de normas precedentes. Conforme el Instructivo, "será obligatorio realizar un análisis de impacto regulatorio, el cual se materializará en un Informe de Impacto Regulatorio (IIR), de acuerdo a las directrices que se exponen en la sección IV del instructivo, en la elaboración de Decretos que dicte el Presidente de la República o un Ministro "por orden del Presidente de la República", que contengan normas de general aplicación o que miren el interés general, y que deban publicarse en el Diario Oficial. El responsable de elaborar el IIR es el Ministro que lidera la propuesta o elaboración del respectivo proyecto de ley o decreto, el que debe ser publicado en la página web del Ministerio. Cabe hacer presente que lo anterior es relevante ya que tal como señala el numeral 2 del Instructivo, "en ocasiones regular puede traer más costos que beneficios, ya sea porque no se resuelve el problema inicial, lo profundiza o incluso genera nuevos problemas".	N/A
927	Prime Energía Spa	General	Se solicita entregar o publicar los antecedentes cuantitativos tenidos a la vista por el Ministerio al momento de realizar el reglamento, de manera de poder medir el impacto de las medidas en su totalidad.	N/A
928	Prime Energía Spa	General	El Reglamento de Transferencias de Potencia debe ser coherente con lo definido en la LGSE, por lo que la potencia debe remunerar la Potencia Máxima de la Curva de Carga del Sistema Eléctrico Nacional. En este sentido, hay que considerar que el precio de la Potencia: 1. Se denomina "Precio de la Potencia de Punta" (Art 155). 2. Se calcula para suministrar una unidad adicional a la potencia máxima (Artículo 162) 3. Se incrementa mediante el MRT para permitir asegurar abastecer la demanda máxima de la curva de carga (Art 255 literal e) y Art. 162) Es decir, el mercado de potencia definido en la LGSE guarda relación con abastecer la Potencia de Punta y por lo tanto con el objetivo de poder abastecer la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional. La propuesta de Reglamento de Transferencias de Potencia va en contra de estas definiciones establecidas en la LGSE cuando define y utiliza Demanda de Punta como un elemento distinto a la demanda máxima de la curva de carga anual del Sistema Eléctrico Nacional.	N/A
929	Prime Energía Spa	General	Se solicita justificar cómo la propuesta de reglamento no afecta (o explicar cómo contribuye) a la suficiencia del Sistema. Lo anterior, considerando que la modificación reglamentaria propuesta tiene como objetivo dictar un nuevo reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras, las que se determinan 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. Creemos pertinente recordar que la Ley General de Servicios Eléctrico define la Suficiencia: como el atributo del sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda y que a la vez define Confiabilidad: como una cualidad del sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio. En razón de lo anterior, considerando el marco legal vigente, el reglamento debe procurar que el sistema eléctrico cuente con la suficiencia necesaria para que el sistema tenga la calidad de confiabilidad requerida para una operación segura. Por esta razón creemos importante no perder de vista el objetivo definido por la LGSE para la suficiencia, y el reglamento se debe enfocar principalmente en que las transferencias de potencia se realicen en relación al aporte de suficiencia que hagan las empresas al sistema.	N/A
930	Prime Energía Spa	General	La propuesta de reglamento de Transferencias de Potencia deja a manos de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional importantes definiciones que serán parte de la futura Norma Técnica, de otras Resoluciones y estudios que impactan significativamente en los resultados de las Transferencias de Potencia. Al respecto, sugerimos incorporar al menos los lineamientos o directrices para que dichas definiciones se orienten al cumplimiento de la suficiencia y de los principios definidos en la LGSE y otras normativas de orden superior. Adicionalmente, dado el posible impacto de dichas definiciones, solicitamos indicar en el Reglamento que estas definiciones deben ser establecidas evaluando y demostrando que contribuyen o al menos no afectan la suficiencia del Sistema Eléctrico Nacional.	N/A

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
931	Prime Energía Spa	General	<p>En los considerandos no se incluye como objetivo del reglamento, la necesidad de entregar señales de desarrollo de la matriz para la incorporación o adecuación de instalaciones que entreguen suficiencia al sistema. Objetivo que si fue presentado en las mesas de trabajo del reglamento.</p> <p>El Considerando N°8 indica que el objetivo es perfeccionar la regulación con miras a contar con un objetivo y una métrica de suficiencia. En consistencia con lo dispuesto en la LGSE, el objetivo principal del Reglamento debería a ser establecer las señales para obtener la suficiencia del Sistema, siendo el objetivo y la métrica de suficiencia definiciones necesarias lograr para el objetivo principal.</p>	<p>Se sugiere incorporar un nuevo considerando:</p> <p>"Que, en virtud de la nueva realidad operacional del Sistema Eléctrico Nacional, resulta necesario entregar las señales normativas para la incorporación o adecuación de instalaciones que entreguen suficiencia al sistema frente a la transición energética que implica una alta penetración de energía variable no gestionable."</p> <p>Se sugiere modificar el Considerando N°8 de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>"Que, no obstante la última modificación realizada al reglamento, y habiendo transcurrido más de 10 años desde la dictación del mismo, se ha identificado la necesidad de modificarlo, con el objeto de perfeccionar la regulación relativa a las transferencias de potencia establecido en el mismo, con miras a contar y conseguir un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia para el sistema eléctrico nacional, que permitan no poner en riesgo la Suficiencia del Sistema Eléctrico Nacional y conseguir una correcta implementación de las Transferencias de Potencia. Para lo cual los cambios regulatorios apuntan a definir la métrica y objetivo de suficiencia, adecuar el precio de la potencia de punta para permitir las inversiones que sean necesarias para contar con un mercado seguro y eficiente, asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo; determinar los requerimientos de suficiencia para el sistema eléctrico nacional, de acuerdo con los periodos de mayor exigencia en el referido sistema; contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema; perfeccionar aspectos metodológicos relacionados con la determinación de las transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos; y finalmente, realizar los ajustes pertinentes debido a los cambios normativos que han ocurrido desde la dictación del mismo, derogándose en consecuencia el reglamento actualmente vigente contenido en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.</p>
932	Ignacio Etchart Flexen Chile SpA	General	<p>Incluir los sistema de almacenamiento "standalone" como unidad generadora modificando el Reglamento de Coordinación y Operación del sistema eléctrico de forma tal que puedan participar de las transferencias de potencia entre agentes generadores. Dicha modificación sería clave para incorporar activos de flexibilidad en los puntos del sistema interconectado nacional (SEN) que tengan mayores necesidades de flexibilidad operativa y no solo la "hibridación" de proyectos renovables.</p>	
933	ACCIONA	General	<p>El actual reglamento, y al igual que el DS 62, traen consigo un nuevo detrimento para la industria solar situación que se le ha informado al Ministerio y la Comisión. Asimismo, la actual metodología incorpora conceptos probabilísticos mantiene el sesgo de separar los mercados de energía y potencia, sin embargo la conceptualización del sistema marginalista busca que aquellas centrales que no pueden pagar su inversión vía mercado energía tengan una remuneración adicional por el mercado de potencia.</p> <p>En esta línea, en la condición actual de déficit de transmisión lo que redunda en precios cero en el mercado de energía en la zona norte y la nueva metodología de potencia tendrá un reconocimiento cero en potencia a los activos solares, se llegará a ingresos muy deprimidos para estos activos. Por lo cual se podría presentar los siguientes efecto en el actual mercado:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Activos de Generación Solar adjudicados en Licitaciones de Suministro de clientes Regulados pueden aludir cambios relevantes en la regulación y anular contratos. 2. El plan de obras propuestos por la CNE (en base a Solar y Eólico) puede no ser coherente con los principios del mercado puesto que una tecnología no podría subsistir en el mercado. 3. La publicación del reglamento traería un detrimento a los ingresos de sistemas fotovoltaicos los cuales son el puntal de las autoridades para la descarbonización. 	<p>Se sugiere relizar que la metodología a utilizar sea consistente en que la suficiencia es del sistema y no individual. Es con ello que se mantiene la lógica del sistema marginalista.</p> <p>Por el contrario, si se mantiene la propuesta y se publica la industria fotovoltaica no podrá expandirse en los números que el propio Ministerio y CNE han indicado en sus informes de prospectivas como la Planificación Energética de Largo Plazo.</p>
934	Enel Generación S.A.	General	<p>Definir metodología o criterios para definir subsistemas en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo</p>	<p>Definir metodología o criterios para definir subsistemas en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo</p>
935	Espinos S.A.	General	<p>La propuesta de reglamento de transferencias de potencia está incompleta y no establece un mecanismo objetivo, claro y transparente para determinar la potencia de suficiencia que se asignará a las unidades. Lo anterior se debe a que: 1.) No entrega antecedentes para definir con certeza la demanda de punta del sistema, 2.) No define de manera clara la asignación de potencia que se realizará a las unidades de generación y sistemas híbridos (ERV + almacenamiento) 3.) No define un método de asignación en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema, toda vez que para algunos casos considera el costo variable promedio de la unidad generadora. El costo variable de una unidad generadora no es un factor que afecte la contribución de las unidades a la suficiencia del sistema en el contexto actual y en un contexto de mayor penetración de energía renovable variable.</p>	<p>Potencia inicial = $\frac{1}{5} \times \left(\frac{\sum_{i=1}^4 P_{iniDS62i} \times (1 - IFOR_i)}{\sum_{j=1}^5 Potencia\ ELCC_j} \right)$</p> <p>Alternativamente:</p> <p>Potencia inicial = $\frac{1}{5} \times \left(\frac{\sum_{i=2021}^{2025} P_{iniDS62i} \times (1 - IFOR_i)}{\sum_{j=2021}^{2025} Potencia\ ELCC_j} \right)$</p>

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
936	Sonnedix	General	<p>La propuesta de reconocimiento de suficiencia con la metodología ELCC afecta drásticamente el reconocimiento de solares fotovoltaicas, alcanzando valores cercanos a 0% al 2025 de acuerdo a los estudios realizados por la consultora SPEC/ISCI para Acera. El Artículo sexto transitorio tan solo desfasa este efecto 4 años, reduciendo gradualmente el reconocimiento desde la entrada en vigencia del Reglamento.</p> <p>Esto representa una directa afectación a los ingresos y por ende a las inversiones existentes y futuras junto con el consecuente aumento a los precios de energía a ofrecer por parte de las solares fotovoltaicas, reduciendo la competitividad de esta tecnología. Para las tecnologías contaminantes la reducción es leve alcanzando al 2025 un 42% del reconocimiento. Y aunque la propuesta considera un factor de eficiencia económica, esto solamente reduce el reconocimiento de potencia a las unidades generadoras cuyo costo variable promedio sea superior a costo variable promedio de la unidad de referencia.</p> <p>La leve reducción en el reconocimiento de diésel y la drástica reducción en el reconocimiento de las solares es inconsistente con los compromisos vinculantes de Chile para combatir el cambio climático (NDC) y los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) dentro de los cuales se encuentra la promoción de energía asequible y no contaminante como las ER; los objetivos de la estrategia nacional de Hidrogeno Verde, que establece el objetivo de que 5GW de capacidad de electrolisis al 2025 y 25GW al 2030 serán abastecidas de energía renovable; el compromiso COP25: 70% de la matriz energética sea con energías renovables para el 2030; y el compromiso del MEN de acelerar la incorporación de energías renovables y desincentivar las tecnologías convencionales contaminantes, de acuerdo al protocolo acordado con la Comisión de Minería y Energía del Senado (https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=comisiones&ac=sesiones_celebradas&idcomision=196&tipo=3&legi=485&ano=2020&desde=0&hasta=0&idsesion=14831&idpunto=18934&listado=2).</p> <p>Es atendible que se quiera promover la flexibilidad por lo que la utilización de ELCC para centrales renovables con capacidad de almacenamiento es una alternativa adecuada, considerando que la regulación vigente no cuenta con una metodología para la determinación de suficiencia de los referidos sistemas, lo que representa una barrera para invertir en sistemas almacenamiento. Sin embargo, la propuesta regulatoria no debiese pretender imponer que se realicen inversiones en baterías a través de la reducción de los ingresos por potencia suficiencia de generación renovable que no cuenten una componente de almacenamiento c. En relación con este punto, se hace presente que las modificaciones regulatorias deben considerar los contextos en que se realizan inversiones, y los efectos de las modificaciones sobre ellas, y no compeler una decisión de inversión que tiene aristas adicionales a los ingresos de suficiencia como por ejemplo los costos de inversión de las baterías que, aunque se espera bajen, aún son elevados.</p> <p>La propuesta de reglamento no debe ignorar la crisis climática en que nos encontramos y las metas y compromisos vinculantes en relación a una mayor integración de renovables que hemos adquirido como país para mitigarla. En este sentido resulta al menos contradictorio que la propuesta de reconocimiento de potencia suficiencia tenga como uno de los principales efectos la eliminación de los ingresos por suficiencia de la tecnología solar fotovoltaica, que por lo demás es la tecnología renovable con mayor certeza del insumo principal aspecto que debiese ser reconocido a través de la suficiencia y cuya mayor integración ha permitido contribuir a la reducción de emisiones con un significativo efecto en la eficiencia económica de los precios de energía. El resultado de mayor penetración solar fotovoltaica ha significado una caída de los precios de la energía en las licitaciones de las distribuidoras para suministrar a clientes residenciales y pequeñas PYME, desde los 108,4 US\$/MWh en promedio el 2014 a 23,78 US\$/MWh en el año 2021.</p> <p>Al anular los ingresos por suficiencia de la tecnología solar fotovoltaica, se entrega una señal disuasiva a los inversionistas y bancos internacionales, afectando no sólo las inversiones ya realizadas y adjudicadas a un precio determinado considerando ingresos por suficiencia, con una deuda asociada por servir, sino también a las futuras de decisiones de inversión por el mayor riesgo regulatorio que percibirá el mercado, impactando consecuentemente en el precio de energía al que acceden los consumidores finales.</p>	<p>En las mesas de las modificaciones Reglamentarias no fueron evaluados los impactos desde una perspectiva holística, es decir no se evalúa como las reducciones del ingreso por potencia suficiencia impactará en el mercado de energía. Tampoco se evalúa como la propuesta se alinea a los objetivos vinculantes ODS y las NDC del país, ni como se da cumplimiento al protocolo acordado por el MEN con la Comisión de Minería y Energía del Senado. Considerando lo indicado se plantean las siguientes propuestas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Excluir de la determinación de potencia ELCC a las solares fotovoltaicas, manteniendo su determinación con la metodología vigente. Se deberán realizar análisis y estudios exhaustivos sobre la aplicación de la metodología ELCC en renovables variables con énfasis en solar fotovoltaica para que en su mérito se tome una decisión regulatoria fundamentada. Dicha decisión no debe ser indiferente a la estrategia nacional de fomento de las energías renovables, camino irreversible al cual se dirigen la gran mayoría de los países incentivados por la crisis climática y la reducción de los costos de inversión asociados. - Alternativamente se solicita un transitorio para la aplicación de ELCC a la tecnología solar fotovoltaica de al menos 20 años a contar desde la publicación del Reglamento en el DO.
937	Sonnedix	General	<p>El resultado del reconocimiento de suficiencia a través de esta metodología ELCC depende de manera importante de los supuestos considerados. Para la propuesta reglamentaria, el MEN realizó solo un estudio con el consultor ISCI/SPEC. Dicho estudio mostraba los resultados de la metodología ELCC para el 2019 y el 2040 bajo ciertos supuestos acordados junto con el MEN. Posteriormente, ACERA solicitó un estudio al mismo consultor, con el objetivo de evaluar los resultados de la metodología ELCC al 2019 y al 2025 -se requirió un año más cercano para evidenciar los efectos en el corto plazo-. Ambos estudios mostraron diferencias de reconocimiento de ELCC por tecnología para el año 2019, por ejemplo, el reconocimiento para solar fotovoltaica variaba en hasta un 50% para el mismo año. La razón de esta importante variación fueron los supuestos considerados. En las mesas no hubo una discusión en profundidad sobre los supuestos indicando que la instancia para analizarlos será en la norma técnica.</p> <p>Una consideración de tan alto impacto no debiese ser dejada para una discusión posterior, donde el margen para tomar acciones es acotado ya que el Reglamento, un instrumento de mayor jerarquía normativa, ya habrá impuesto la metodología la determinación de suficiencia.</p> <p>Los análisis llevados a cabo en los mercados donde se ha aplicado el ELCC muestran que existen complejidades en la aplicación de esta metodología a la generación renovable variable en particular la solar fotovoltaica, donde la data climatológica y los supuestos que considere el modelo impactan considerablemente en el resultado final de la remuneración. La metodología no presenta mayor impacto en tecnologías convencionales, fundamentalmente de origen térmico. Es por esto por lo que algunos de dichos mercados, como PJM o MISO, han optado por iniciar la implementación de la metodología en tecnologías convencionales, excluyendo de su aplicación a solares fotovoltaicas hasta completar los análisis y obtener resultados robustos. Es recomendable contar con dichos análisis, para que en su mérito se tome una decisión regulatoria fundamentada. Dicha decisión no debe ser indiferente a la estrategia nacional de fomento de las energías renovables, camino irreversible al cual se dirigen la gran mayoría de los países incentivados por la mitigación de la crisis climática y la reducción de los costos de inversión de dichas tecnologías.</p> <p>Referencias: https://emp.lbl.gov/sites/default/files/solar-to-grid_technical_report.pdf https://cdn.misoenergy.org/RIIA%20Summary%20Report520051.pdf https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mrc/20190321/20190321-item-03c-m21-revisions-presentation.ashx</p>	<p>Se solicita hacer evaluaciones para determinar el impacto a supuestos críticos de la metodología, entre los cuales al menos se encuentran:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Clusterizaciones solar y eólica o solar/hidro/eólica. Esto se argumenta porque la presencia de generación solar desplaza los periodos de mayor LOLP a horas en que ésta no se encuentra presente, incrementando el reconocimiento de otras tecnologías que se complementan con esta fuente de generación. Este cluster permitiría reconocer el aporte a la confiabilidad de las solares que no se reconoce al evaluar el reconocimiento de esta tecnología por separado por el hecho de desplazar las horas de mayor riesgo, de esta manera se podría disminuir la afectación a la generación solar. -Periodicidad con que se realiza el reconocimiento de suficiencia anual/semestral/mensual. En CAISO el análisis es mensual y aparentemente esto contribuiría a reconocer de manera más adecuada a la suficiencia a las solares, en meses de invierno podría llegar a 0%, pero en meses de verano podría alcanzar 45% (https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2020/20200224-capacity-market/20200224-item-02-effective-load-carrying-capability-elcc.ashx) -Impacto de la demanda, evaluar cómo se podrían entregar señales a la demanda para aumentar su consumo en horario de alta penetración solar, lo que contribuye a integrar adecuadamente la generación solar que se prevé sea la fuente renovable de mayor desarrollo para el país, por nuestra privilegiada radiación, y será crucial para mitigar la crisis climática. -Evaluar el impacto del tratamiento de cotas de los embalses en los resultados ELCC. Preliminarmente ya se observaron diferencias entre los estudios de Acera y el MEN realizados por el mismo consultor lo que significó una diferencia relevante de los resultados, lo que evidenciaría que se requieren mayores análisis para tomar una decisión regulatoria adecuada. Se observa que el manejo del agua embalsada (distintas trayectorias de cotas de los embalses) impacta directamente en el reconocimiento de potencia para las distintas unidades del sistema, en cuanto modifica los periodos en los cuales el sistema se ve mayormente expuesto a condiciones de escasez. Es decir, que el manejo de los volúmenes embalsados puede tener incidencia en la ubicación temporal de las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga. Esto tiene un impacto importante para las unidades renovables (principalmente solares fotovoltaicas) e hidráulicas. - Realizar estudios para determinar correctamente la cantidad de años de data climatológica requerida para renovables.

#	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
938	Synex Ingenieros Consultores	General	<p>Sin perjuicio de estar de acuerdo con la mayoría de los contenidos del proyecto de reglamento, y que representan evidentemente una mejora respecto de los contenidos que la autoridad preveía para la norma en una versión anterior, pensamos que el mismo presenta el problema de no aclarar la forma de determinación de una de las variables principales para determinar la potencia de suficiencia de una central, cual es la Potencia Inicial de una unidad. En efecto, y en nuestra opinión, se presentan respecto de esta determinación los siguientes problemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - No se define el concepto de "Objetivo de Suficiencia", y cómo el mismo, a través de la "Métrica de Suficiencia", da lugar a lo que el proyecto denomina como "Potencia ELCC", que determina a su vez la Potencia Inicial. Si bien la norma señala que "La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, y para tal efecto podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras", no establece los lineamientos conceptuales correspondientes que deberán seguirse, o lo hace de forma muy gruesa, delegando todo a la norma técnica indicada. - Asimismo, y al no quedar las restricciones conceptuales establecidas en el reglamento, la norma que se dicte podrá sufrir en el futuro modificaciones que varíen sustancialmente la determinación de la potencia inicial de una unidad, siempre bajo el mismo reglamento. - La CNE dispone de un año luego de publicado el reglamento para elaborar y publicar la Norma Técnica indicada, dando lugar a un proceso de puesta en vigencia que, en este caso, se vislumbra será largamente discutido. <p>De esta manera con el solo texto del proyecto de reglamento no puede estimarse en modo alguno lo que sería una aproximación a la Potencia Inicial de una unidad en proyecto que esté sometida a una evaluación económica actualmente, y por varios meses en adelante, dando lugar a una incertidumbre no menor en la definición de una variable importante para el desarrollo y financiamiento de proyectos.</p> <p>Otra observación dice relación con la determinación de las horas de punta, las que son definidas cuadrienalmente por la CNE, pero que se entiende podrán ser modificadas el segundo semestre de cada año si existieran cambios relevantes en el sistema. En nuestra opinión, y sin perjuicio de observar que la determinación de las horas de punta también queda sujeta a los criterios que defina la CNE en su norma técnica, el proyecto de reglamento debe otorgar a una mayor estabilidad para esta definición.</p> <p>En resumen, el proyecto posterga definiciones conceptuales importantes, desconociéndose además el grado de complejidad que pueden revestir los cálculos de los parámetros más relevantes para el cálculo de la potencia de suficiencia, dependiendo de la metodología que defina la CNE. Si bien no es este el espacio para esa discusión, pues no se dispone aún de un borrador de la señalada norma técnica, puede señalarse desde ya que una excesiva complejidad conceptual, producto eventualmente de consideraciones técnicas y matemáticas incluso correctas, conspira contra la inteligibilidad y predictibilidad de los cálculos, elementos necesarios para un desarrollo cierto de los proyectos de generación que se incorporen a futuro, y que corresponden a conceptos que deben ser puestos en la balanza y adecuadamente ponderados por el regulador.</p>	-
939	Reliable Nueva Energía S.A.	General	<p>No hay claridad de la metodología a utilizar, más bien da el lineamiento que se deberá ajustar a los distintos instrumentos de política pública del Ministerio.</p> <p>Es importante dar certidumbre al mercado en estas definiciones tan importantes para el cálculo.</p> <p>No se establece la relación que debe haber entre Métrica de Suficiencia y Objetivo de Suficiencia. Ambas definiciones depende de la otra y no hay claridad cual se determina primero.</p>	Mejor la directriz que se quiere dar a esta definición
940	Synex Ingenieros Consultores	General	<p>El texto señala: La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla.....</p> <p>Observación: No parece existir sustento técnico para los porcentajes presentados en la tabla. Llama la atención la existencia de no linealidades fuertes (por ej, una batería de 100 MW con 0,9 horas de almacenamiento tendría potencia inicial nula mientras que otra batería con la misma potencia y 1 hora de almacenamiento, obtendría 70 MW.</p> <p>Por otra parte, las diferencia en función del número de horas de almacenamiento parecen obedecer a que para menores horas de almacenamiento, la potencia a inyectar se utilizará para abastecer las horas con mayor LOLP en comparación con la existencia de un mayor número de horas de almacenamiento, las que en promedio harían menores aportes para reducir LOLP. Si bien esta podría ser una razón, los valores tienen no linealidades muy altas que harían conveniente que a nivel del reglamento se definan con algún detalle los criterios para estimar los valores de manera de permitir realizar ajustes en su determinación durante el período en que se aplique este transitorio.</p>	-