

**RESPUESTAS A OBSERVACIONES DEL INFORME
TÉCNICO PRELIMINAR DETERMINACIÓN DE LOS
COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE
OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN
Y DE LOS SSMM**

Diciembre 2025

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
1	Native Energy	5. DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICA NDO LOS REQUERIMI ENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALE S	Se debe incluir contrato Take or Pay para suministro de petroleo diesel para turbinas diesel en los costos fijos. No basta con el contar con un estanque de almacenamiento que permita operar por 20 horas, dado que en situaciones de baja "rotación" del combustible, este pierde sus propiedades con almacenamientos prolongados. En el otro escenario, por ejemplo crisis del 2020 y 2021 o mas atras del 2008, donde centrales diesel tuvieron un desapcho mayor a 20 horas a la semana, estas no lograban contar con	Modificar figura 158, en "caja" Red Suministro Petroleo, incluir pago minimo por contrato tipo Take or Pay por disponibilidad ante todo evento con distribuir de combustible. Modificar el resto de las secciones del documento que correspondan.	No se acoge	El objetivo del presente estudio es determinar los costos de inversión y fijos de operación de la Unidad de Punta. En primera instancia es necesario relevar que el costo de suministro de combustible y su logística debe encontrarse internalizado en el costo variable de la instalación, no correspondiendo el análisis y eventual aumento de costos en el contexto del presente Informe Técnico de la Unidad de Punta.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>combustible dado que principales proveedores de petroleo diesel, privilegiaban a empresas con que contaban contratos establecidos.</p> <p>Entonces, si bien los estanques y su costo financiero son parte del costo, estos no resuelven la disponibilidad de combustible necesaria para el sistema y no estar remunerado, las empresas que cuentan con equipos a combustion diesel, no se sienten obligadas a contar con este mayor costo.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
2	Native Energy	6. DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS	Se debe incluir contrato Take or Pay para suministro de petroleo diesel para turbinas diesel en los costos fijos. No basta con el contar con un estanque de almacenamiento que permita operar por 20 horas, dado que en situaciones de baja "rotación" del combustible, este pierde sus propiedades con almacenamientos prolongados. En el otro escenario, por ejemplo crisis del 2020 y 2021 o mas atras del 2008, donde centrales diesel tuvieron un desapcho mayor a 20 horas a la semana, estas no lograban contar con	Agregar en apartado 6.1.2.3, pago minimo por contrato tipo Take or Pay por disponibilidad ante todo evento con distribuir de combustible. Modificar el resto de las secciones del documento que correspondan.	No se acoge	Se solicita revisar respuesta ID 1.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>combustible dado que principales proveedores de petroleo diesel, privilegiaban a empresas con que contaban contratos establecidos.</p> <p>Entonces, si bien los estanques y su costo financiero son parte del costo, estos no resuelven la disponibilidad de combustible necesaria para el sistema y no estar remunerado, las empresas que cuentan con equipos a combustion diesel, no se sienten obligadas a contar con este mayor costo.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
3	Native Energy	15. ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA	Defender la certeza regulatoria. El artículo 162, numeral 3, es claro en establecer que para cada subestación existirá un único tipo de tecnología de punta, por lo cual resulta confuso que existan diferentes planillas con diferentes tecnologías. Cada 4 años se debe escoger un tipo de tecnología para cada barra y luego se va indexando ese tipo de tecnología. Como se presentan los resultados, se presta para confusión de cuál es finalmente la tecnología seleccionada para cada subestación del sistema. Razón por	Eliminar mención a "Resumen A MW 220 kV...." e indicar directamente una hoja en Anexo 6, que explice la tecnología escogida para cada subestación del sistema.	No se acoge	<p>Lo solicitado excede el alcance del presente informe, cuyo objetivo es analizar diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación.</p> <p>La definición de los nuevos valores de costos de la o las unidades de punta, serán establecidos en el informe técnico de precio nudo del primer semestre de 2026.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>lo cual, se solicita elaborar un archivo Anexo unico en que esten claramente establecido cual es el tipo de tecnologia esocgida por los proximos 4 años para cada subestacion, dado que actualmente el DFL4 no entrega la posibilidad de asignar mas de una tecnologia por subestacion y se pierde certeza regulatoria al proponer varias.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
4	Native Energy	17. DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	No considerar resultados de estudios realizados para estimar los costos de desarrollo de una tecnología (ejemplo NREL Battery e Irena Eólico) que son estudios que cada año cambian supuestos y no están diseñados para ser índices económicos confiables y con una metodología clara que no se modifica durante el tiempo, y cuando se realiza se presenta una serie de empalme (ejemplo CPI de EEUU o IPC Chileno), dado que estos resultados de informe no están pensados ni su objetivo es que sean	Eliminar como indicadores a NREL Battery (17.1.2 y 17.1.3), e Irena Eólico (17.1.3)	No se acoge	NREL Battery e IRENA Eólico han sido considerados por el Consultor como una buena fuente de información para la actualización de las tecnologías de tipo BESS Stand Alone y Sistema híbrido constituido por un parque eólico (aerogenerador onshore) más un Sistema BESS.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			usados para indices de costos específicos, por lo cual no existe trazabilidad de que se está considerando.			

5	Collahuasi	<p>3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA</p> <p>En las bases del estudio de la Unidad de Punta, aprobadas mediante R. Ex. N° 360 de 2024 de la CNE, se indica que el Adjudicatario, para dar cumplimiento al Objetivo Específico N°3, se deberá realizar, entre otras, la siguiente actividad mínima:</p> <p>"f) Desarrollar una metodología que permita determinar justificadamente el tamaño eficiente de la unidad de punta en base al marco regulatorio vigente, contemplando el estado actual del mercado eléctrico nacional y disponibilidad de las diversas tecnologías que podrían proveer potencia de punta. Para efectos de lo anterior deberá</p>	<p>Se solicita complementar el capítulo 3 del Informe, indicando la metodología que permita determinar -justificadamente- el tamaño eficiente de la unidad de punta.</p>	<p>No se acoge</p> <p>De acuerdo con lo estipulado en el artículo 50° del Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía (en adelante, "Ministerio" o "MEN"), que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el DS N°68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio, en adelante "Reglamento de Precios de Nudo", la Comisión Nacional de Energía (en adelante, "Comisión" o "CNE") debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta.</p> <p>Adicionalmente, el artículo 49° del referido reglamento, agrega que los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, que constituye el contenido del Informe, serán determinados sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta. Este estudio, debe considerar las exigencias establecidas en el inciso segundo del artículo 49°, esto es: diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación.</p>

	<p>considerar, al menos, la localización y el eventual subsistema al cual pertenecería la unidad de punta, en caso de ser relevante, variables relativas al comportamiento de la demanda eléctrica en dicho subsistema, y requerimientos de flexibilidad. Entre dichos requerimientos deberá considerar, al menos, restricciones asociadas a tiempos mínimos de encendido y apagado, tiempos mínimos de operación y detención, gradientes de toma de carga de subida y bajada, mínimo técnico, entre otros."</p>	<p>Sin perjuicio de lo anterior, lo importante es que el estudio es un insumo para el informe que debe desarrollar la Comisión, y es respecto de este último instrumento (el informe de la Comisión) sobre el cual los coordinados pueden realizar observaciones en relación con los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta.</p> <p>Por la misma consideración anterior, las materias que fueron incluidas en las Bases de Licitación para la contratación del estudio denominado "Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM", y que exceden el contenido del Informe de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, no son materias susceptibles de observación por exceder el alcance definido por el Reglamento en la materia. Es por lo anterior, que la observación planteada por el coordinado excede del alcance previsto en el Reglamento de Precios de Nudo con relación a las observaciones.</p>
--	--	---

	<p>Al respecto, en el capítulo 3 del Informe se indica "En este capítulo se resumen las características técnicas principales de las distintas alternativas tecnológicas del presente informe, desde el punto de vista de su habilidad para suministrar la potencia de punta."</p> <p>En la última fijación de precios de nudo de corto plazo (Segundo semestre de 2025), la CNE ha indicado: "Cabe señalar que esta Comisión permanentemente analiza, desde el punto de vista técnico, la estructura y nivel de los precios de la potencia de suficiencia. En este</p>	
--	--	--

	<p>contexto, actualmente la Comisión se encuentra analizando el adecuado dimensionamiento de la unidad de punta en los distintos subsistemas del SEN, cuya implementación se deberá realizar teniendo a la vista las modificaciones regulatorias en desarrollo y los cambios en las condiciones del sistema eléctrico, y en particular las referentes al proceso de descarbonización. En virtud de lo anterior, esta Comisión ha determinado, para la presente fijación, mantener el dimensionamiento</p>		
--	---	--	--

	<p>de la unidad de punta en 70 MW para ambos subsistemas."</p> <p>En este contexto, al revisar el capítulo 3, no se encuentran evidencias de se haya desarrollado una metodología que permita a la Comisión Nacional de Energía determinar justificadamente el tamaño eficiente de la unidad de punta.</p> <p>Se solicita complementar el capítulo 3 del Informe, indicando la metodología que permite determinar -justificadamente- el tamaño eficiente de la unidad de punta.</p>		
--	---	--	--

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
6	Collahuasi	17. DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>En las secciones 17.2.2 y 17.2.3 se considera el Coeficiente 1 ajustado por el parámetro "NREL Battery", que corresponde a la "Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage", correspondiente al año i menos 1."</p> <p>Respecto de las fórmulas de indexación, se deben utilizar fuentes que publiquen información</p>	Corregir las fórmulas de indexación presentadas en las secciones 17.2.2 y 17.2.3, considerando un parámetro de indexación adecuado para el Coeficiente 1 y que refleje de forma representativa el costo de inversión de baterías en Chile.	No se acoge	Ver respuesta a observación ID 4

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>confiable con una periodicidad al menos similar a la que utiliza la CNE para actualizar el precio. El informe publicado por NREL es de periodicidad anual, mientras que los informes de precio de nudo que publica la CNE son de periodicidad semestral.</p> <p>Adicionalmente, las fuentes deben consistir en indicadores relacionados al costo actual, observado, de las baterías. En este contexto, no queda claro que los informes de NREL sean una buena referencia ya que estos informes</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>tienen la intención de entregar proyecciones de costos de baterías, no un indicador del costo actual de las baterías, con propósito de uso en una fórmula de indexación tarifaria.</p> <p>Se sugiere considerar un parámetro adecuado para la fórmula de indexación propuesta.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
7	Collahuasi	14. MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD	Para efectos de esta observación, "NT" se refiere a la Norma Técnica de Coordinación y Operación, capítulo de declaración de costos variables. Respecto de los mayores costos de mantenimiento por requerimientos de flexibilidad, se observa que el hecho de aumentar los costos fijos de operación y mantenimiento, así como también el costo de inversión, corresponde a un doble pago de la infraestructura, toda vez que dichos costos son parte del CVNC bajo la NT vigente. En específico, se tienen	<p>Eliminar todo doble pago de los costos fijos de operación y mantenimiento, así como también del costo de inversión de la unidad de punta.</p> <p>Eliminar el párrafo: "Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipos de clasificaciones en los mayores costos que principalmente afectan a centrales termoeléctricas del tipo ciclos combinados, turbinas gas en ciclo simple o abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).</p> <ul style="list-style-type: none"> • En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de ciclados, partidas y paradas y operación a mínimo técnico de estas centrales termoeléctricas. Estos mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora, acortando los períodos de mantenimiento 	Se acoge parcialmente	Ver respuesta a observación ID 22.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>las siguientes observaciones a lo que se indica en la sección 14 justifican lo indicado:</p> <p>Extracto 1: "Por su parte, los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, no son representados adecuadamente en los llamados costos variables no combustibles (CVNC). Normalmente se han calculado considerando una operación de la central en base, es decir, operando a su capacidad nominal la mayor parte del tiempo y</p>	<p>preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En segundo lugar, estarán los mayores costos que afecta de manera directa la vida útil de estas unidades generadoras. Estos mayores costos se verán reflejados en que disminuirá la vida útil efectiva de la central generadora y por lo tanto el costo de inversión aumentará como consecuencia de lo anterior." <p>En su lugar, indicar lo siguiente: "Todos los mayores costos indicados anteriormente no se verán reflejados en mayores costos fijos de operación y mantenimiento, ni tampoco mayores costos de inversión de la unidad generadora, ya que de acuerdo a la NT están incorporados en el CVNC y la LGSE indica que se debe evitar en todo momento dobles pagos de servicios o infraestructura."</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>considerando un número determinado de ciclados en el año, sin embargo, con una alta penetración de ERV esta situación cambia, pues el número de ciclados y la magnitud de los gradientes de potencia que involucran dependerán de las características de la ERV que se integre al sistema y de cuán significativa sea la potencia que ingresa."</p> <p>Observación 1: La NT, artículo 2-28, establece la posibilidad de declarar el CVNC para condiciones de operación "en orden</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>económico" (CVNC_1), es decir, considerando una operación de la central en base, así como también para condiciones de operación "fuera de orden económico" (CVNC_2). De esta forma, considerando la regulación vigente, no es correcto indicar que " los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, no son representados adecuadamente en los llamados costos variables no combustibles (CVNC)." toda vez que la NT establece un mecanismo para declarar el CVNC en</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>todo el rango de operación de la central.</p> <p>Extracto 2: "Actualmente, la reglamentación sólo permite incluir en los costos variables no combustibles, los costos típicos asociados a los mantenimientos de las unidades que guarden relación con la operación, sin embargo, no se incluyen los desgastes asociados a esfuerzos termodinámicos de las unidades como resultados de frecuentes ciclados."</p> <p>Observación 2: La NT, artículo 2-29, indica que el CVNC será la suma del</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>Costo Variable de Mantenimiento (CVM) más el Costo Variable de Operación No Combustible.</p> <p>Asimismo, en el artículo 2-30 se indica "El Costo Variable de Mantenimiento es un Costo Variable que se genera al llevar a cabo los Mantenimientos Preventivos Esperados. Estos últimos se realizan en Unidades Generadoras Térmicas o en Recursos Gestionables con el objetivo de garantizar su funcionamiento continuo a lo largo de su vida útil". De esta forma,</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>considerando la regulación vigente, no es correcto indicar que " no se incluyen los desgastes asociados a esfuerzos termodinámicos de las unidades como resultados de frecuentes ciclados." toda vez que la NT garantiza, por definición del CVM, que los Mantenimientos Preventivos Esperados son aquellos orientados a garantizar el funcionamiento continuo del generador a lo largo de su vida útil".</p> <p>Extracto 3: "Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipos</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>de clasificaciones en los mayores costos que principalmente afectan a centrales termoeléctricas del tipo ciclos combinados, turbinas gas en ciclo simple o abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).</p> <ul style="list-style-type: none"> • En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de ciclados, partidas y paradas y operación a mínimo técnico de estas centrales termoeléctricas. Estos mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la 			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>unidad generadora, acortando los periodos de mantenimiento preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En segundo lugar, estarán los mayores costos que afecta de manera directa la vida útil de estas unidades generadoras. Estos mayores costos se verán reflejados en que disminuirá la vida útil efectiva de la central generadora y por lo tanto el costo de inversión aumentará como consecuencia de lo anterior." <p>Observación 3: Respecto del primer punto, la NT,</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>artículo 2-31 sobre Mantenimientos Preventivos Esperados (MPE), indica que "El CVM de los Coordinados señalados en el Artículo 2-27 deberá considerar el costo asociado a cada MPE que se realice en el Ciclo Operativo de sus instalaciones."</p> <p>Adicionalmente, se indica "Asimismo, es responsabilidad de los Coordinados mantener al Coordinador informado de las variaciones en su ciclo operativo de mantenimiento, estando los primeros autorizados, por motivos de la reducción en la vida útil, nuevos modos</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>de operación, entre otros, a informar mantenimientos nuevos asociados a alguna de las categorías señaladas precedentemente." De este modo, no corresponde que los "mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora" toda vez que estos corresponden a "mayores costos de mantenimiento por mayor régimen de ciclado, partidas y paradas y operación a mínimo técnico", toda vez que la NT permite que los Coordinados incluyan dichos costos en el CVM. El hecho de aumentar</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad de punta por este concepto corresponde a un doble pago.</p> <p>Respecto del segundo punto, como se indicó en la Observación 2, la NT garantiza, por definición del CVM,, que los Mantenimientos Preventivos Esperados son aquellos orientados a garantizar el funcionamiento continuo del generador a lo largo de su vida útil. De este modo, si el Coordinado declara correctamente sus CVM, la vida útil de la unidad de punta</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			no se verá afectada. El hecho de aumentar los costos fijos de inversión de la unidad de punta por este concepto corresponde a un doble pago.			
8	Enlasa Generación Chile S.A.	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	En el punto 4.3 "Criterios aplicables en la elección de las Subestaciones del SEN para el emplazamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone", se considera: 1. el estudio de almacenamiento del coordinador del año 2023 2. ubicación de las	Al respecto se solicita tomar como referencia pero aperturar las subestaciones del sistema puesto que: 1. a la fecha el estudio se encuentra obsoleto, ya que el nivel de sistemas BESS instalados a la fecha en el sistema es muy diferente al que consideraba el coordinador, y a su vez, la proyección sobrepasa con creces la capacidad que se esperaba en el estudio. Un ejemplo de esto, son los sistemas BESS instalados (o en desarrollo en la zona de Arica), así como los sistemas BESS en la zona centro-sur del país, así	Se acoge parcialmente	Se calcularon los costos de inversión para los sistemas BESS stand alone en todas las subestaciones estudiadas.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			baterías será de acuerdo al nivel de vertimiento en algunas subestaciones del SEN	<p>como el sistema BESS Nueva Imperial, que indistintamente sea parte de transmisión, este se carga en horario que pueden ser distintos de cero (relacionado al siguiente argumento).</p> <p>2. Por otro lado, no se debería considerar este criterio, pues los sistemas BESS no se cargarán únicamente cuando el marginal sea cero, sino cuando el diferencial entre carga y descarga sea tal que los costos en perdidas por eficiencia del BESS sean menores a las pérdidas al diferencial carga/descarga mencionado. Se solicita eliminar el criterio.</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
9	Enlasa Generación Chile S.A.	9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM	De acuerdo con la tabla 26, respecto a los flujos y sobrecarga en las subestaciones Quillota, Alto Jahuel, Charrúa, Nogales, Candelaria y Entre Ríos, no se especifica claramente a qué nivel de potencia de la central de punta corresponde.	Se pide especificar los niveles de potencia, quizás agregando una tabla para nivel de potencia de la central de punta para cuantificar el impacto.	No se acoge	Según se indica en el informe técnico preliminar, la tabla 26 está relacionada con los estudios de flujo de potencia y solo indica una limitación en S/E Roncacho (Solo 70 MW) y S/E Parinas (Ninguno de los tamaños estudiados es viable), por lo que la observación indicada no es precisa. Respecto a la limitación entre las subestaciones mencionadas, ella está asociada a el estudio de cortocircuito y, tal como se indica en el informe, se da en el caso base (sin unidad de punta) a partir de año 2028.
10	Enlasa Generación Chile S.A.	9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM	Según la tabla 26, se podría asumir que la central de punta debe ser de 70 MW ya que es la única factible de instalar, ya sea por concepto de potencia y emisiones (según sección de conclusiones y emisiones)	Considerar afirmación y mantener unidad de punta la turbina diesel de 70 MW	No se acoge	La Tabla 26 solo indica una limitación en S/E Roncacho (Solo 70 MW) y S/E Parinas (Ninguno de los tamaños estudiados es viable), por lo que la observación indicada no es precisa.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
11	Enlasa Generación Chile S.A.	12. DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA UNIDAD DE PUNTA DE IGUAL TAMAÑO	Se realiza una distinción entre distintas tecnologías para la ampliación de una subestación, incluso para el mismo tamaño de central, lo cual es errado, ya que independiente del tipo de central, la potencia a instalar y por tanto los elementos físicos requieren los mismos niveles de soporte respecto a las variables eléctricas deben ser equivalentes. No es posible diferenciar 70 MW que vengan de una central solar o de una central diesel pues el electrónico es el mismo	Dado lo anterior, se solicita ajustar la partida de costos para que sean equivalentes entre ellas	No se acoge	La observación esta errada en su apreciación ya que el capítulo indica las fuentes de variaciones de cada partida, las cuales en el caso de las subestaciones no está relacionada con la tecnología sino con la localización. Por ejemplo, claramente el costo de la ampliación de una subestación de conexión va a depender de la configuración de barra de ella.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
12	Enlasa Generación Chile S.A.	0 GENERAL	<p>Considerar que en la actualidad no hay desarrollo ni instalacion de centrales termicas de gran tamaño en el sistema, principalmente por las políticas publicas emitidas y que las normas de emisiones son cada vez mas estrictas. Además, existe gran rechazo por parte de la población a su instalación, inclusive, a la instalación de centrales renovables utility scale. Dado esto, lo mas lógico es mantener el tamaño de central de 70 MW como central de referencia, ya que es la mas eficiente en</p>	<p>Se solicita mantener como unidad de punta la turbina diesel de 70 MW que se encuentra vigente hoy</p>	No se acoge	Se solicita revisar respuesta ID 3.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			el sistema. Una prueba de esto, fue lo ocurrido durante el apagón del 25 de febrero, donde la flexibilidad de las centrales más pequeñas ayudó a levantar el sistema.			
13	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	0 GENERAL	No se han incluido los resultados del Estudio de Avance Nº1, cuyas actividades y resultados resultan relevantes para la debida comprensión de los criterios de selección de tecnologías a analizar (ver por ejemplo, página 80).	Adjuntar el Informe de Avance Nº1, necesario para entender lo indicado, procurando establecer un plazo pertinente para el desarrollo de observaciones de dicho informe o complementar las actuales observaciones teniendo dicho antecedente a la vista.	No se acoge	Los informes de avances realizados por el consultor fueron publicados como parte de los antecedentes de respaldo del Informe Técnico Preliminar.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
14	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	0 GENERAL	<p>En virtud de las disposiciones establecidas en la Ley N° 21.663, Marco de Cibersiguridad, y todas las exigencias que se establecen a propósito de la materia de Ciberseguridad, se solicita que dichas exigencias, y los costos que aquello implica, sea incorporado en las partidas de costo de corresponda (fijo de operación y de inversión). Esto permitirá que la unidad de punta pueda recuperar todos sus costos fijos de operación y de inversión en el mercado de la potencia,</p>	<p>Se solicita que en la nueva versión del informe se incorpore los costos asociados a la implementación de las medidas de ciberseguridad, en las partidas de costos fijos de operación y de inversión, según corresponda, de modo tal de recuperar los costos como consecuencia de la aplicación de la teoría marginalista.</p> <p>Además, al incorporar estos costos en el presente estudio, se habilita a mantener las condiciones competitivas entre las empresas generadoras.</p>	No se acoge	<p>Se estima que los costos de inversión asociados al cumplimiento de esta exigencia están cubiertos mediante los equipos de telecomunicaciones considerados, los cuales tradicionalmente incluyen medidas de ciberseguridad. Respecto de los costos operacionales, se estima que estos corresponden a costos de la empresa y no a la Unidad de Punta en sí misma, por lo que no corresponde incluirlos dentro de la partida de los costos fijos.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			considerando los principios de la teoría marginalista.			
15	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	En la página 82 se indica: "Respecto de la central renovable con capacidad de regulación, como podría ser una central hidráulica con capacidad de regulación mediante un embalse del recurso agua, dado las actuales restricciones principalmente ambientales y sociales no serán consideradas en las	Desarrollar con mayor grado de profundidad los motivos por los cuales las centrales hidroeléctricas no son buenas candidatas para proveer la potencia de punta del sistema. Referirse para ello a características técnicas, de flexibilidad, tiempos de desarrollo, dificultades de desarrollo, etc, procurando para ello brindar fuentes, ejemplos, u otro, de manera tal que refuercen la idea planteada. En línea con lo anterior, se solicita complementar las secciones pertinentes.	Se acoge parcialmente	Se ajusta redacción en la respectiva sección del informe, con el objeto de justificar las razones por las cuales dichas tecnologías presentan costos que resultan ser menos competitivos para proveer la potencia de punta del sistema.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			candidatas de esta tecnología." Si bien es conocido que las centrales hidroeléctricas se encuentran sometidas a mayores dificultades para su desarrollo, faltan más antecedentes para dar sustento técnico a dichas afirmaciones.			
16	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA	La Tabla 16 presenta valores no legibles, por lo cual no se puede comprender su contenido a cabalidad.	Corregir el formato y/o contenido de la Tabla 16.	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
		UNIDAD DE PUNTA				
17	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	La determinación de los costos fijos de operación, entre otros, asume por parte de la Comisión que el horario de punta es de cuatro horas, sin embargo, se entiende de la regulación en su conjunto, que esta es una definición que debe tomar la CNE con ocasión de la fijación misma de precios de nudo de corto plazo.	Se solicita que todos los costos que dependan del horario de punta sean determinados en línea con la misma definición (por ejemplo, 6 meses durante 4 horas en el horario hábil). Asimismo, se solicita que la metodología para definir el horario de punta sea compartida por la Comisión oportunamente para observación de los interesados.	Se acoge parcialmente	Se incorpora dependencia de la duración del periodo de control punta en el cálculo del precio de la potencia, como sensibilidad en torno al valor actual de cuatro horas.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
18	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	17. DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	Los coeficientes de indexación para el caso particular de Lo Aguirre TG-Gas Natural-70 MW y TG-Gas Natural-150 MW, no suman 100%. Aparentemente el problema estaría en el mal uso de la variable PPI Turbina para la componente Central.	En la respectiva planilla, corregir las fórmulas de indexación para la componente "Central" del caso TG a Gas Natural en S/E Lo Aguirre, en los tamaños de 70 y 150 MW. Efectuar una revisión generalizada respecto de los coeficientes de indexación, los cuales deben sumar 100% en todos los casos.	Se acoge parcialmente	Se realizó la revisión solicitada y los coeficientes para la indexación de la componente "Central" para los casos indicados si suman 100%. En cualquier caso, se ajustó formato para que visualización de chequeo sea más fácil. Adicionalmente se revisaron los coeficientes de indexación entre fijaciones y se corrigieron los casos de Gas Natural.
19	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	17. DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	Las fórmulas definidas en el informe presentan rezagos no consistentes con las variables de las planillas. Por ejemplo, en la planilla para el PPI y el PPI Turbinas se usa un rezago de 6 meses, no obstante en el informe se habla del "séptimo	Homogeneizar los rezagos de las variables consideradas, de manera tal que el rezago sea consistente entre el informe y las planillas de cálculo, realizando un análisis crítico respecto de la conveniencia de usar cada uno de ellos.	Se acoge parcialmente	Para los índices obtenidos del BLS, los rezagos corresponden a siete meses, dado que existe cierta variación del tiempo en que los datos en la página del BLS figuran como definitivos, por lo que con siete meses se asegura la disponibilidad de un valor definitivo.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			mes anterior". Dado lo anterior se solicita una revisión generalizada de los rezagos con los que se aplica las fórmulas de indexación. Cabe destacar que, tanto con 6 como con 7 meses de rezago, el dato que figura en la página del BLS ya tiene carácter de definitivo.			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
20	ACENOR	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	<p>En las bases del estudio de la Unidad de Punta, aprobadas mediante R. Ex. N° 360 de 2024 de la CNE, se indica que el Adjudicatario, para dar cumplimiento al Objetivo Específico N°3, se deberá realizar, entre otras, la siguiente actividad mínima:</p> <p>"f) Desarrollar una metodología que permita determinar justificadamente el tamaño eficiente de la unidad de punta en base al marco regulatorio vigente, contemplando el estado actual del mercado eléctrico nacional y disponibilidad de las diversas tecnologías</p>	<p>Se solicita complementar el capítulo 3 del Informe, indicando la metodología que permita determinar -justificadamente- el tamaño eficiente de la unidad de punta.</p>	No se acoge	Se solicita revisar respuesta ID 5.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>que podrían proveer potencia de punta. Para efectos de lo anterior deberá considerar, al menos, la localización y el eventual subsistema al cual pertenecería la unidad de punta, en caso de ser relevante, variables relativas al comportamiento de la demanda eléctrica en dicho subsistema, y requerimientos de flexibilidad. Entre dichos requerimientos deberá considerar, al menos, restricciones asociadas a tiempos mínimos de encendido y apagado, tiempos mínimos de operación y</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>detención, gradientes de toma de carga de subida y bajada, mínimo técnico, entre otros."</p> <p>Al respecto, en el capítulo 3 del Informe se indica "En este capítulo se resumen las características técnicas principales de las distintas alternativas tecnológicas del presente informe, desde el punto de vista de su habilidad para suministrar la potencia de punta."</p> <p>En la última fijación de precios de nudo de corto plazo (Segundo semestre de 2025), la CNE ha indicado: "Cabe</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>señalar que esta Comisión permanentemente analiza, desde el punto de vista técnico, la estructura y nivel de los precios de la potencia de suficiencia. En este contexto, actualmente la Comisión se encuentra analizando el adecuado dimensionamiento de la unidad de punta en los distintos subsistemas del SEN, cuya implementación se deberá realizar teniendo a la vista las modificaciones regulatorias en desarrollo y los cambios en las</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>condiciones del sistema eléctrico, y en particular las referentes al proceso de descarbonización. En virtud de lo anterior, esta Comisión ha determinado, para la presente fijación, mantener el dimensionamiento de la unidad de punta en 70 MW para ambos subsistemas."</p> <p>En este contexto, al revisar el capítulo 3, no se encuentran evidencias de se haya desarrollado una metodología que permita a la Comisión Nacional de Energía determinar justificadamente el</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>tamaño eficiente de la unidad de punta.</p> <p>Se solicita complementar el capítulo 3 del Informe, indicando la metodología que permita determinar -justificadamente- el tamaño eficiente de la unidad de punta.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
21	ACENOR	17. DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>En las secciones 17.2.2 y 17.2.3 se considera el Coeficiente 1 ajustado por el parámetro "NREL Battery", que corresponde a la "Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage", correspondiente al año i menos 1."</p> <p>Respecto de las fórmulas de indexación, se deben utilizar fuentes que publiquen información</p>	Corregir las fórmulas de indexación presentadas en las secciones 17.2.2 y 17.2.3, considerando un parámetro de indexación adecuado para el Coeficiente 1.	No se acoge	Ver respuesta a observación ID 4.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>confiable con una periodicidad al menos similar a la que utiliza la CNE para actualizar el precio. El informe publicado por NREL es de periodicidad anual, mientras que los informes de precio de nudo que publica la CNE son de periodicidad semestral.</p> <p>Adicionalmente, las fuentes deben consistir en indicadores relacionados al costo actual, observado, de las baterías. En este contexto, no queda claro que los informes de NREL sean una buena referencia ya que estos informes</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>tienen la intención de entregar proyecciones de costos de baterías, no un indicador del costo actual de las baterías, con propósito de uso en una fórmula de indexación tarifaria.</p> <p>Se sugiere considerar un parámetro adecuado para la fórmula de indexación propuesta.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
22	ACENOR	14. MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD	Para efectos de esta observación, "NT" se refiere a la Norma Técnica de Coordinación y Operación, capítulo de declaración de costos variables. Respecto de los mayores costos de mantenimiento por requerimientos de flexibilidad, se observa que el hecho de aumentar los costos fijos de operación y mantenimiento, así como también el costo de inversión, corresponde a un doble pago de la infraestructura, toda vez que dichos costos son parte del CVNC bajo la NT vigente. En específico, se tienen	<p>Eliminar todo doble pago de los costos fijos de operación y mantenimiento, así como también del costo de inversión de la unidad de punta.</p> <p>Eliminar el párrafo: "Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipos de clasificaciones en los mayores costos que principalmente afectan a centrales termoeléctricas del tipo ciclos combinados, turbinas gas en ciclo simple o abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).</p> <ul style="list-style-type: none"> • En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de ciclados, partidas y paradas y operación a mínimo técnico de estas centrales termoeléctricas. Estos mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora, acortando los períodos de mantenimiento 	Se acoge parcialmente	Los costos presentados para la Unidad de Punta no consideran mayores costos asociados a flexibilidad. Se agrega párrafo aclaratorio al informe al respecto y se ajustan textos del Capítulo.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>las siguientes observaciones a lo que se indica en la sección 14 justifican lo indicado:</p> <p>Extracto 1: "Por su parte, los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, no son representados adecuadamente en los llamados costos variables no combustibles (CVNC). Normalmente se han calculado considerando una operación de la central en base, es decir, operando a su capacidad nominal la mayor parte del tiempo y</p>	<p>preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En segundo lugar, estarán los mayores costos que afecta de manera directa la vida útil de estas unidades generadoras. Estos mayores costos se verán reflejados en que disminuirá la vida útil efectiva de la central generadora y por lo tanto el costo de inversión aumentará como consecuencia de lo anterior." <p>En su lugar, indicar lo siguiente: "Los mayores costos indicados anteriormente no se verán reflejados en mayores costos fijos de operación y mantenimiento, ni tampoco mayores costos de inversión de la unidad generadora, ya que la regulación vigente permite incorporarlos en el CVNC."</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>considerando un número determinado de ciclados en el año, sin embargo, con una alta penetración de ERV esta situación cambia, pues el número de ciclados y la magnitud de los gradientes de potencia que involucran dependerán de las características de la ERV que se integre al sistema y de cuán significativa sea la potencia que ingresa."</p> <p>Observación 1: La NT, artículo 2-28, establece la posibilidad de declarar el CVNC para condiciones de operación "en orden</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>económico" (CVNC_1), es decir, considerando una operación de la central en base, así como también para condiciones de operación "fuera de orden económico" (CVNC_2). De esta forma, considerando la regulación vigente, no es correcto indicar que " los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, no son representados adecuadamente en los llamados costos variables no combustibles (CVNC)." toda vez que la NT establece un mecanismo para declarar el CVNC en</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>todo el rango de operación de la central.</p> <p>Extracto 2: "Actualmente, la reglamentación sólo permite incluir en los costos variables no combustibles, los costos típicos asociados a los mantenimientos de las unidades que guarden relación con la operación, sin embargo, no se incluyen los desgastes asociados a esfuerzos termodinámicos de las unidades como resultados de frecuentes ciclados."</p> <p>Observación 2: La NT, artículo 2-29, indica que el CVNC será la suma del</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>Costo Variable de Mantenimiento (CVM) más el Costo Variable de Operación No Combustible.</p> <p>Asimismo, en el artículo 2-30 se indica "El Costo Variable de Mantenimiento es un Costo Variable que se genera al llevar a cabo los Mantenimientos Preventivos Esperados. Estos últimos se realizan en Unidades Generadoras Térmicas o en Recursos Gestionables con el objetivo de garantizar su funcionamiento continuo a lo largo de su vida útil". De esta forma,</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>considerando la regulación vigente, no es correcto indicar que " no se incluyen los desgastes asociados a esfuerzos termodinámicos de las unidades como resultados de frecuentes ciclados." toda vez que la NT garantiza, por definición del CVM, que los Mantenimientos Preventivos Esperados son aquellos orientados a garantizar el funcionamiento continuo del generador a lo largo de su vida útil".</p> <p>Extracto 3: "Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipos</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>de clasificaciones en los mayores costos que principalmente afectan a centrales termoeléctricas del tipo ciclos combinados, turbinas gas en ciclo simple o abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).</p> <ul style="list-style-type: none"> • En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de ciclados, partidas y paradas y operación a mínimo técnico de estas centrales termoeléctricas. Estos mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la 			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>unidad generadora, acortando los periodos de mantenimiento preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En segundo lugar, estarán los mayores costos que afecta de manera directa la vida útil de estas unidades generadoras. Estos mayores costos se verán reflejados en que disminuirá la vida útil efectiva de la central generadora y por lo tanto el costo de inversión aumentará como consecuencia de lo anterior." <p>Observación 3: Respecto del primer punto, la NT,</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>artículo 2-31 sobre Mantenimientos Preventivos Esperados (MPE), indica que "El CVM de los Coordinados señalados en el Artículo 2-27 deberá considerar el costo asociado a cada MPE que se realice en el Ciclo Operativo de sus instalaciones."</p> <p>Adicionalmente, se indica "Asimismo, es responsabilidad de los Coordinados mantener al Coordinador informado de las variaciones en su ciclo operativo de mantenimiento, estando los primeros autorizados, por motivos de la reducción en la vida útil, nuevos modos</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>de operación, entre otros, a informar mantenimientos nuevos asociados a alguna de las categorías señaladas precedentemente." De este modo, no corresponde que los "mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora" toda vez que estos corresponden a "mayores costos de mantenimiento por mayor régimen de ciclado, partidas y paradas y operación a mínimo técnico", toda vez que la NT permite que los Coordinados incluyan dichos costos en el CVM. El hecho de aumentar</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad de punta por este concepto corresponde a un doble pago.</p> <p>Respecto del segundo punto, como se indicó en la Observación 2, la NT garantiza, por definición del CVM,, que los Mantenimientos Preventivos Esperados son aquellos orientados a garantizar el funcionamiento continuo del generador a lo largo de su vida útil. De este modo, si el Coordinado declara correctamente sus CVM, la vida útil de la unidad de punta</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			no se verá afectada. El hecho de aumentar los costos fijos de inversión de la unidad de punta por este concepto corresponde a un doble pago.			
23	ACENOR	2.CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS	Las turbinas a gas a considerar son aquellas que puedan dar la punta del sistema, en un despacho programado. Características tales como partida rápida, están asociadas a regulación terciaria de frecuencia o reserva fría, que se deben pagar por los Servicios Complementarios correspondientes.	En el costo considerado no se deben incluir inversiones asociadas con servicios complementarios o mejoras de rendimiento. Adecuar el estudio para que quede claro que los atributos de flexibilidad no deben ser un criterio de decisión de la unidad de punta.	Se acoge parcialmente	El costo de la Unidad de Punta presentado no incluye inversiones asociadas a la prestación de servicios complementarios o mejoras de rendimiento. Solo se considera suministro estándar, por parte del fabricante, para el equipamiento principal.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>Por lo tanto, toda componente de inversión asociada con estas características no debe ser considerada como inversión en la unidad de punta. Asimismo, inversiones asociadas a mejorar el rendimiento, tampoco son parte del costo de la unidad de punta, ya que no son parte del costo marginal de la potencia.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
24	ACENOR	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	<p>En la Tabla 2, para la tecnología BESS se indica "Energía solar disponible como vertimiento por exceso de oferta en horario solar o falta de capacidad del sistema de transmisión". Esto limita innecesariamente el análisis de la BESS.</p> <p>Quien da la punta es la batería, la que usa energía del sistema para cargarse en horas fuera de la punta, y el costo de la energía necesaria para la carga es un costo variable, no de inversión.</p> <p>En efecto, la unidad de punta está inserta en el modelo clásico de Boiteux, de tarifa en dos</p>	<p>Dado que el costo de dar punta con batería debiera estimarse solamente con el costo de inversión de la batería, por que el costo de operación de la batería (lo que cuesta su carga) no es parte del costo de la potencia, no hace falta restringir al caso de carga en horas de vertimiento.</p>	Se acoge parcialmente	<p>Se calcularon los costos de inversión para los sistemas BESS stand alone en todas las subestaciones estudiadas.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>partes con cargo de capacidad igual al costo marginal de potencia (costo de la unidad más barata para dar la punta del sistema), que es la base del sistema de tarificación del sistema chileno.</p> <p>Conceptualmente entonces, la unidad de punta es aquella que da el KW marginal de demanda al mínimo costo de inversión (la denominada “punta instantánea”).</p> <p>Esto sesga el análisis solo al norte, cuando se están instalando baterías hasta en las regiones del sur.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
25	ACENOR	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Esta sección enumera distintos sitios para emplazar unidades de punta. Sin embargo, el enfoque debiera ser distinto: más que enunciar y enumerar, se debiera buscar el sitio que minimiza los costos de instalación y pérdidas de potencia, que es lo que haría un inversionista que instala potencia de punta. En efecto, un inversionista elige aquel punto en que minimiza los costos de conexión y todos los costos de instalación (v.gr. terreno) y pérdidas de potencia.</p>	<p>Se debería estudiar en qué lugares se han instalado turbinas en los últimos años y replicar los costos de estos lugares de instalación, buscando minimizar el costos de conexión e instalación.</p>	No se acoge	<p>El objetivo del estudio no es definir la ubicación de la unidad punta, sino calcular costos para ubicaciones factibles.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
26	ACENOR	5. DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICA NDO LOS REQUERIMI ENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALE S	<p>El informe indica "Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 550 m3, 950 m3 y 1.200 m3, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, para un consumo estimado de 17 t/h, 29 t/h y 36,6 t/h para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente."</p> <p>En el caso de baterías, el número de horas requerido para almacenar la energía fotovoltaica, debiera ser el requerido para dar</p>	<p>Dimensionar adecuadamente los estanques para unidades de punta y no para dar energía.</p> <p>Considerar sólo las inversiones en almacenamiento; en el caso de baterías, diseñar las baterías para dar punta y no para almacenar energía.</p> <p>Se sugiere revisar el estudio presentado recientemente del ISCI sobre "Evaluación de la Capacidad de Generación Térmica de Respaldo Diesel conectada a nivel de transmisión" donde se presenta el análisis cuantitativo histórico y prospectivo del uso del diesel para suministrar suficiencia en la punta.</p> <p>https://chilesustentable.net/publicacion/evaluacion-de-la-capacidad-de-generacion-termica-de-respaldo-diesel-conectada-a-nivel-de-transmision-desafios-para-la-eficiencia-y-la-descarbonizacion/</p>	No se acoge	<p>En el presente estudio de Costos de la Unidad de Punta se dimensiona una unidad de modo tal que pueda abastecer la demanda máxima. Para estos efectos se considera que la Unidad de Punta será utilizada la cantidad de horas del horario de control de punta, y aquello es reflejado en el dimensionamiento en las partidas que corresponda. A su turno, no se considera un mayor dimensionamiento, por cuanto aquello se encuentra relacionado con una unidad que presta servicios adicionales respecto del que se encuentra dimensionado la Unidad de Punta, y, por lo tanto, no deben ser considerados para efectos del presente Informe Técnico.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>la punta del sistema, es decir debieran ser baterías de prácticamente una hora.</p> <p>Este requerimiento de estanque parece sobredimensionado para una unidad de punta porque la unidad de punta funciona durante unas pocas horas durante las horas de LOLP máximo, no durante 4 horas diarias durante 5 días a la semana durante seis meses, al contrario de lo que supone el estudio. Al respecto cabe señalar que el art 48 del decreto 86 del 2012 establece que “La Comisión deberá determinar</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico.” Por lo tanto no deben considerarse más que dichas horas de demanda máxima anual.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
27	ANGLO AMERICAN SUR S.A.	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	<p>En las bases del estudio de la Unidad de Punta, aprobadas mediante R. Ex. N° 360 de 2024 de la CNE, se indica que el Adjudicatario, para dar cumplimiento al Objetivo Específico N°3, se deberá realizar, entre otras, la siguiente actividad mínima:</p> <p>"f) Desarrollar una metodología que permita determinar justificadamente el tamaño eficiente de la unidad de punta en base al marco regulatorio vigente, contemplando el estado actual del mercado eléctrico nacional y disponibilidad de las diversas tecnologías</p>	<p>Se solicita complementar el capítulo 3 del Informe, indicando la metodología que permita determinar -justificadamente- el tamaño eficiente de la unidad de punta.</p>	No se acoge	Se solicita revisar respuesta ID 5.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>que podrían proveer potencia de punta. Para efectos de lo anterior deberá considerar, al menos, la localización y el eventual subsistema al cual pertenecería la unidad de punta, en caso de ser relevante, variables relativas al comportamiento de la demanda eléctrica en dicho subsistema, y requerimientos de flexibilidad. Entre dichos requerimientos deberá considerar, al menos, restricciones asociadas a tiempos mínimos de encendido y apagado, tiempos mínimos de</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>operación y detención, gradientes de toma de carga de subida y bajada, mínimo técnico, entre otros."</p> <p>Al respecto, en el capítulo 3 del Informe se indica "En este capítulo se resumen las características técnicas principales de las distintas alternativas tecnológicas del presente informe, desde el punto de vista de su habilidad para suministrar la potencia de punta."</p> <p>En la última fijación de precios de nudo de corto plazo (Segundo semestre</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>de 2025), la CNE ha indicado: "Cabe señalar que esta Comisión permanentemente analiza, desde el punto de vista técnico, la estructura y nivel de los precios de la potencia de suficiencia. En este contexto, actualmente la Comisión se encuentra analizando el adecuado dimensionamiento de la unidad de punta en los distintos subsistemas del SEN, cuya implementación se deberá realizar teniendo a la vista las modificaciones</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>regulatorias en desarrollo y los cambios en las condiciones del sistema eléctrico, y en particular las referentes al proceso de descarbonización. En virtud de lo anterior, esta Comisión ha determinado, para la presente fijación, mantener el dimensionamiento de la unidad de punta en 70 MW para ambos subsistemas."</p> <p>En este contexto, al revisar el capítulo 3, no se encuentran evidencias de se haya desarrollado una metodología que permita a la</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>Comisión Nacional de Energía determinar justificadamente el tamaño eficiente de la unidad de punta.</p> <p>Se solicita complementar el capítulo 3 del Informe, indicando la metodología que permita determinar -justificadamente- el tamaño eficiente de la unidad de punta.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
28	ANGLO AMERICAN SUR S.A.	17. DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>En las secciones 17.2.2 y 17.2.3 se considera el Coeficiente 1 ajustado por el parámetro "NREL Battery", que corresponde a la "Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage", correspondiente al año i menos 1."</p> <p>Respecto de las fórmulas de indexación, se deben utilizar fuentes que publiquen información</p>	Corregir las fórmulas de indexación presentadas en las secciones 17.2.2 y 17.2.3, considerando un parámetro de indexación adecuado para el Coeficiente 1.	No se acoge	Ver respuesta a observación ID 4.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>confiable con una periodicidad al menos similar a la que utiliza la CNE para actualizar el precio. El informe publicado por NREL es de periodicidad anual, mientras que los informes de precio de nudo que publica la CNE son de periodicidad semestral.</p> <p>Adicionalmente, las fuentes deben consistir en indicadores relacionados al costo actual, observado, de las baterías. En este contexto, no queda claro que los informes de NREL sean una buena referencia ya que estos informes</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>tienen la intención de entregar proyecciones de costos de baterías, no un indicador del costo actual de las baterías, con propósito de uso en una fórmula de indexación tarifaria.</p> <p>Se sugiere considerar un parámetro adecuado para la fórmula de indexación propuesta.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
29	ANGLO AMERICAN SUR S.A.	14. MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD	Para efectos de esta observación, "NT" se refiere a la Norma Técnica de Coordinación y Operación, capítulo de declaración de costos variables. Respecto de los mayores costos de mantenimiento por requerimientos de flexibilidad, se observa que el hecho de aumentar los costos fijos de operación y mantenimiento, así como también el costo de inversión, corresponde a un doble pago de la infraestructura, toda vez que dichos costos son parte del CVNC bajo la NT vigente. En específico, se tienen	<p>Eliminar todo doble pago de los costos fijos de operación y mantenimiento, así como también del costo de inversión de la unidad de punta.</p> <p>Eliminar el párrafo: "Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipos de clasificaciones en los mayores costos que principalmente afectan a centrales termoeléctricas del tipo ciclos combinados, turbinas gas en ciclo simple o abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).</p> <ul style="list-style-type: none"> • En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de ciclados, partidas y paradas y operación a mínimo técnico de estas centrales termoeléctricas. Estos mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora, acortando los períodos de mantenimiento 	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar respuesta a observación ID 22.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>las siguientes observaciones a lo que se indica en la sección 14 justifican lo indicado:</p> <p>Extracto 1: "Por su parte, los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, no son representados adecuadamente en los llamados costos variables no combustibles (CVNC). Normalmente se han calculado considerando una operación de la central en base, es decir, operando a su capacidad nominal la mayor parte del</p>	<p>preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En segundo lugar, estarán los mayores costos que afecta de manera directa la vida útil de estas unidades generadoras. Estos mayores costos se verán reflejados en que disminuirá la vida útil efectiva de la central generadora y por lo tanto el costo de inversión aumentará como consecuencia de lo anterior." <p>En su lugar, indicar lo siguiente: "Los mayores costos indicados anteriormente no se verán reflejados en mayores costos fijos de operación y mantenimiento, ni tampoco mayores costos de inversión de la unidad generadora, ya que la regulación vigente permite incorporarlos en el CVNC."</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>tiempo y considerando un número determinado de ciclados en el año, sin embargo, con una alta penetración de ERV esta situación cambia, pues el número de ciclados y la magnitud de los gradientes de potencia que involucran dependerán de las características de la ERV que se integre al sistema y de cuán significativa sea la potencia que ingresa."</p> <p>Observación 1: La NT, artículo 2-28, establece la posibilidad de declarar el CVNC</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>para condiciones de operación "en orden económico" (CVNC_1), es decir, considerando una operación de la central en base, así como también para condiciones de operación "fuera de orden económico" (CVNC_2). De esta forma, considerando la regulación vigente, no es correcto indicar que " los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, no son representados adecuadamente en los llamados costos variables no combustibles (CVNC)." toda vez</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>que la NT establece un mecanismo para declarar el CVNC en todo el rango de operación de la central.</p> <p>Extracto 2:</p> <p>"Actualmente, la reglamentación sólo permite incluir en los costos variables no combustibles, los costos típicos asociados a los mantenimientos de las unidades que guarden relación con la operación, sin embargo, no se incluyen los desgastes asociados a esfuerzos termodinámicos de las unidades como resultados de frecuentes ciclados."</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>Observación 2: La NT, artículo 2-29, indica que el CVNC será la suma del Costo Variable de Mantenimiento (CVM) más el Costo Variable de Operación No Combustible.</p> <p>Asimismo, en el artículo 2-30 se indica "El Costo Variable de Mantenimiento es un Costo Variable que se genera al llevar a cabo los Mantenimientos Preventivos Esperados. Estos últimos se realizan en Unidades Generadoras Térmicas o en Recursos Gestionables con el objetivo de</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>garantizar su funcionamiento continuo a lo largo de su vida útil". De esta forma, considerando la regulación vigente, no es correcto indicar que " no se incluyen los desgastes asociados a esfuerzos termodinámicos de las unidades como resultados de frecuentes ciclados." toda vez que la NT garantiza, por definición del CVM, que los Mantenimientos Preventivos Esperados son aquellos orientados a garantizar el funcionamiento continuo del generador a lo largo</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>de su vida útil".</p> <p>Extracto 3: "Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipos de clasificaciones en los mayores costos que principalmente afectan a centrales termoeléctricas del tipo ciclos combinados, turbinas gas en ciclo simple o abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).</p> <ul style="list-style-type: none"> • En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de ciclados, partidas y paradas y operación a mínimo técnico de estas centrales 			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>termoeléctricas. Estos mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora, acortando los períodos de mantenimiento preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En segundo lugar, estarán los mayores costos que afecta de manera directa la vida útil de estas unidades generadoras. Estos mayores costos se verán reflejados en que disminuirá la vida útil efectiva de la central generadora y por lo 			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p> tanto el costo de inversión aumentará como consecuencia de lo anterior."</p> <p>Observación 3: Respecto del primer punto, la NT, artículo 2-31 sobre Mantenimientos Preventivos Esperados (MPE), indica que "El CVM de los Coordinados señalados en el Artículo 2-27 deberá considerar el costo asociado a cada MPE que se realice en el Ciclo Operativo de sus instalaciones." Adicionalmente, se indica "Asimismo, es responsabilidad de los Coordinados mantener al Coordinador informado de las</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>variaciones en su ciclo operativo de mantenimiento, estando los primeros autorizados, por motivos de la reducción en la vida útil, nuevos modos de operación, entre otros, a informar mantenimientos nuevos asociados a alguna de las categorías señaladas precedentemente." De este modo, no corresponde que los "mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora" toda vez que estos corresponden a "mayores costos de mantenimiento por</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>mayor régimen de ciclado, partidas y paradas y operación a mínimo técnico", toda vez que la NT permite que los Coordinados incluyan dichos costos en el CVM. El hecho de aumentar los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad de punta por este concepto corresponde a un doble pago.</p> <p>Respecto del segundo punto, como se indicó en la Observación 2, la NT garantiza, por definición del CVM, , que los Mantenimientos Preventivos Esperados son</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>aquellos orientados a garantizar el funcionamiento continuo del generador a lo largo de su vida útil. De este modo, si el Coordinado declara correctamente sus CVM, la vida útil de la unidad de punta no se verá afectada. El hecho de aumentar los costos fijos de inversión de la unidad de punta por este concepto corresponde a un doble pago.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
30	ANGLO AMERICAN SUR S.A.	2.CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS	<p>Las turbinas a gas a considerar son aquellas que puedan dar la punta del sistema, en un despacho programado.</p> <p>Características tales como partida rápida, están asociadas a regulación terciaria de frecuencia o reserva fría, que se deben pagar por los Servicios</p> <p>Complementarios correspondientes.</p> <p>Por lo tanto, toda componente de inversión asociada con estas características no debe ser considerada como inversión en la unidad de punta.</p> <p>Asimismo, inversiones</p>	<p>En el costo considerado no se deben incluir inversiones asociadas con servicios complementarios o mejoras de rendimiento.</p> <p>Adecuar el estudio para que quede claro que los atributos de flexibilidad no deben ser un criterio de decisión de la unidad de punta.</p>	Se acoge parcialmente	<p>Se solicita revisar respuesta a observación ID23.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			asociadas a mejorar el rendimiento, tampoco son parte del costo de la unidad de punta, ya que no son parte del costo marginal de la potencia.			
31	ANGLO AMERICAN SUR S.A.	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	En la Tabla 2, para la tecnología BESS se indica "Energía solar disponible como vertimiento por exceso de oferta en horario solar o falta de capacidad del sistema de transmisión". Esto limita innecesariamente el análisis de la BESS. Quien da la punta es la batería, la que usa energía del sistema para cargarse en	Dado que el costo de dar punta con batería debiera estimarse solamente con el costo de inversión de la batería, por que el costo de operación de la batería (lo que cuesta su carga) no es parte del costo de la potencia, no hace falta restringir al caso de carga en horas de vertimiento.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar ID 24.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>horas fuera de la punta, y el costo de la energía necesaria para la carga es un costo variable, no de inversión.</p> <p>En efecto, la unidad de punta está inserta en el modelo clásico de Boiteux, de tarifa en dos partes con cargo de capacidad igual al costo marginal de potencia (costo de la unidad más barata para dar la punta del sistema), que es la base del sistema de tarificación del sistema chileno.</p> <p>Conceptualmente entonces, la unidad de punta es aquella que da el KW marginal de demanda al mínimo costo de inversión (la denominada</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>“punta instantánea”). Esto sesga el análisis solo al norte, cuando se están instalando baterías hasta en las regiones del sur.</p>			
32	ANGLO AMERICAN SUR S.A.	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Esta sección enumera distintos sitios para emplazar unidades de punta. Sin embargo, el enfoque debiera ser distinto: más que enunciar y enumerar, se debiera buscar el sitio que minimiza los costos de instalación y pérdidas de potencia, que es lo que haría un inversionista que</p>	<p>Se debería estudiar en qué lugares se han instalado turbinas en los últimos años y replicar los costos de estos lugares de instalación, buscando minimizar el costos de conexión e instalación.</p>	No se acoge	<p>Se solicita revisar respuesta a observación ID25.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			instala potencia de punta. En efecto, un inversionista elige aquel punto en que minimiza los costos de conexión y todos los costos de instalación (v.gr. terreno) y pérdidas de potencia.			
33	ANGLO AMERICAN SUR S.A.	5. DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICA NDO LOS REQUERIMI ENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALE S	El informe indica "Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 550 m3, 950 m3 y 1.200 m3, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, para un consumo estimado de 17 t/h, 29 t/h y 36,6 t/h para tamaños de 70	Dimensionar adecuadamente los estanques para unidades de punta y no para dar energía. Considerar sólo las inversiones en almacenamiento; en el caso de baterías, diseñar las baterías para dar punta y no para almacenar energía. Se sugiere revisar el estudio presentado recientemente del ISCI sobre "Evaluación de la Capacidad de Generación Térmica de Respaldo Diesel conectada a nivel de transmisión" donde se presenta el análisis	No se acoge	Se solicita revisar respuesta a observación ID 26.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>MW, 120 MW y 150 MW respectivamente."</p> <p>En el caso de baterías, el número de horas requerido para almacenar la energía fotovoltaica, debiera ser el requerido para dar la punta del sistema, es decir debieran ser baterías de prácticamente una hora.</p> <p>Este requerimiento de estanque parece sobredimensionado para una unidad de punta porque la unidad de punta funciona durante unas pocas horas durante las horas de LOLP máximo, no durante 4 horas diarias durante 5</p>	<p>cuantitativo historico y prospectivo del uso del diesel para suministrar suficiencia en la punta.</p> <p>https://chilesustentable.net/publicacion/evaluacion-de-la-capacidad-de-generacion-termica-de-respaldo-diesel-conectada-a-nivel-de-transmision-desafios-para-la-eficiencia-y-la-descarbonizacion/</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>días a la semana durante seis meses, al contrario de lo que supone el estudio. Al respecto cabe señalar que el art 48 del decreto 86 del 2012 establece que “La Comisión deberá determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico.” Por lo tanto no deben considerarse más que dichas horas de demanda máxima anual.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
34	GPM-AG	7. DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	Dentro de las partidas de costos consideradas para las Unidades Generadoras, no se entrega análisis sobre el nivel y restricciones de ruido en cada SE considerada en el estudio. En efecto, en la práctica junto con la incorporación de cada UG al parque generador, corresponde evaluar el impacto a nivel de emisiones de ruido y la realización de obras de mitigación para insonorización.		Se acoge parcialmente	Se acoge parcialmente. En los SSMM, al estar la ubicación de la unidad de punta dentro de la subestación existente, no es posible ajustarla para evitar receptores cercanos, por ello se incorpora análisis simplificado de receptores de ruido y el uso de medidas de mitigación adicionales en instalaciones existentes. Luego, en base a lo anterior, se ha considerado incorporar medidas de mitigación de ruido adicionales al equipamiento de la unidad generadora en los casos de las ubicaciones de Tres Puentes y Punta Arenas, tanto para turbinas a gas como grupos motor generador. Se destaca que en estos casos dicho costo ya estaba considerado, pero no estaba descrito en el informe, por lo que se agrega texto descriptivo. Adicionalmente, se debe considerar que, para los grupos motor generador en otras ubicaciones, se ha considerado dentro del costo del equipo la insonorización de container y no se

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
						han considerado medidas adicionales por no existir antecedentes de su uso en instalaciones existentes.
35	GPM-AG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA	Dentro de las partidas de costos consideradas para las Unidades Generadoras, no se considera el recargo de "Puesta en Marcha". El recargo de "Puesta en Marcha" corresponde a los		No se acoge	Este recargo está considerando dentro de los gastos del propietario.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
		UNIDAD DE PUNTA	<p>gastos en asesoría de personal de fábrica para resolver problemas de configuración del control y equipos accesorios que se dan al momento de dar los primeros arranques a la unidad generadora, así como también para efectuar el chequeo de que la instalación cumple con los requerimientos de fábrica. Por otro lado, este recargo incorpora los insumos iniciales que se requieren para operar la máquina. Como antecedente se adjunta estudio de Precios Unitarios utilizado en el proceso de</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			tarificación 2022-2026 de los SSMM (Desarrollado por Krea Energía), donde se considera este recargo (página 33).			
36	GPM-AG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	No se considera un porcentaje de incremento asociado a imprevisto en la determinación de los costos de Inversión. Esto no resulta coherente con el nivel de evaluación de prefactibilidad presentado en el Informe. Es de esperar bajos niveles de imprevistos cuando la cubicación de un proyecto se		No se acoge	Este recargo está considerando dentro de los gastos del propietario, en la partida contingencias.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>hace en base a una ingeniería de detalle y se cuenta con estudios de mecánica de suelos, cuando estos antecedentes no están disponibles, como es el caso de este estudio, no se pudo asegurar bajos niveles de imprevistos y menos cero imprevistos.</p> <p>Como antecedente se adjunta estudio de Precios Unitarios utilizado en el proceso de tarificación 2022-2026 de los SSMM de EDELMAG (Desarrollado por Krea Energía), donde se considera un porcentaje de imprevisto del 9,7% (página 36).</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
37	GPM-AG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>El recargo de flete más seguro para las unidades generadoras se calcula en el informe como el 3% del valor FOB, porcentaje inferior al que se utiliza en los procesos tarifarios de SSMM. Como antecedente se adjunta estudio de Precios Unitarios utilizado en el proceso de tarificación 2022-2026 de los SSMM de EDELMAG (Desarrollado por Krea Energía), donde se considera un recargo por flete más seguro del 7,7 % (página 16).</p>		No se acoge	<p>El valor del recargo por flete utilizado es consistente con estudios anteriores para la unidad de punta y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
38	GPM-AG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Hay un error en la potencia considerada para la determinación del valor FOB de la turbina Dual de 3MW para CPN y falta sumar el valor del Kit para dualizar la unidad (Anexo N°6 del informe).		Se acoge	
39	GPM-AG	15. ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA	El informe indica que el factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 10% (página 438). Esto es inconsistente con las vidas útiles definida en las bases para		No se acoge	El estudio tarifario al que hace mención la observante aún no es realizado, por lo que no es factible su utilización como antecedente.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>realizar el estudio tarifario de SSMM 2026-2030, donde se indica que la vida útil para las unidades generadoras a gas es de 24 año y 20 años para las unidades diésel. Se adjuntan bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, y Hornopirén, cuadrienio 2026-2030</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
40	GPM-AG	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>No se incluyen contratos de mantenimiento con el fabricante para turbinas de ciclo abierto y sólo se hace referencia a este tipo de contratos para las tecnologías renovables (página 349). Como antecedente se adjunta factura por el Fee mensual del contrato que mantiene EDELMAG con el proveedor Solar Turbines, por convenio de mantenición de las turbinas Solar de EDELMAG. La apertura de valores en la factura corresponde al pago por Turbina Titan 130 (15 MW),</p>		No se acoge	<p>No se acoge observación. Los costos asociados a contratos de mantenimiento, en el caso de unidades térmicas, forman parte del CVNC de acuerdo con lo indicado en la Norma Técnica de Coordinación y Operación.</p> <p>En la Norma Técnica antes señalada, no se consideran los costos de mantenimiento para tecnologías del tipo renovables como la solar y eólica, por lo anterior el Consultor ha incluido una estimación de los costos de los contratos de mantenimiento como costos fijos en la Unidad de Punta para los casos de la tecnología hibrida Solar + BESS e hibrida Eólica + BESS, en la componente de generación eléctrica.</p> <p>Adicionalmente, se complementará el informe técnico para mayor entendimiento y claridad.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			Turbina Mars 100 (10 MW), Turbina Titan 130 (15 MW) y Turbina Centauro 50 (4,6 MW) respectivamente.			

41	GPM-AG	<p>11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA</p> <p>Los criterios definidos en el informe, para definir el tamaño de la unidad de punta para los SSMM, son dos, según se indica en la página 338:</p> <p>“Con relación al tamaño de la Unidad de Punta, se tomó en cuenta lo establecido en las bases técnicas para el SEN. Para el caso de los SSMM, se debió ajustar el tamaño de la Unidad de Punta en función de dos criterios principales, por una parte un porcentaje (25%) de las demandas máximas esperadas del periodo 2025 – 2028 en los distintos SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del período 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.”</p> <p>Por el siguiente texto:</p> <p>“En relación con el tamaño de la Unidad de Punta, se consideró lo establecido en las bases técnicas</p>	<p>Se propone reemplaza el siguiente párrafo de la página 338 del informe:</p> <p>“Con relación al tamaño de la Unidad de Punta, se tomó en cuenta lo establecido en las bases técnicas para el SEN. Para el caso de los SSMM, se debió ajustar el tamaño de la Unidad de Punta en función de dos criterios principales, por una parte un porcentaje (25%) de las demandas máximas esperadas del periodo 2025 – 2028 en los distintos SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del período 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.”</p> <p>Por el siguiente texto:</p> <p>“En relación con el tamaño de la Unidad de Punta, se consideró lo establecido en las bases técnicas</p>	<p>No se acoge</p>	<p>Producto de la experiencia del Consultor en estudios similares, el criterio utilizado correspondiente al 25% de las demandas máximas esperadas del periodo 2025 – 2028, para los SSMM, representa adecuadamente el tamaño de la Unidad de Punta principalmente en aquellos SSMM de tamaño menor, los cuales representan la gran mayoría de los actuales en las regiones de los Lagos (Cochamó y Hornopirén), Aysén (Palena, Puerto Cisnes, Chile Chico, Chacabuco, Tehuelche) y Magallanes (Porvenir y Pto. Williams). Por su parte, los criterios utilizados por el Consultor han sido aplicado a estudios anteriores y similares (estudios de costos de mercado de unidades generadoras) para varios de los SSMM de la Región Magallanes en concordancia con el operador de dichos SSMM, obteniendo valores del tamaño de la Unidad de Punta consistentes con los tamaños de las unidades generadoras actuales que son utilizadas para dicha necesidad. Por lo anterior, los criterios planteados y establecidos por el Consultor se mantienen de acuerdo</p>

	<p>2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del periodo 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.”</p> <p>El primer criterio no tiene ninguna base que la justifique y el segundo es una diferencia entre la máxima del periodo y la máxima promedio, pero no se especifica en qué horario se toma el promedio, pero dado los resultados, como por ejemplo para el sistema eléctrico de Punta Arenas (unidad de punta de 15 MW), pareciera que está</p>	<p>para el SEN. Para el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), se debe definir el tamaño de la unidad de punta como la diferencia máxima, en megavatios (MW), entre la demanda máxima y mínima dentro de un mismo día y en el horario de punta, durante el periodo 2025-2028. Esta diferencia debe calcularse en base a la proyección de demanda horaria contenida en el último estudio de tarificación de Sistemas Medianos.”</p>	<p>con lo indicado en el Informe Técnico Preliminar.</p>
--	--	---	--

	<p>incluyendo las máximas de todos los días incluyendo feriados, lo que distorsiona el resultado.</p> <p>Para los sistemas medianos de EDELMAG, el requerimiento real de potencia adicional se da en los horarios de punta, que es de lunes a sábado entre las 17:00 y 22:00 horas, entre los meses de mayo a septiembre, exceptuándose los domingos, feriados y sábados inmediatamente a un viernes festivo o anterior a un lunes festivo. El criterio de definición de tamaño de la unidad de punta debe considerar este horario.</p>	
--	---	--

	<p>Se propone considerar, como tamaño de la unidad de punta para un Sistema Mediano, a la diferencia máxima en MW entre la demanda máxima y mínima dentro de un mismo día y dentro del horario de punta en el periodo 2025-2028, considerando la proyección de demanda horaria del último estudio da tarificación de Sistemas Medianos. Se adjunta como referencia hoja Excel “Tamaño Punta”, con los valores y estimación de tamaño de unidad de punta, considerando las demandas reales del año 2025 para los sistemas medianos de EDELMAG.</p>		
--	---	--	--

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
42	GPM-AG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 216: Figura 127 a la que se hace mención no esta actualizada. El lugar donde se indica que existe espacio para instalación de nueva unidad generadora ya esta ocupado por otras instalaciones.		Se acoge	
43	GPM-AG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA	Página 216: Se indica que en CTP no se observan restricciones ambientales, pero si existen restricciones ambientales asociadas a ruido.		Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
		INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA				
44	GPM-AG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 218: Se debe evaluar si existe espacio disponible para instalar una nueva sala eléctrica, ya que con la incorporación del trafo 8 y los motores Caterpillar el espacio indicado ya no existe.		Se acoge parcialmente	Se acoge observación. Se evaluó información actualizada y se considera que sí existe espacio para nueva sala eléctrica. Dicha ubicación se muestra en la figura 217 actualizada.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
45	GPM-AG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 219: Figura 130 desactualizada. En este espacio se encuentran instalados motores Caterpillar.		Se acoge	
46	GPM-AG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA	Página 221: Se indica que en CPN no se observan restricciones ambientales, pero si existen restricciones ambientales asociadas a ruido.		Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
		INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA				
47	GPM-AG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 222: Se indica que existe un patio de 13,2 kV. Actualmente hay dos patios, el principal donde se conectan unidades generadoras y cabecera de alimentadores y un segundo donde se conectan tres unidades diésel y está ubicado detrás de los talleres.		Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
48	GPM-AG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 224: Se indica que en CPO no se observan restricciones ambientales, pero si existen restricciones ambientales asociadas a ruido.		Se acoge parcialmente	Se corrige texto. Se destaca que, si bien en Central Porvenir existen receptores relativamente cercanos, no se cuentan con antecedentes que indiquen la necesidad de medidas de mitigación adicionales a las incluidas en el equipamiento de generación.
49	GPM-AG	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	El estudio considera unidades BESS Stand Alone como posible unidad de punta. No obstante, esto podría entrar en conflicto con la LGdeSE, dado que esta última especifica que las candidatas solo son	Revisar Legalidad de esta alternativa	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a observación ID 3.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			unidades generadoras			

50	GPM-AG	<p>4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA</p> <p>El estudio considera alternativas de unidades diesel en diversas Subestaciones de SEN. No obstante, no se especifica en cuales de estas S/E sean realmente factible de instalar, considerando los criterios Medioambientales (Ejemplo Región Metropolitana), y criterios de logística de combustible. Esto último considerando que el consumo de diesel, y las horas mínimas exigidas, podrían limitar unidades de mayor tamaño que puede instalarse en ciertas zonas.</p>	<p>Se sugiere especificar los tamaños de unidades realmente factibles en barras, de acuerdo a estos criterios</p>	No se acoge	<p>El informe aborda las restricciones para las instalaciones de la unidad de punta mediante una metodología consistente con estudios anteriores para dicha unidad y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
51	GPM-AG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Revisar los costos de Trasnformadores de unidades generadoras, en particular de los asociados a tecnologías Aero+Bess y Bess alone. Esto dado que en algunos casos los costos de transformadores y todos sus costos asociados tienen los mismos valores para proyectos de unidades de distinto tamaño (70, 120 y 150 MW). Al parecer es un error de datos.	Revisar y corregir los valores de costos de tranformación para Aero+Bess y Bess alone	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
52	GPM-AG	9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM	El resumen de resultados de flujo de potencia, establece que existen restricciones de transmisión que limitan la inyección de unidades mayores de 70 MW, incluso en algunos casos las limitaciones bajarían de este umbral	Considerar estos criterios de manera de aclarar que solo las unidades de 70 MW son factibles de instalar en todas las barras, y que tamaños mayores no es factible debido a restricciones de transmisión.	No se acoge	No se acoge observación. La sección en cuestión no establece lo indicado en la observación. Por el lado de los flujos de potencia, la limitación solo es en los casos de la S/E Roncacho (solo 70 MW) y S/E Parinas (ninguno de los tamaños estudiados es viable). Por el lado de los estudios de cortocircuitos, se establece que recién al año 2028 en el caso base (sin unidad de punta) existen niveles de cortocircuitos que son superiores a la capacidad de ruptura de ciertos interruptores pertenecientes a las subestaciones Quillota, Alto Jahuel y Charrúa. En los casos de la instalación de una unidad de punta cercana a estos puntos, provoca un mayor aumento en estos niveles (no mayor al 3%), particularmente en las subestaciones de Nogales, Candelaria y Entre Ríos, respectivamente. Al ser limitaciones que se presentan en instalaciones nacionales en el caso base (sin unidad de punta), recién a partir del año 2028, implica que estas no

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
						representan una limitante atribuible a la incorporación de la unidad de punta, la cual por su naturaleza (cambio de interruptor) puede resolverse en plazos acotados mediante los mecanismos establecidos para la expansión de la transmisión. Respecto a los estudios de estabilidad, no se aprecian restricciones.
53	IPS Energy	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	<p>En la selección de las capacidades de almacenamiento BESS consideradas para el suministro de demanda punta (70, 120 y 150 MW), existiría una inconsistencia respecto de la vida útil de evaluación de los proyectos, establecida en 15 años.</p> <p>De acuerdo con la Tabla 105 del informe, al año 15 la</p>	<p>En base a lo anterior, el estudio consideró solo sistemas de almacenamiento stand alone del tipo BESS. Respecto al tamaño de estos sistemas, su potencia será la misma que para las unidades generadoras, lo que en el caso de SEN corresponde a 100 MW, 170 MW y 213 MW. La capacidad de almacenamiento será de 5 horas en concordancia con el periodo de control de punta.</p>	Se acoge parcialmente	<p>Se ha incorporado, en el cálculo del precio de la potencia para el caso BESS stand alone, un factor que da cuenta de la degradación de las baterías.</p> <p>Se destaca que, para estos efectos, se consideró la información recibida de los fabricantes y una cantidad de ciclos consistente con el régimen de operación de una unidad de punta, el que corresponde a un ciclo por día de punta al año. Adicionalmente, dado este régimen de operación, la vida útil considerada es de 20 años.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>degradación de los sistemas BESS puede alcanzar hasta un 70% de su capacidad inicial, lo que implica que las potencias nominales definidas no se mantendrán constantes a lo largo del periodo de análisis.</p> <p>Por tanto, para asegurar que la capacidad disponible al final del horizonte de evaluación corresponda efectivamente a 70, 120 y 150 MW, se debería considerar una capacidad inicial significativamente mayor, del orden de 100, 171 y 213 MW respectivamente.</p> <p>Esta corrección tiene</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>implicancias directas sobre el costo total del proyecto, ya que los valores base de inversión (CAPEX) se verían incrementados al dimensionar el sistema BESS con una capacidad inicial superior, de modo de compensar la pérdida progresiva por degradación. En consecuencia, los precios básicos de potencia calculados en el informe estarían subestimados, al no reflejar el costo real requerido para mantener la capacidad útil comprometida durante toda la vida útil de 15 años.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
54	IPS Energy	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	Sumado a la observación anterior, se debe corregir la cantidad de horas por las que se debe entregar control de punta, pues en el mismo punto dice 5 horas, cuando el informe define en 4 horas el período de control de punta.	En base a lo anterior, el estudio consideró solo sistemas de almacenamiento stand alone del tipo BESS. Respecto al tamaño de estos sistemas, su potencia será la misma que para las unidades generadoras, lo que en el caso de SEN corresponde a 100 MW, 170 MW y 213 MW. La capacidad de almacenamiento será de 4 horas en concordancia con el periodo de control de punta.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a observación ID 53.
55	IPS Energy	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	No se deberían considerar sistemas de almacenamiento BESS stand alone como tecnologías válidas para prestar unidad de punta. La legislación es explícita en que el costo marginal de potencia se debe calcular a partir de unidades generadoras. Pues,	Comentar por qué se considera la tecnología BESS stand alone dentro del Informe de Costos de Unidad Punta, cuando la legislación no incluye esta tecnología como una válida para suministrar demanda punta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a observación ID 3.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>la ley 21.505 (o “de almacenamiento”) modificó la LGSE con el objetivo, entre otros, de explicitar el reconocimiento de potencia para los sistemas de almacenamiento, pues hasta ese entonces sólo era asignado a unidades generadoras.</p> <p>- LGSE Art. 162: “(...) 3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>demandas y ofertas de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo; (...)"</p> <p>Luego, el legislador no consideró una modificación en el artículo 162 respecto a que estas unidades sean consideradas como parte de la posible oferta de potencia marginal en el sistema</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
56	IPS Energy	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	<p>Respecto de las centrales que operan con diésel en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se recomienda replantear la factibilidad de proyectos con capacidades superiores a 100 MW del tipo TG Diesel, considerando las crecientes dificultades ambientales, sociales y de aceptación territorial que enfrenta este tipo de desarrollos en distintas zonas del país.</p> <p>En línea con ello, se analizan las centrales que han sido comisionadas en los últimos 5 años. De</p>	<p>Se solicita reconsiderar la factibilidad de desarrollar una central sobre 100 MW del tipo TG Diesel</p>	No se acoge	<p>Es relevante destacar que las razones indicadas en la presente observación son independientes del tamaño, por lo que no se encuentra justificado el umbral solicitado (100 MW) y van más allá del alcance del presente estudio. Luego, los ejemplos presentados no corresponden a lo indicado en la solicitud (turbinas a gas a ciclo abierto operando con Diesel) sino a centrales Diesel en base a grupos motor generador. Si se analizan centrarles térmicas en base a turbinas a gas en ciclo abierto, instaladas desde el año 2000, con tamaños compatibles con los analizados (70 MW, 120 MW y 150 MW), estos en su mayoría son sobre los 100 MW (9 casos sobre 100 MW, 3 casos bajo 100 MW). Se destaca que las ultima unidad instalada de este tipo corresponde a TER Los Guindos, el año 2019, con una capacidad del orden de los 138 MW. El hecho que no existan nuevas unidades de este tipo en servicio, instalados posterior a 2019, no</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>estas, existen sólo 6 centrales que han entrado en operación desde 2021, sumando 548 MW con tamaños entre 50 y 150 MW. Mientras que sus permisos ambientales se iniciaron en un caso en 2008 (17 años atrás, Central Maitencillo) y el resto entre 2015-2017 (10 años atrás, las centrales Chagual, Combarbalá, Pajonales, Llanos Blancos y San Javier).</p> <p>Considerando las crecientes dificultades ambientales, oposición social (comunidades) y de</p>			necesariamente dice relación con las razones indicadas en la observación, ya que existen también otras razones, por ejemplo, a razones de precio.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>aceptación territorial que enfrenta este tipo de desarrollos en distintas zonas del país (incluso oposición contra centrales renovables como solares y eólicas), la factibilidad de centrales con tamaños sobre 100 MW no parece plausible, reconsiderar factibilidad realista de tamaño de proyectos.</p> <p>Finalmente, la experiencia del sector es que las centrales declaradas en construcción (registros obtenido de la CNE) no siempre pueden considerarse como</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			centrales que efectivamente entrarán en operaciones debido a los sucesivos retrasos en permisos sectoriales y temas relacionados con comunidades y autoridad local.			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
57	IPS Energy	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Respecto al supuesto utilizado en el informe de considerar como factibles subestaciones en que haya vertimiento:</p> <p>i. El análisis se hizo a partir de un año y además es histórico. Esto no es un argumento razonable de que esos vertimientos se mantengan en el futuro (y menos por 15 años).</p> <p>ii. Que exista vertimiento no garantiza que la inyección o disponibilidad de la energía almacenada sea en las horas de punta para entregar suficiencia.</p>	<p>El siguiente texto, debiese considerar un estudio propio donde se realice una proyección de vertimiento en el horizonte temporal de evaluación de un sistema BESS stand alone (15 años).</p> <p>Por su parte para la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BES) Stand Alone se utilizará como primer criterio para definir las subestaciones del SEN candidatas para el emplazamiento de la tecnología antes señalada, las distintas de zonas geográficas establecidas en el estudio denominado “Estudio32 de Almacenamiento de Energía del SEN” de agosto 2023 realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>	Se acoge parcialmente	<p>Se revisó el criterio y se optó por calcular los costos de inversión para los sistemas BESS stand alone en todas las subestaciones estudiadas.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>Un BESS Stand Alone bajo un despacho basado en costos y optimizado centralmente no decide la inyección de la energía almacenada.</p> <p>El Coordinador debe gestionar el almacenamiento como parte de su rol de minimizar el costo total actualizado de operación y falla del sistema. Luego, esto no garantiza disponibilidad del recurso en las horas de punta, pues no es parte de la función objetivo que se resuelve.</p>			
58	IPS Energy	11. COSTOS DE INVERSIÓN	En el documento es señalado que la cantidad de personal	General: Se debe solicitar un aumento de la dotación de personal, con el fin de garantizar	Se acoge parcialmente	Se ha revisado la dotación. Adicionalmente, se ha homogenizado la dotación entre

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
		Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	para la operación óptima de la central es fija e independiente de la potencia de la unidad para una misma tecnología. Ahora bien, al realizar una comparativa entre la cantidad de jefes de turno-operadores para las tecnologías TG (Tabla 37) y CRA BESS (Tabla 40), se aprecia que esta última necesita una menor cantidad de personal, lo cual no se encuentra justificado. Luego, la cantidad de personal para CRA BESS no sería suficiente con el fin de cumplir con la legislación laboral (turnos día y noche, más descansos) y	la operación óptima de la central y sobreponerse a la falta de funcionarios por enfermedad o vacaciones, además, el número final de funcionarios debe ser independiente de la tecnología o aclarar la razón de una diferenciación para las CRA BESS.		distintas tecnologías para los casos del SEN.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			suplir la falta de personal por enfermedad o vacaciones.			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
59	IPS Energy	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>El informe está considerando que la compra de un repuesto es cada 8000 horas cronológicas, para luego determinar un costo proporcional a las horas de operación de una unidad de punta.</p> <p>Sin embargo, los mantenimientos que implican el cambio de partes calientes son basados en las EOH de una unidad, lo que es diferente a considerar horas de operación cronológicas. Esto porque las EOH consideran horas equivalentes de encendido y apagado, de este modo las EOH serán</p>	<p>Corresponde al costo de repuestos de partes calientes de las turbinas a gas y de repuestos menores en el caso de los motores-generadores. Estos repuestos son estratégicos y necesarios para atender reparaciones de emergencia, además de los mantenimientos programados según las horas equivalentes de operación (EOH, por sus siglas en inglés) establecidas en los contratos LTSA.</p> <p>Los costos de repuestos corresponden, por tanto, a los componentes que deben estar disponibles previamente a los mantenimientos por EOH, lo que establece una relación directa entre la operación y la compra del repuesto: a mayor operación de la unidad, antes deberá realizarse su adquisición, de modo de contar con él antes del mantenimiento correspondiente.</p>	No se acoge	<p>Adicionalmente, se ha eliminado el concepto de repuestos de partes calientes ya que son parte de los Costos Variables Combustibles (CVC), en concordancia con la Norma Técnica de Coordinación y Operación.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>mayores a las horas cronológicas.</p> <p>Entonces, se solicita revisar que las cotizaciones por reemplazo de repuestos tipo "partes calientes" hayan sido evaluadas correctamente respecto a EOH y no horas cronológicas. Pues los repuestos deben ser reemplazados cada cierta cantidad de EOH.</p>	<p>En este sentido, se considera la compra de repuestos cada 8.000 EOH (horas de operación + partidas y apagados), utilizando dicho valor para determinar un costo proporcional a las horas de operación de una unidad de punta. Pues, los mantenimientos que implican el recambio de partes calientes se definen generalmente en función de las EOH de la unidad, por lo que las 8.000 horas consideradas corresponderán en realidad a EOH y no a horas cronológicas. Por ello, se ajusta este criterio para reflejar de manera más precisa la relación entre operación, mantenimiento y reposición de repuestos.</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
60	IPS Energy	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Al revisar el detalle de los costos de subestación (caso base 70 MW) incluidos en los anexos, se observa una disminución del orden del 21% en la partida de Construcción y Montaje respecto de los valores presentados en el Informe de Determinación de Costos de Unidad de Punta 2021.</p> <p>Resulta especialmente relevante confirmar si esta disminución responde a eficiencias metodológicas, ajustes de precios de mercado o modificaciones en el</p>	<p>Dado que no se identifican cambios sustantivos en los supuestos técnicos, de localización o en los parámetros constructivos de referencia que justifiquen esta reducción, se solicita aclarar el fundamento de dicha variación o, en su defecto, revisar la consistencia de los valores utilizados.</p>	Se acoge parcialmente	<p>Se revisaron y ajustaron valores. Considerar que en este estudio se actualizó la base de referencias de precios unitarios en relación con el estudio anterior. Adicionalmente, se debe considerar el efecto del tipo cambio que, en el caso del estudio anterior, a enero 2020 correspondía a 772,7 USD/CLP, y, en el caso del estudio actual, corresponde a enero 2024 con un valor de 907,99 USD/CLP. Luego, considerando un ajuste de tipo de cambio en el caso de la Subestación Nogales se tiene un aumento de 6.8 % para la componente Construcción y Montaje en la subestación.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			alcance de las obras, pues una diferencia de esta magnitud podría impactar significativamente los costos totales de inversión considerados para la evaluación de las unidades de punta.			
61	IPS Energy	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	El informe no aborda adecuadamente los costos fijos y logísticos asociados a garantizar el suministro de gas natural (GNL dado el requerimiento de contar con gas a firme, no gas interrumpible) para una unidad de punta durante todo el año, lo que subestima los costos reales de disponibilidad.	No se observa texto que incorpore costos fijos de contrato firme, disponibilidad segura y logística de combustible para contar con el suministro de este en el suministro de potencia punta.	No se acoge	Se solicita revisar respuesta a observación ID 1.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>i. Costo fijo de regasificación y entrega de gas: el suministro de GNL conlleva costos anuales de regasificación importantes. Los contratos de regasificación establecen entregas a tasas constantes, lo que debe analizarse desde el punto de vista entregas máximas horarias y operación en punta de la infraestructura de regasificación y transporte.</p> <p>ii. Costo fijo de transporte: El transporte de gas natural se realiza mediante contratos en firme con</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>gasoductos, los cuales presentan las mismas restricciones horarias que los contratos de regasificación.</p> <p>Alternativamente, existen contratos variables o “interrumpibles”, pero estos no ofrecen seguridad de suministro, condición indispensable para una unidad de respaldo o suficiencia. Por tanto, debe considerarse un contrato firme con costo fijo anual, incluso si el gas no es utilizado regularmente.</p> <p>iii. Costo de combustible y almacenamiento: El</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>uso de GNL spot no representa una alternativa eficiente, ya que los embarques mínimos abarcan volúmenes de varios meses y los contratos de almacenamiento o regasificación obligan al usuario a consumir el gas comprometido o pagar sobrecostos elevados. Esto incrementa significativamente el costo de mantener disponibilidad energética sin un uso continuo del combustible.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
62	IPS Energy	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>El informe no aborda adecuadamente los costos fijos y logísticos asociados a garantizar el suministro continuo de diesel para una unidad de punta durante todo el año, lo que subestima los costos reales de disponibilidad.</p> <p>Se asume que el proveedor de combustible entregará el insumo de forma flexible y con cobro únicamente por volumen entregado, sin costos fijos de disponibilidad o transporte. En la práctica, debiera incluirse la logística necesaria (por</p>	<p>Incorporar costos (por ejemplo considerar contratos a firme para determinadas componentes, disponibilidad segura y logística de combustible) con el fin de efectivamente suministrar potencia en las horas de punta.</p>	No se acoge	<p>Se solicita revisar respuesta a observación ID 1.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			ejemplo flota dedicada de camiones cisterna o infraestructura adicional de almacenamiento) que garantice un stock mínimo para un nivel de seguridad determinado por la autoridad.			
63	IPS Energy	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	En las partidas de costo de BESS, se entiende que capex BESS no incluye características grid forming pese a que se ha mencionado que será solicitado por la autoridad en la modificación de la NTSyCS, que incorpora conceptos de Robustez y Anexos técnicos complementarios en materia de Inyección	<p>Se solicita aclarar incorporación de atributo grid forming en cotización BESS e impacto en aumento de costo por suministro de equipos.</p> <p>Luego, en caso de no incorporar grid forming, se solicita explicar por qué no se considera este atributo a pesar de que modificación normativa así lo exige.</p>	No se acoge	<p>El Informe Técnico desarrollado por la Comisión tiene como objetivo determinar los costos fijos de inversión y de operación de la unidad de punta, contemplando la normativa vigente.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>de Recursos Basados en Renovables (IBR).</p> <p>En esta modificación de la NTSyCS, se incorpora la exigencia de que todos los sistemas de almacenamiento deberán ser grid forming o tener la capacidad de convertirse en uno. Dado que la función de este tipo de sistemas de almacenamiento no sería simplemente el arbitraje de energía, sino que también capacidad de grid forming, la electrónica de potencia requerirá de mayor complejidad y mayor costo.</p> <p>Sin embargo, la</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>partida de costo de los sistemas BESS, no es clara en explicar que se considera una cotización de BESS con capacidad de grid forming o sólo arbitraje de energía. Por lo tanto, podría ser que al incluir una cotización de BESS que incluya grid forming, el precio base de suministro de equipos BESS incurra en costo adicional y con ello un aumento en el precio básico de potencia BESS.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
64	IPS Energy	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Si bien el informe reconoce las diferencias operacionales y de diseño entre turbinas Heavy Duty (HD) y Aeroderivativas (AD), no se aprecia con claridad cómo dichas diferencias se reflejan en las partidas de costos ni en los anexos técnicos. En particular, el documento parece haber considerado una configuración tipo Heavy Duty como referencia base para la estimación de costos, sin especificar explícitamente los ajustes o factores aplicados para	Se sugiere aclarar en el informe qué tipo de turbina fue utilizada como referencia en los cálculos, y en caso de tratarse de una HD, incorporar un ajuste que represente de manera más fiel las condiciones técnicas y económicas de una turbina Aeroderivativa en aplicaciones de punta.	No se acoge	Las unidades consideradas para el cálculo del costo tipo son HD. Según lo indicado en el informe técnico (ver tabla 2), no existen diferencias significativas de costo de inversión y las diferencias en factores de flexibilidad son irrelevantes para la aplicación de unidad de punta. Respecto a lo costos operacionales, no es relevante para la unidad de punta por ser parte del CVNC.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>reflejar las características propias de una unidad de punta Aeroderivativa.</p> <p>Esto resulta relevante, ya que las turbinas HD y AD presentan perfiles operacionales y costos significativamente distintos. Las turbinas Aeroderivativas, por ejemplo, están diseñadas para operación flexible y arranques frecuentes, con menores tiempos de puesta en servicio y mejor respuesta ante variaciones de demanda, aunque con mayores costos unitarios de mantenimiento por</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			hora equivalente de operación. En contraste, las turbinas Heavy Duty están orientadas a operación continua o de base, con menor flexibilidad, lo que las hace menos adecuadas para el despacho intermitente típico de una unidad de punta.			
65	IPS Energy	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Se observa una diferencia significativa en los costos asociados al equipamiento del transformador y subestación de salida 13,8/220 kV, además de una inconsistencia entre los valores presentados en las tablas del cuerpo principal del informe	-	Se acoge parcialmente	Se revisó consistencia de valores de subestación de salida y consistencia entre valores presentados en el informe y planilla incorporada en el Anexo 6.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>y los valores incluidos en los anexos técnicos. En particular, las Tablas 69 y 86 (TG 70 MW y BESS 70 MW respectivamente) del informe reportan valores de USD 1.755.463 y USD 2.496.365 respectivamente para el ítem “Equipamiento Subestación de Salida 13,8/220 kV”, tomando como referencia la Subestación Parinas, la cual es común a todas las tecnologías analizadas.</p> <p>Esta diferencia resulta inconsistente, dado que el equipamiento de la subestación de</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>salida —incluyendo transformadores elevadores, barras, interruptores, y celdas de conexión— es agnóstico al tipo de tecnología de generación (TG o BESS) y, en consecuencia, su costo debiese mantenerse constante para una misma capacidad nominal y ubicación geográfica.</p> <p>Por tanto, se sugiere revisar la consistencia entre las tablas y los anexos, y precisar si los costos mayores responden a un ajuste técnico o corresponden a un error de transcripción o</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			duplicidad de partidas.			
66	Teck	6. DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS	Repecto de las turbinas a gas, se solicita corroborar que las características tales como partida rápida, black star, regulación de frecuencia o reserva fría, deben pagar ser pagadas por el mercado de Servicios Complementarios correspondientes y no son parte del costo de la unidad	Corroborar que no hay inversiones asociadas a la prestación de SSCC en la estructura de costos de la unidad de punta.	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			de punta, ya que no son parte del costo marginal de la potencia. Esto en coonsitena con el estudio 2021.			
67	Teck	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	Se presentan 3 alternativas de tamaños de unidades para dar la punta del sistema de 70, 120 y 150 MW. Dada la alta variabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a causa de la creciente integración de energía renovable variable (principalmente solar y eólica), la	Se solicita considerar unidades de 150 MW para la determinación del costo de la unidad de punta para el SEN	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a observación ID 3.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			unidad seleccionada debe ser capaz de operar con las elevadas niveles de potencia y tasas de rampa, se sugiere considerar la unidad de 150 MW.			
68	Quintero Energía	6. DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS	punto 6.2.3 se hacen las estimaciones de Costo Capital del Petróleo en base a stock de 60%, sin embargo el Coordinador Eléctrico Nacional ha solicitado mantener STOCK mínimo de 70%.	Se recomienda recalcular con Stock del 70% de autonomía en Estanques de petróleo.	No se acoge	Lo solicitado no se encuentra definido en la normativa vigente.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
69	Quintero Energía	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Costos fijos de Operación en TG 70, 120 y 150 MW (Tabla 37) debe incluir un técnico instrumentista	Los costos deben incrementarse el valor de un técnico en instrumentación y control (sumar 2156 USD mes)	Se acoge	
70	Quintero Energía	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Tabla 42 se debe modificar consideración de Valor Unitario del petróleo ya que considera 60% de nivel de estanque y debe considerar 70%	Valor Total acumulado USD para: 70 MW es 285.525 USD; 120 MW es 493.697 USD; 150 MW es 623.618 USD.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a observación ID 68.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
71	Quintero Energía	14. MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD	Tabla 106 de Mayores costos de flexibilidad de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone, se indica que el pago por enlace de comunicaciones AGC al año es de 12.000 USD, considerando un enlace. Sin embargo para AGC se requiere un enlace cuya disponibilidad sea superior a 99,95%, lo que obliga a tener 2 enlaces de comunicaciones y no uno.	Se debe considerar 2 enlaces de comunicaciones, por lo que el valor por dicho concepto debe ser 24.000 usd/año.	Se acoge parcialmente	Se corrige tabla. Cabe señalar que los costos indicados en la sección de mayores costos por flexibilidad no forman parte de los costos de la Unidad de Punta.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
72	Sonnedix	7. DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	<p>Se indica que "Diésel con un contenido de 15 ppm se encuentra disponible para todo el país, por lo que se considera razonable asumir la disponibilidad de dicho combustible para la operación con diésel", lo cual no necesariamente es así para distintas épocas del año y zonas del país (por ejemplo, verano en el sur del país) y para los requerimientos que imponen los distintos tamaños de unidad de punta analizados.</p>	<p>Se requiere indicar si la logística también es suficiente para ese tipo de combustible y para los diversos tamaños de unidad y en las distintas zonas del país.</p>	No se acoge	<p>Se ha actualizado la sección respecto a la normativa contenida en Decreto 39, de Jun -2024, el cual FIJA ESPECIFICACIONES DE CALIDAD Y REQUISITOS DE COMBUSTIBLES QUE INDICA. En ella se ajusta el contenido de azufre de Diesel B-1 a 10 ppm. Adicionalmente, el Diesel B-1 está disponible en todo el país.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
73	Sonnedix	7. DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	Se indica que no se ha considerado ni se ha analizado en profundidad el anteproyecto definitivo de modificación del D.S. 13, dado que este no está vigente aun por lo que no es aplicable al presente estudio.	Se sugiere tener un análisis de los impactos de este anteproyecto para efectos de determinar la factibilidad de instalar unidades de distintos tamaños, ante la entrada de la nueva norma.	No se acoge	Lo indicado se encuentra fuera del alcance del presente estudio, ya que lo solicitado no corresponde a una norma vigente.
74	Sonnedix	9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SMMM	Como se establece el artículo 49 del DS86/2012 el Estudio de Unidad de Punta "deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y	Se solicita que la definición del tamaño de unidad de punta considere las restricciones reales del país con este tipo de unidades. Asimismo, se sugiere incluir una tabla que incluya las distintas limitaciones y sus intersecciones, es decir, para los distintos tamaños de unidad si es factible cumplir con las distintas restricciones, técnicas, ambientales, etc. Por ejemplo, en este capítulo se indica que no sería factible ambientalmente la instalación de una Unidad de Punta en la Región	No se acoge	No se acoge observación. El informe aborda las restricciones para las instalaciones de la unidad de punta mediante una metodología consistente con estudios anteriores para la unidad de punta y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.". Si bien es claro que en esta etapa del proceso se deben determinar distintas opciones en tamaño de unidad de punta, éstas deben ser consistentes con ciertas restricciones físicas y normativas de la realidad del país, tales como: capacidad de la infraestructura de transmisión y de suministro de combustible, logísticas, restricciones ambientales para obtener permisos y luego para operar, entre otros aspectos.</p>	<p>Metropolitana, para tamaños sobre 70 MW, esto debiera ser considerado en la tabla.</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
75	Colbun S.A.	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	El informe técnico de la CNE utiliza costos fijos referenciales que son valores promedios por tecnología (por ejemplo, TG CA, Ciclo Combinado, BESS), sin considerar las condiciones particulares de cada unidad, contratos de mantenimiento, costos de seguros, ubicación geográfica, etc, lo cual impacta en la remuneración de potencia de las centrales. Es por esto, que con el fin de contar con un correcto reconocimiento de la unidad de punta, sugerimos que se permita declarar	Se sugiere incorporar una sección en el proceso donde los propietarios puedan declarar sus costos fijos unitarios al consultor para que este los considere en la elaboración del estudio, en régimen de confidencialidad.	No se acoge	<p>En primer lugar, se establece que para los costos fijos, la estimación no se basa en un valor tipo o promedio por tecnología, sino en una estructura de costos estimativos, la cual ya considera, entre otros aspectos, contratos de mantenimiento para las tecnologías que correspondan, costos de seguros y factores de ajuste por costo de mano de obra por ubicación geográfica.</p> <p>Adicionalmente, se destaca que un proceso de declaración de costos fijos no está contemplando en la normativa vigente, por lo cual la propuesta presentada esta fuera del alcance de presente informe.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			costos fijos unitarios al consultor por unidad, para que este ultimo los considere dentro de los antecedentes del estudio. Estos costos deberían ser auditables y trazables, desglosados en categorías estandarizada, lo cual permite reflejar la realidad de cada planta.			
76	Colbun S.A.	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	En este capítulo se definen las partidas de costos fijos de inversión y de operación de las tecnologías analizadas, incluyendo distintas configuraciones de sistemas de almacenamiento: centrales solares	Se sugiere incorporar un costo adicional asociado a la repotenciación o reposición de celdas para los sistemas de almacenamiento (CAPEX recurrente) que permita compensar dicha degradación y mantener la capacidad operativa del sistema, o aclarar si esta siendo considerado en el estudio.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar respuesta a ID 53.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>fotovoltaicas híbridas con almacenamiento, centrales eólicas híbridas con almacenamiento y sistemas de almacenamiento stand alone.</p> <p>Respecto de estas configuraciones, se observa que ciertos componentes de los costos asociados a los sistemas de almacenamiento no se encuentran plenamente incorporados en las partidas consideradas, lo que podría implicar que los resultados no reflejen de manera precisa el costo real de esta tecnología.</p> <p>En particular, identificamos que no se considera la</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>degradación del sistema de almacenamiento a lo largo de su vida útil. Mientras que las tecnologías de turbinas de gas (TG) pueden mantener su potencia nominal durante todo el periodo de operación, los sistemas de almacenamiento presentan una pérdida progresiva de capacidad, alcanzando aproximadamente un 70% de su potencia nominal hacia los 15 o 20 años. En consecuencia, debiese incorporarse un costo adicional asociado a la repotenciación o</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			reposición de celdas (CAPEX recurrente) que permita compensar dicha degradación y mantener la capacidad operativa del sistema.			
77	Colbun S.A.	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	En este capítulo se definen las partidas de costos fijos de inversión y de operación de las tecnologías analizadas, incluyendo distintas configuraciones de sistemas de almacenamiento: centrales solares fotovoltaicas híbridas con almacenamiento, centrales eólicas híbridas con	Se recomienda modelar la vida útil de los sistemas de almacenamiento en función de los ciclos de operación de estos, con el fin de reflejar de manera más precisa los costos de inversión, reemplazo y desempeño a lo largo del tiempo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar respuesta a ID 53.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>almacenamiento y sistemas de almacenamiento stand alone. Para estos casos, el informe trata la vida útil del sistema BESS de manera similar a la de una turbina de gas, considerándola fija. Creemos que esto no es lo más adecuado, dado que la vida útil de un BESS depende principalmente del número de ciclos de carga y descarga. Por lo tanto, se recomienda modelar este parámetro en función de los ciclos de operación, con el fin de reflejar de manera más precisa los costos de inversión, reemplazo y desempeño a lo largo del tiempo.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
78	Colbun S.A.	1. ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	<p>En este capítulo se establece que para las CRCA el insumo primario es necesario para desarrollar los proyectos y que además este tiene que tener un costo variable igual a cero, dando a entender que la componente de almacenamiento solo se cargará mediante la componente de generación del CRCA. Sin embargo, el CEN tratará indistintamente la componente de generación y la componente de almacenamiento de un CRCA. En este sentido, la componente de almacenamiento de</p>	<p>Se sugiere modificar la redacción para aclarar que una CRCA puede cargarse desde la red, por lo que puede tener un costo variable mayor a cero.</p>	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			un CRCA puede cargarse desde la red, es decir, a un costo variable superior a cero.			
79	Colbun S.A.	1. ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	En la sección 1.4.5.1 a) se tiene un error de redacción en la parte final, donde se establece: "Respecto a las estructuras de soporte lo más utilizado en las centrales en servicios y los proyectos en desarrollo dos corresponden a soportes fijos y a sistemas de seguimientos en un solo eje (HSAT)."	Se sugiere eliminar: "dos".	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
80	Colbun S.A.	2.CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS	<p>Se recomienda incluir el tipo de tecnología BESS Stand Alone en la Tabla 1. Además, se recomienda incluir los valores de flexibilidad de las centrales CRCA en la Tabla 1, ya que definirlo como "N/A" no representa adecuadamente su aporte a la flexibilidad. Por ejemplo, para la CRCA Solar, CRCA Eólica y CRCA de pasada en vez de definir sus atributos como "N/A", se podría definir:</p> <p>Tiempo mínimos de operación= 0;</p> <p>Mínimo Técnico= 0%, Capacidad de toma de carga subida/bajada=Subida:100% MW/min, Bajada: 100% MW/min.</p>	<p>Se sugiere incluir a la tecnología BESS en la tabla y modificar valores de CRCA por:</p> <p>Tiempo mínimos de operación= 0;</p> <p>Mínimo Técnico= 0%, Capacidad de toma de carga subida/bajada=Subida:100% MW/min, Bajada: 100% MW/min.</p>	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			da:100% MW/min, Bajada: 100% MW/min.			
81	Colbun S.A.	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Las Tablas 100, 101 y 102 establecen valores de CAPEX para los BESS Stand Alone que no son de mercado, por lo tanto con el fin de contar con valores representativos se sugiere actualizar los valores indicados. En este sentido, los valores de mercado para proyectos BESS Stand Alone en el mercado chileno están por sobre los 1150 USD/kW.	Se sugiere actualizar los valores de CAPEX a precios que representen su valor actual en el mercado chileno.	No se acoge	No se entregan antecedentes que respalden lo indicado. Adicionalmente, los valores utilizados en el estudio de unidad de punta, para el equipamiento principal en el caso de los BESS, están respaldados por cotizaciones informativas solicitadas a fabricantes con presencia en el mercado nacional.

		<p>Las Tablas 100, 101 y 102 establecen valores de OPEX que no son de mercado para los BESS Stand Alone, por lo tanto con el fin de contar con valores representativos, se sugiere actualizar los valores indicados. En este sentido, para proyectos BESS Stand Alone los valores de OPEX están por sobre 19 USD/kW.</p> <p>Por otro lado, los costos de OPEX se encuentran sub-dimensionados, ya que según los valores de la tabla (en donde el CAPEX también se sub-dimensiona), los costos de OPEX representan aproximadamente un 0,1 % de la inversión del proyecto, mientras</p>	<p>Se sugiere actualizar los valores de OPEX a precios que representen su valor actual en el mercado chileno.</p>	<p>Se acoge parcialmente</p>	<p>En primer lugar, se debe indicar que la componente del contrato de mantenimiento no está considerada en los costos fijos para los sistemas de almacenamiento BESS, al estar ya considerada en los CVNC. Esto es consistente con la NTCyO, ya que los sistemas de almacenamiento BESS tienen CVNC, que incluye el CVM.</p> <p>Para efectos de comparación con valores de la literatura u otras fuentes, se debe agregar a los valores indicados como costo fijo el contrato de mantenimiento con el fabricante del BESS. De dicho valor se tienen referencias a nivel presupuestario, y al realizar este ejercicio se obtienen valores entre 2,5% y 3,0% del CAPEX por año, por lo que los valores presentados por el Consultor corresponden a valores de mercado y similares a lo indicado en el último Informe de costos de tecnología de generación y almacenamiento de la CNE del año 2025.</p> <p>La misma situación anterior se presenta para el caso de la tecnología CRCA Fotovoltaica, donde al agregar el contrato de</p>
82	Colbun S.A.	<p>11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA</p>			

	<p>que tanto la literatura internacional como el Informe de costos de tecnología de generación y almacenamiento de la CNE establecen que los costos fijos (OPEX) se encuentran entre un 1 - 2 % del valor de la inversión para los Sistemas de Almacenamiento en Baterías; entre un 2 - 3 % del valor de la inversión para CRCA Eólica y entre un 1 - 2 % para CRCA Fotovoltaica. En este sentido los valores de OPEX son menores al 1 - 2% del CAPEX que aparece en la tabla.</p>	<p>mantenimiento del BESS se obtienen valores de entre 2,0% y 2,3% del CAPEX por año. Adicionalmente, se ha procedido a corregir los valores del OPEX en el caso de CRCA Eólica, en la cual se incorporó la componente de contrato de mantenimiento de las turbinas eólicas al costo fijo de la Unidad de Punta. Por lo tanto, si a este valor de costo fijo revisado, se le agrega el valor del costo del contrato de mantenimiento del BESS para efectos de comparación, se obtienen valores de entre 2,2% y 2,4% del CAPEX por año.</p>
--	--	--

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
83	EDELMAG	7. DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	Dentro de las partidas de costos consideradas para las Unidades Generadoras, no se entrega análisis sobre el nivel y restricciones de ruido en cada Subestación considerada en el estudio. En efecto, en la práctica junto con la incorporación de cada Unidad generadora al parque generador, corresponde evaluar el impacto a nivel de emisiones de ruido y la realización de obras de mitigación para insonorización.		Se acoge parcialmente	Se solicita revisar respuesta ID 34.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
84	EDELMAG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Dentro de las partidas de costos consideradas para las Unidades Generadoras, no se considera el recargo de "Puesta en Marcha". El recargo de "Puesta en Marcha" corresponde a los gastos en asesoría de personal de fábrica para resolver problemas de configuración del control y equipos accesorios que se dan al momento de dar los primeros arranques a la unidad generadora, así como también para efectuar el chequeo de que la instalación cumple con los requerimientos de		No se acoge	Se solicita revisar respuesta a observación ID 35.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			fábrica. Por otro lado, este recargo incorpora los insumos iniciales que se requieren para operar la máquina. Como antecedente se adjunta estudio de Precios Unitarios utilizado en el proceso de tarificación 2022-2026 de los SSMM (Desarrollado por Krea Energía), donde se considera este recargo (página 33 del informe de Krea).			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
85	EDELMAG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	No se considera un porcentaje de incremento asociado a imprevisto en la determinación de los costos de Inversión. Esto no resulta coherente con el nivel de evaluación de prefactibilidad presentado en el Informe. Es de esperar bajos niveles de imprevistos cuando la cubicación de un proyecto se hace en base a una ingeniería de detalle y se cuenta con estudios de mecánica de suelos, cuando estos antecedentes no están disponibles, como es el caso de este estudio, no se pude asegurar bajos		No se acoge	Se solicita revisar respuesta a observación ID 36.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>niveles de imprevistos y menos cero imprevistos.</p> <p>Como antecedente se adjunta estudio de Precios Unitarios utilizado en el proceso de tarificación 2022-2026 de los SSMM de EDELMAG (Desarrollado por Krea Energía), donde se considera un porcentaje de imprevisto del 9,7% (página 36 del informe de Krea).</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
86	EDELMAG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>El recargo de flete más seguro para las unidades generadoras se calcula en el informe como el 3% del valor FOB, porcentaje inferior al que se utiliza en los procesos tarifarios de SSMM. Como antecedente se adjunta estudio de Precios Unitarios utilizado en el proceso de tarificación 2022-2026 de los SSMM de EDELMAG (Desarrollado por Krea Energía), donde se considera un recargo por flete más seguro del 7,7 % (página 16 del informe Krea).</p>		No se acoge	<p>Se solicita revisar respuesta a observación ID 37.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
87	EDELMAG	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Hay un error en la potencia considerada para la determinación del valor FOB de la turbina Dual de 3MW para CPN y falta sumar el valor del Kit para dualizar la unidad (Anexo N°6 del informe).		Se acoge	Se solicita revisar respuesta a observación ID 38.
88	EDELMAG	15. ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA	El informe indica que el factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 10% (página 438). Esto es inconsistente con las vidas útiles definida en las bases para		No se acoge	Se solicita revisar respuesta a observación ID 39.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>realizar el estudio tarifario de SSMM 2026-2030, donde se indica que la vida útil para las unidades generadoras a gas es de 24 años y 20 años para las unidades diésel. Se adjuntan bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, y Hornopirén, cuadrienio 2026-2030</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
89	EDELMAG	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	No se incluyen contratos de mantenimiento con el fabricante para turbinas de ciclo abierto y sólo se hace referencia a este tipo de contratos para las tecnologías renovables (página 349). Como antecedente se adjunta factura por el Fee mensual del contrato que mantiene EDELMAG con el proveedor Solar Turbines, por convenio de mantención de las turbinas Solar de EDELMAG. La apertura de valores en la factura corresponde al pago por Turbina Titan 130 (15 MW),	Considerar el valor de contratos existentes de mantenimiento con el fabricante en base a valores reales de este servicio, que permite mantener la garantía y la confiabilidad de la Unidad generadora	No se acoge	Se solicita revisar respuesta a observación ID 40.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			Turbina Mars 100 (10 MW), Turbina Titan 130 (15 MW) y Turbina Centauro 50 (4,6 MW) respectivamente.			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
90	EDELMAG	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Los criterios definidos en el informe, para definir el tamaño de la unidad de punta para los SSMM, son dos, según se indica en la página 338:</p> <p>“Con relación al tamaño de la Unidad de Punta, se tomó en cuenta lo establecido en las bases técnicas para el SEN. Para el caso de los SSMM, se debió ajustar el tamaño de la Unidad de Punta en función de dos criterios principales, por una parte un porcentaje (25%) de las demandas máximas esperadas del periodo 2025 – 2028 en los distintos SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del período 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.”</p> <p>Por el siguiente texto:</p>	<p>Se propone reemplaza el siguiente párrafo de la página 338 del informe:</p> <p>“Con relación al tamaño de la Unidad de Punta, se tomó en cuenta lo establecido en las bases técnicas para el SEN. Para el caso de los SSMM, se debió ajustar el tamaño de la Unidad de Punta en función de dos criterios principales, por una parte un porcentaje (25%) de las demandas máximas esperadas del periodo 2025 – 2028 en los distintos SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del período 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.”</p> <p>Por el siguiente texto:</p>	No se acoge	Ver respuesta a observación ID 41.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del periodo 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.”</p> <p>El primer criterio no tiene ninguna base que la justifique y el segundo es una diferencia entre la máxima del periodo y la máxima promedio, pero no se especifica en que horario se toma el promedio, pero</p>	<p>“En relación con el tamaño de la Unidad de Punta, se consideró lo establecido en las bases técnicas para el SEN. Para el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), se debe definir el tamaño de la unidad de punta como la diferencia máxima, en megavatios (MW), entre la demanda máxima y mínima dentro de un mismo día y en el horario de punta, durante el periodo 2025-2028. Esta diferencia debe calcularse en base a la proyección de demanda horaria contenida en el último estudio de tarificación de Sistemas Medianos.”</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>dado los resultados, como por ejemplo para el sistema eléctrico de Punta Arenas (unidad de punta de 15 MW), pareciera que está incluyendo las máximas de todos los días incluyendo feriados, lo que distorsiona el resultado.</p> <p>Para los sistemas medianos de EDEL MAG, el requerimiento real de potencia adicional se da en los horarios de punta, que es de lunes a sábado entre las 17:00 y 22:00 horas, entre los meses de mayo a septiembre, exceptuándose los domingos, feriados y</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>sábados inmediatamente a un viernes festivo o anterior a un lunes festivo. El criterio de definición de tamaño de la unidad de punta debe considerar este horario.</p> <p>Se propone considerar, como tamaño de la unidad de punta para un Sistema Mediano, a la diferencia máxima en MW entre la demanda máxima y mínima dentro de un mismo día y dentro del horario de punta en el periodo 2025-2028, considerando la proyección de demanda horaria del último estudio da tarificación de</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			Sistemas Medianos. Se adjunta como referencia hoja Excel “Tamaño Punta”, con los valores y estimación de tamaño de unidad de punta, considerando las demandas reales del año 2025 para los sistemas medianos de EDELMAG.			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
91	EDELMAG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 216: Figura 127 a la que se hace mención no esta actualizada. El lugar donde se indica que existe espacio para instalación de nueva unidad generadora ya esta ocupado por otras instalaciones.		Se acoge	
92	EDELMAG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA	Página 216: Se indica que en CTP no se observan restricciones ambientales, pero si existen restricciones ambientales asociadas a ruido.		Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
		INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA				
93	EDELMAG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 218: Se debe evaluar si existe espacio disponible para instalar una nueva sala eléctrica, ya que con la incorporación del trafo 8 y los motores Caterpillar el espacio indicado ya no existe.		Se acoge	Ver respuesta a observación ID 44.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
94	EDELMAG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 219: Figura 130 desactualizada. En este espacio se encuentran instalados motores Caterpillar.		Se acoge	Ver respuesta a observación ID 45.
95	EDELMAG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA	Página 221: Se indica que en CPN no se observan restricciones ambientales, pero si existen restricciones ambientales asociadas a ruido.		Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
		INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA				
96	EDELMAG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 222: Se indica que existe un patio de 13,2 kV. Actualmente hay dos patios, el principal donde se conectan unidades generadoras y cabecera de alimentadores y un segundo donde se conectan tres unidades diésel y está ubicado detrás de los talleres.		Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
97	EDELMAG	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Página 224: Se indica que en CPO no se observan restricciones ambientales, pero si existen restricciones ambientales asociadas a ruido.		Se acoge parcialmente	Ver respuesta a observación ID 48.
98	Enfragen	2.CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS	El Informe no hace distinción entre las turbinas gas heavy duty (HD) y las turbinas aeroderivadas	Se solicita diferenciar entre las turbinas HD y aeroderivadas, dado que, aún cuando los costos de inversión entre ellas son similares, la turbina aeroderivada tiene un efecto en sus capacidades técnicas de partida y en los costos de sus repuestos. En efecto las turbinas aeroderivadas tiene tiempos de partida más rápidos, no tiene castigos o costos de partida y	No se acoge	Se solicita revisar respuesta a observación ID 64.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
				<p>parada, por ende el concepto de horas equivalentes de operación (EOH) equivalen a horas de operación para efectos de los consumibles en repuestos.</p> <p>Por lo anterior un análisis adecuado implica diferenciar estas tecnologías, en especial en lo relacionado con la Tabla 45 y 46, según la observación del acápite: 11.4 Partidas Costos Fijos para Tecnologías (*)</p>		
99	Enfragen	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	<p>Se considera a los sistemas de almacenamiento BESS Stand Alone como una alternativa tecnológica para suministrar potencia de punta. Sin embargo, la Ley General de Servicios Eléctricos establece en su artículo 162 que:</p>	<p>Se solicita explicitar que las alternativas tecnológicas deben responder sólo a unidades generadoras.</p>	No se acoge	<p>Se solicita revisar la respuesta a observación ID 3.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>“... 3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo; ...”</p> <p>Luego, un BESS Stand Alone no puede ser considerado como alternativa factible para determinar el precio de potencia,</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			ya que no es una unidad generadora.			
100	Enfragen	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	Se advierte que los sistemas BESS Stand Alone no están en condiciones de suplir energía ni potencia en momentos críticos del sistema durante períodos prolongados. Este aspecto no está contemplado ni exigido por la normativa vigente, sin embargo, resulta relevante desde el punto de vista	Además de lo indicado en observacion precedente, se debe considerar esta limitación técnica de los sistemas BESS Stand Alone en el análisis comparativo de tecnologías y, cuando corresponda, incorporar un factor de corrección o reconocimiento que refleje el menor aporte efectivo a la seguridad de suministro de los sistemas BESS Standalone frente a unidades despachables convencionales (como las TG diésel de 70 MW), las cuales sí pueden operar de manera sostenida durante varios días,	No se acoge	La operación sostenida durante varios días no es un requisito de diseño para la unidad de punta.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>operativo y de seguridad de suministro. En particular, los BESS son usualmente diseñados con una autonomía de descarga de aproximadamente 4 horas, lo cual impide su operación continua en escenarios de déficit energético extendido. De igual forma, en configuraciones solar + BESS, el sistema combinado no es capaz de cubrir completamente la demanda durante toda la noche, por lo que debiera incorporarse un factor de corrección o reconocimiento que refleje esta</p>	<p>sujeto a condiciones logísticas y de disponibilidad de combustible, tal como fue en el periodo de racionamiento del pasado año 2021.</p>		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>limitación técnica al momento de evaluar su aporte efectivo. Por otro lado, las unidades diésel presentan la ventaja de poder operar de manera sostenida durante varios días, siempre que las condiciones logísticas y de suministro de combustible lo permitan. En ese contexto, las unidades diésel de 70 MW resultan más convenientes que las de 120 o 150 MW, al ofrecer mayor flexibilidad operativa y mejor capacidad de respuesta en escenarios críticos del sistema.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
10 1	Enfragen	3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	Pág 81: BESS Stand Alone Existe una inconsistencia en lo indicado respecto de las horas de inyección de energía. En este acápite se establece 5 hrs. sin embargo en acápite 5.4.1 del informe (pág. 270) se indica 4 hrs. Esta diferencia en capacidad tiene un diferencial de costo de inversión en este equipamiento.	Se solicita revisar consistencia en capacidad técnica de horas de entrega de energía y las inversiones correspondientes.	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
102	Enfragen	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	El informe indica que en el Sistema Mediano de Aysén existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica, sin embargo desde el año 2022 el sistema cuenta con una hidroeléctrica de pasada HP SAN VICTOR de propiedad de un empresa distinta a la empresa operadora principal del Sistema .	Se solicita realizar los ajustes pertinentes incorporando HP SAN VICTOR	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
103	Enfragen	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>El Informe no considera las dificultades logísticas de suministro continuo de combustible para 4 o 5 horas, lo que resulta particularmente relevante en el caso de tamaños de 120 o 150 MW en que sería altamente complejo adquirir el diésel. De hecho, frente a escenarios de escasez de energía y requerimientos de este tipo de unidades más allá de la punta del sistema, la autoridad implementó medidas excepcionales respecto a la logística de</p>	<p>Se solicita incorporar en el Informe definitivo aspectos respecto a la factibilidad de suministro de combustible diésel para unidades por sobre los 70 MW, descartando aquellos casos en que no sería posible una operación continua en horas de punta. En su defecto, incorporar dentro de los costos de las unidades aquellos que permitirían contar con el diésel para ese tipo de operación y tamaño.</p>	No se acoge	<p>La operación sostenida durante varios días no es un requisito de diseño para la unidad de punta, ni tampoco escenarios de escasez de energía y requerimientos de este tipo de unidades más allá de la punta del sistema. Hay que considerar que la unidad de punta está diseñada para entregar potencia adicional en las horas de demanda máxima anual.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>suministro continuo de diésel, como quedó establecido en el DS51 de 2021 del Ministerio de Energía.</p> <p>A efectos de continuidad en punta, se propone considerar factibles solo las subestaciones en regiones donde el consumo mensual de una TG operando 5 h/día sea <30 % de las ventas regionales de diésel. Los cálculos del informe permiten la siguiente calificación por región (porcentaje = consumo mensual del proyecto / ventas regionales; entre paréntesis se indica el tamaño):</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>A modo de ejemplo de lo anterior, en la Región de Valparaíso, los valores son 22 %, 37 % y 47 %; solo las unidades de 70 MW son factibles, mientras que las de 120 y 150 MW superan el 30 %. En O'Higgins, los consumos relativos son 30 %, 52 % y 65 %; la unidad de 70 MW se ubica al borde del límite, mientras que 120 y 150 MW exceden el umbral y no resultan factibles. En la Región del Maule, las proporciones son 19 %, 32 % y 41 %; las unidades de 70 MW son factibles, mientras que las de 120 y 150 MW</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			superan o igualan el umbral. En La Araucanía, los porcentajes son 22 %, 37 % y 46 %, siendo solo la unidad de 70 MW factible.			
10 4	Enfragen	4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Respecto de las emisiones, los proyectos de 120 o 150 MW concentran las emisiones en un único punto de descarga (una sola chimenea), lo que eleva el riesgo de superar límites locales de calidad del aire y normas de emisión frente a configuraciones equivalentes fraccionadas (dos o tres unidades de 70	En el caso de las Emisiones y aceptación social: diferenciar costos/riesgos por tamaño; incorporar medidas y costos de cumplimiento y una opción de fraccionamiento en 70 MW cuando reduzca impactos relativos a emisiones, en particular considerando la nueva norma de emisiones a la que se hace referencia en el informe.	No se acoge	No se entregan antecedentes ni sustento a la afirmación de que las centrales de 120 MW o 150 MW tienen riesgos ambientales relacionados a oposición comunitaria significativamente superiores al caso de 70 MW. Adicionalmente, los límites de emisión de la nueva norma están relacionados con concentraciones máxima, por lo que el tamaño no es relevante.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>MW en ubicaciones distintas).</p> <p>Sobre los riesgos Ambientales, la oposición comunitaria a centrales térmicas fósiles es cada vez más relevante para aquellas centrales de mayor tamaño, proyectos de mayor escala exhiben mayor visibilidad pública y coordinación social, incrementando el riesgo de oposición y atrasos de permisos.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
105	Enfragen	9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SMMM	Tabla 26: Se observa en el resumen de los resultados de flujos de potencia donde es factible instalar la unidad de punta sin limitaciones de generación, se indican las opciones respecto a cualquiera de las 3 potencias propuestas, sin embargo, la tabla es concluyente en que solo en algunas subestaciones es viable la unidad de punta de 70 MW.	Se solicita considerar las restricciones y variables operacionales que se indican en la tabla, toda vez que aprecia que la única tecnología que abarca todas las subestaciones consideradas es la turbina diésel. Mas aún, se observan restricciones de tamaño, siendo 70 MW, la única potencia compatible con la infraestructura existente.	No se acoge	En primer lugar, se deben considerar que solo existen limitaciones por flujos de potencia en el caso de S/E Roncacho (solo es factible tamaño 70 MW) y S/E Parinas (no es factible ningún tamaño), por lo que la observación no es precisa. Lo anterior, considerando que en todos los otros casos, según el criterio de flujos de potencia, los puntos de conexión factibles estudiadas (subestaciones del SEN) admiten los tres tamaños definidos (70 MW, 120 MW y 150 MW).

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
10 6	Enfragen	9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM	<p>En la Tabla 26. "Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones del SEN propuestas para la instalación de la Unidad de Punta", en la fila "02 Cóndores 220 kV" se indica que sí es factible centrales de 70, 120 o 150 MW("Sí"), lo cual esta incorrecto, ya que en la propia descripción relajizada antes de dicha tabla (pag. 315) se establece que "...la línea 1x220 kV Cóndores – Alto de Ramírez experimenta una sobrecarga superior al 30%. Por tanto,</p>	<p>Corrección de la tabla en los términos indicados, puesto que en la Suestación "02 Condores 220 kV" solo se puede instalar Turbina a Gas en ciclo simple o abierto de 70 MW o Solar + BESS de 70 MW o menos.</p>	No se acoge	<p>No se acoge observación. Lo indicado en el comentario no aplica a S/E Cóndores. Según se explica en dicha sección, el comentario en cuestión se refiere a la instalación de una unidad de punta en S/E Roncacho.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			bajo este escenario, solo se considera viable la operación de una unidad de punta de 70 MW." por lo que en la tabla debe indicar que solo se puede instalar una Turbina a Gas en ciclo simple o abierto de 70 MW, lo mismo para Solar + BESS.			
10 7	Enfragen	9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM	El estudio de cortocircuitos realizado por KREA/KAS reconoce explícitamente que, a 2028, en Quillota, Alto Jahuel y Charrúa hay interruptores cuya capacidad de ruptura ya está excedida y de instalar la unidad de punta eleva aún más esos niveles ($\approx +3\%$),	Por lo anterior, se solicita incorporar los costos de inversiones adicionales en casos en que la central excede corrientes de cortocircuitos, o bien indicar que no es factible la instalación de TG mayor a 70 MW.	No se acoge	En los estudios de cortocircuitos, se establece que recién al año 2028 en el caso base (sin unidad de punta) existen niveles de cortocircuitos que son superiores a la capacidad de ruptura de ciertos interruptores pertenecientes a las subestaciones Quillota, Alto Jahuel y Charrúa. En los casos de la instalación de una unidad de punta cercana a estos puntos, se provoca un mayor aumento en estos niveles (no mayor al 3%), particularmente en las subestaciones de Nogales, Candelaria y Entre Ríos,

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>pero en la modelación de costos de conexión solo se valora el paño nuevo (bay) y equipos asociados; no hay partidas para reemplazar interruptores existentes de la subestación ni para adecuaciones por capacidad de interrupción. Si hay incumplimientos, el costo del proyecto debe incluir las mitigaciones (ampliación/densificación de malla, electrodos, balasto, anillos perimetrales, calibre de conductores y uniones, etc.). De lo contrario, se subestima el costo real de conexión y</p>			<p>respectivamente. Al ser limitaciones que se presentan en instalaciones nacionales en el caso base (sin unidad de punta), recién a partir del año 2028, implica que estas no representan una limitante atribuible a la incorporación de la unidad de punta, y la cual por su naturaleza (cambio de interruptor) puede resolverse en plazos acotados mediante los mecanismos establecidos para la expansión de la transmisión.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			seguridad de la unidad de punta.			
10 8	Enfragen	10. PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL SEN Y LOS SSMM	10.3 Línea Transmisión al SEN 10.3.1 Suministro, (pág.327). Existe un error en la longitud de la cadena de aislación: Dice 16 y 17 m, debiera ser del orden de los 2 m	Se solicita revisar su longitud y la consistencia en las inversiones estimadas.	Se acoge parcialmente	<p>Se revisa y se ajusta consistencia en las inversiones estimadas.</p> <p>Adicionalmente, respecto a la longitud, el texto del presente informe se refiere al largo de aisladores en términos de cantidad de aisladores B&S.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
10 9	Enfragen	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Respecto a considerar como alternativa a una TG con gas natural se deben tener presente al menos, los siguientes costos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costo fijo de regasificación y entrega del gas: Para una unidad de 100 MW sería del orden de US\$ 13 millones/año, considerando capacidad de 700.000 m³/día de entrega (24 horas). Para 5 horas, serían 145.000 m³/día. Esto no garantiza poder operar a plena capacidad, ya que los contratos de regasificación tienen cláusulas en que el terminal puede 	<p>Se solicita considerar costos fijos asociados a disponer del suministro de gas natural necesarios para la operación en punta del sistema.</p>	No se acoge	<p>No se acoge la observación. El Informe Técnico desarrollado por la Comisión tiene como objetivo determinar los costos fijos de inversión y de operación de la unidad de punta. En particular, los costos indicados no forman parte de los costos que se deben considerar para determinar la unidad de punta.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>limitar las entregas a una tasa horaria pareja, escenario razonable de suponer en caso que se requiera el despacho de este tipo de unidades, ya que al momento de requerir una central de punta estará utilizada la capacidad de las unidades de base.</p> <p>Así, en la práctica, la unidad sólo podría operar a un 20% de la capacidad, i.e., la capacidad diaria contratada entregada en forma pareja durante las 24 horas y no todo durante sólo 5 horas.</p> <p>- Costo fijo de transporte: Los contratos con gasoductos suelen</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>ser contratos en firme que aseguran la entrega que tienen las mismas restricciones señaladas en el punto anterior. Si bien existen contratos de transporte variable, estos son interrumpibles, lo que no resultaría adecuado en el caso de la evaluación de una unidad para entregar suficiencia.</p> <p>- Costo de combustible: Si bien es posible comprar GNL spot, los volúmenes de entrega corresponden a embarques que duran varios meses. Además, los contratos de almacenamiento y</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			regasificación obligan al usuario a comprometerse a utilizar el combustible a costo de perderlo o pagar sobrecostos importantes.			
110	Enfragen	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Tabla 38 y 39 CF Operación TG SSMM Se observa una subestimación en la cantidad de personal y costo del personal: un solo operador y ningún electromecánico de mantenimiento no parece razonable ni para operar, ni para mantener una instalación entre 3 y 15 MW. Lo indicado refleja lo que en forma real se	Se solicita revisar tanto las cantidades como el costo de personal, algunos aspectos de gastos y servicios generales para los SSMM entre 3 y 15 MW	Se acoge parcialmente	<p>En el caso de los SSMM se debe considerar que, por las características de estos sistemas, típicamente compuesto por pocas subestaciones (típicamente solo una), y por el tipo de unidad generadora utilizada (grupos MG individuales o turbinas de bajo tamaño), la unidad de punta (central, subestación, línea) corresponde a una ampliación de una central existente y está emplazada dentro de las instalaciones de dicha central.</p> <p>Por ello, para las cantidades de personal y recursos asociados solo</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>da en la operación de estos sistemas medianos y es la deseconomía respecto de los sistemas mayores.</p> <p>Por otra parte, el costo del operador de la Tabla 38 no debiera ser menor que el costo de la Tabla 36, en consideración que estos sistemas medios se encuentran en zonas alejadas y extremas del país por lo que el costo de remuneración de m.o. calificada tienden a ser más altos que en el SEN. (ver Observación (**))</p> <p>Adicionalmente la Tabla 38 muestra</p>		<p>se considera un adicional estimado a lo disponible para la central existente.</p> <p>Se ha ajustado el valor del operador en el caso de los SSMM manteniendo la estructura propuesta por las razones antes indicadas.</p>	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			valores nulos en ciertos aspectos tales como gastos generales como movilización o vehículos, y servicios generales. Estos supuestos no debieran considerar valores nulos pues son requerimientos reales de la operación y mantenimiento.			
11 1	Enfragen	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Tabla 40 de CF Operación Central Renovable con Sistemas de Almacenamiento. Se observa una inconsistencia en la cantidad de personal de la Tabla 40 respecto de la Tabla 37 de TG's. No debiera existir una	Se solicita revisar tanto las cantidades de personal de la Tabla 40 y hacerla consistente con la Tabla 37.	Se acoge parcialmente	Se han homogenizado las dotaciones en todas las tecnologías de centrales de punta aplicables al SEN.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			diferencia de personal entre ellas, pues se requiere la cantidad de jefes de turno y operadores que puedan cubrir los 3 turnos del día más las ausencias por enfermedad y vacaciones. La cantidad de 3 jefes y 3 operadores de la Tabla 40 son insuficientes para cubrir la operación una central de esa envergadura (70, 120 y 150 MW).			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
11 2	Enfragen	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Tabla 45: El costo de repuestos para partes calientes indicados en la Tabla 45 parece estar subdimensionado. El valor dado para TG 70 MW@8.000 hrs correspondería a unos 0,39 U\$/MWh. Al respecto el rango indicado por fabricantes estaría entre 0,8-1,5 US\$/MWh.</p> <p>Se hace notar que los propios informes técnicos de la CNE para las TG ciclo abierto (tipo Candelaria o TG Quintero, etc.) su costo variable no combustible se encuentra en un rango entre 3,5 a 4 U\$/MWh, de los</p>	<p>Se solicita revisar y/o justificar los montos de los costos de repuestos de partes calientes para las TG de 70, 120 y 150 MW.</p>	No se acoge	Se solicita revisar respuesta ID 59.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			cuales al menos el 50% de este valor corresponde a repuestos de partes calientes.			
11 3	Enfragen	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Punto e. Tabla 50 Costo fijo de operación y mantención de la subestación (pág.350) La hipótesis de cantidad de frecuencia de intervención y los gastos generales y utilidades del contratista de un 20% se considera subestimado. En consideración a	Se solicita revisar las hipótesis del punto e) de costos fijo de operación y mantenimiento de subestaciones en cuanto la frecuencia del mantenimiento como a gastos generales y UT del contratista.	Se acoge	

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>que el mismo estudio prevé un número importante de ubicaciones en el norte del país, la frecuencia para labores debe ser al menos bimensual o trimestral (por efectos de vientos y polvo, salinidad, etc.).</p> <p>Por otra parte, el mercado de contratistas en tiempos actuales ofrece UT sobre 15%, con gastos generales del orden del 20%</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
11 4	Enfragen	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Tabla 51 Costo fijo de operación y mantenimiento de subestación MT (pág.351)</p> <p>La hipótesis de cantidad de frecuencia de intervención y los gastos generales y utilidades del contratista de un 20% se considera subestimado. En consideración que el mismo estudio prevé un número importante de ubicaciones en el norte del país, la frecuencia para labores debe ser al menos bimensual o trimestral. Por otra parte, el mercado de contratistas ofrece UT sobre 15%, con</p>	<p>Se solicita revisar las hipótesis del punto e) de costos fijo de operación y mantenimiento de subestaciones en cuanto la frecuencia del mantenimiento como a gastos generales y UT del contratista y la reposición del costo de la camioneta</p>	Se acoge parcialmente	<p>Se ha revisado recargo de GG y utilidad del contratista. EL costo de la camioneta no se considera en los SSMM dado que, al estar la unidad de punta emplazada dentro de una central existentes, no se requiere.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>gastos generales del orden del 20%.</p> <p>Adicionalmente, no se entiende el porqué en la Tabla 51 se elimina la camioneta por cuanto el personal debe movilizarse.</p>			
11 5	Enfragen	11. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	<p>Tabla 53 Costo fijo de operación y mantenimiento de línea de MT (pág.352)</p> <p>La hipótesis de los gastos generales y utilidades del contratista de un 20% se considera subestimado. Por otra parte, el mercado de contratistas ofrece UT sobre 15%, con gastos generales del orden del 20%.</p>	<p>Se solicita revisar las hipótesis del punto e) de costos fijo de operación y mantenimiento de subestaciones en cuanto a los gastos generales y UT del contratista y la reposición del costo de la camioneta</p>	Se acoge parcialmente	<p>Se ha revisado recargo de GG y utilidad de contratista. El costo de la camioneta no se considera en los SSMM dado que, al estar la unidad de punta emplazada dentro de una central existente, no se requiere.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			Adicionalmente, no se entiende el porqué en la Tabla 53 se elimina la camioneta por cuanto el personal debe movilizarse.			
11 6	Enfragen	12. DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA UNIDAD DE	12.3 Línea de Transmisión. Tabla 65 (pág.362) Existe una inconsistencia en la tabla entre las longitudes y cantidades de torres. Pareciera un error en las longitudes todas de 0,5 km	Se solicita revisar la tabla 65 y consecuentemente su consideración en las inversiones estimadas	Se acoge parcialmente	Se corrigen longitudes de línea en tabla en cuestión. Sin perjuicio de lo anterior, los valores de longitud de línea corregidos ya estaban considerados en el cálculo de los costos de inversión. Por lo tanto, los valores calculados en las respectivas planillas de cálculo no sufren modificaciones.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
		PUNTA DE IGUAL TAMAÑO				
11 7	Enfragen	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Existe una inconsistencia entre los montos de las inversiones en la subestación de subida a 220kV, transformador de poder, entre las tecnologías TG's y FV+BESS respecto de las Tecnologías Aero+BESS y BESS Stand Alone. En efecto, para el rango entre 70 y 150 MW,	Se solicita revisar el costo de los transformadores de poder para las tecnologías Aero+BESS y BESS Stand Alone, así como revisar el impacto en otros items por efecto de los transformadores tales como los costos del contratista, gastos generales del propietarios, transportes, seguros, etc. Consecuentemente revisar los resultados comparativos entre las tecnologías por efecto de la presente observación resumidos	Se acoge	Se corrigió lo indicado en relación con los costos los transformadores de poder para las tecnologías eólico +BESS y BESS Stand Alone.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>los transformadores de poder de las mismas potencias en las tecnologías TG y FV+BESS poseen costos aproximadamente entre 40 y 60% mayores que para las tecnologías Aero+BESS y BESS Stand Alone.</p> <p>Así por ejemplo, para la S/E Parinas (común para todas las tecnologías), los transformadores de poder de 70 MW están costeados en US\$2,496MM y US\$1,755MM para la TG 70MW y para el BESS Stand Alone, respectivamente. Conceptualmente no debiera existir esta diferencia pues los transformadores son</p>	en el acápite: 13.1.7 Resultados de los costos de inversión.		

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>de la misma capacidad para ambos.</p> <p>De acuerdo con antecedentes, los costos de los transformadores de poder para las tecnologías TG's y FV+Bess se encuentran dentro del orden ofrecidos por el mercado, no así los costos de las tecnologías Aero+BESS y BESS Stand Alone los que estarían subestimados.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
11 8	Enfragen	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	No obstante las observaciones del punto anterior, se deben revisar los costos presentados para los transformadores de poder para las potencias de 70, 120 y 150 MW, en especial para las tecnologías Aero+BESS y BESS Stand Alone, ya que se aprecian costos iguales para transformador de poder de 120 y 150 MW teniendo diferencias de tamaño del 25%. Lo anterior no ocurre en las tablas para los transformadores de poder en las TG's y FV+BESS, sino que	<p>Se solicita revisar el costo de los transformadores de poder para las tecnologías Aero+BESS y BESS Stand Alone, así como revisar el impacto en otros ítems por efecto de los transformadores tales como los costos del contratista, gastos generales del propietarios, transportes, seguros, etc.</p> <p>Consecuentemente revisar los resultados comparativos entre las tecnologías por efecto de la presente observación resumidos en el acápite: 13.1.7 Resultados de los costos de inversión .</p>	Se acoge	Se corrigió lo indicado en relación con los costos de los transformadores de poder para las tecnologías eólico +BESS y BESS Stand Alone.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			en este caso se aprecia una economía de escala por el mayor tamaño de un transformador respecto del otro, y sus valores son más representativos de lo que ofrece el mercado.			
11 9	Enfragen	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Tablas 68 a la 76 con las Inversiones para TG's de 70, 120 y 150 MW: El desglose del itemizado de las tablas indicadas no prevé o no se indican gastos generales del propietario. Por otra parte, las Tablas 77 a la 88 con las inversiones Renovables+BESS y	Se solicita revisar o aclarar lo observado respecto de los gastos generales del propietario y, por otra parte, aclarar si el costo de la ITO se encuentra inserto en alguno de los ítems de las tablas. En caso contrario debe ser considerar dado que es un costo de inversión para los proyectos.	Se acoge parcialmente	<p>Los gastos generales están considerados en todos los casos y estos están prorrteados en las distintas componentes de la central de punta (Central, subestación y línea de transmisión).</p> <p>La ITO está considerada dentro del concepto "Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto".</p> <p>Se complementa texto descriptivo de las partidas de costo y se revisa presentación de las tablas indicadas para mayor claridad.</p>

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			<p>BESS Stand Alone poseen el ítem de gastos generales del propietario.</p> <p>De acuerdo con lo anterior y para efectos comparativos de las tecnologías, es necesario que todas ellas estén comparadas bajo el mismo itemizado.</p> <p>Por otra parte, en ninguna de las tablas anteriormente indicadas, se incluye el ítem de la Inspección Técnica de Obra (ITO), el cual es parte de la inversión de un proyecto.</p>			

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
120	Enfragen	13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	Las componentes de almacenamiento no consideran la degradación que experimentan al considerar ciclaje de 4 o 5 horas diarias que está en la evaluación del proyecto, y que correspondería si se considera una vida útil de 15 años como se señala en el informe. Esto no es coherente con la potencia nominal equivalente que sí se disminuye en las otras tecnologías.	Se solicita calcular una potencia nominal equivalente para el cálculo del costo unitario de la componente de almacenamiento considerando su degradación y la operación que se espera para la vida útil utilizada de 15 años.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar respuesta a ID 53.

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
12 1	Enfragen	14. MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD	En relación con las turbinas evaluadas en los rangos de 120 y 150 MW, señalar estas han sido desarrolladas para obtener un alto rendimiento en la producción de energía eléctrica, es decir, para ser aplicadas más bien en unidades de operación en base, tales como Ciclos Combinados o CC+Cogeneración, las que tecnológicamente son menos flexibles para operar como ciclo abierto y para arranques en frío hasta plena carga para dar potencia de punta, en comparación con las TG Heavy Duty o	Las unidades de 120 y 150 MW no cumplen con las características y atributos para entregar potencia de punta, de acuerdo con los argumentos expuestos. 2. El informe declara expresamente que no existe una única perspectiva de cómo medir la flexibilidad de las unidades generadoras sin embargo manifiesta que es común emplear indicadores como tasa de toma de carga, tiempos mínimos de encendido, mínimos técnicos y tiempos de partida. Al respecto el informe asigna atributos idénticos de tiempos de partida y capacidad de toma de carga. Por lo que se solicita incluir y diferenciar los atributos de flexibilidad de las unidades de 70, 120 y 150 MW.	No se acoge	Actualmente, en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) hay instaladas y en operación un número (12) importante de unidades generadoras del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto de tamaño entre 108 MW y 155 MW, las cuales operan en base (las que disponen de suministro de gas natural) y como unidades de respaldo o para suministrar potencia de punta en base a petróleo diésel. Por lo anterior, la CNE considera adecuado mantener los tres (3) tamaños de unidades generadoras del tipo turbinas a gas en ciclo simple abierto (TG CA).

ID	Institución o Empresa	Sección	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí /No /Parcialmente	Respuesta CNE
			Aeroderivadas de menor tamaño. Por lo anterior, dichos tamaños de turbina no parecen adecuados para ser utilizados como unidad de punta, pues no va a tener la respuesta en corto tiempo para entregar de potencia punta cuando el operador así la requiera y, por otra parte, para reducir estos tiempos de respuesta, no sería económico que una unidad de este tipo sea preparada (precalentada) con anticipación durante cada día del período de punta.			