COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

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

JUNIO 2021

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Tamakaya Energía SpA	ITP Estudio de Costos Unidad de Punta, Sección 13.1.10. Páginas 368, 369 y 370	Para cada barra de interés, la CNE presenta 3 alternativas de tamaños de unidades para dar la punta del sistema de 70, 150 y 300 MW. En las Fijaciones Tarifarias de Precios de Nudo se establece para el precio básico de la Potencia de Punta en el Subsistema Centro-Norte y Sur la referencia a una unidad de 70 MW. Actualmente, la operación del SEN requiere una reserva de potencia para los subsistemas SING y SIC del orden de 150 y 220 MW respectivamente, para enfrentar las necesidades de rampas de subida/bajada y/o SSCC.	Se solicita a la Comisión que seleccione unidades de 150 MW para la determinación del costo de la unidad de punta para el SEN.	No se acoge la observación. 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. 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. 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 a los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta. Por la misma consideración anterior, las materias que fueron incluidas en las Bases de Licitación (Resolución Exenta CNE N° 166 del año 2020) 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 materia 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 en relación a las observaciones.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
2	Tamakaya Energía SpA	ITP Estudio de Costos Unidad de Punta, Sección 15 Página 377, más planillas en Anexo N°3.	Los Precios Básicos de Potencia (PbPot) resultantes para las 3 tecnologías evaluadas para el SEN son muy diferentes entre tipo Turbina a Gas versus Solar+BESS y Eólico+BESS. · PbPot TG en rango 4-8 USD/kW-mes. · PbPot Solar+BESS en rango 32-33 USD/kW-mes. · PbPot Eólico+BESS en rango 36-39 USD/kW-mes. A continuación, se presentan los PbPot:	Se solicita a la Comisión que seleccione unidades de tipo Turbina a Gas ya que se obtienen los menores precios básicos de potencia para el SEN.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1.
3	Tamakaya Energía SpA	Anexo N°4 Estudios sistémicos. Punto 4.3. Página 13	La proyección de demanda 2020-2024 utilizada está desactualizada. Existen diferencias de X, Y, Z, respecto al Informe Técnico Definitivo Previsión de la Demanda 2020-2040 de la CNE.	Se solicita actualizar los consumos SEN a los indicados en la Previsión de Demanda SEN de clientes regulados y libres, contenida en el ITD Previsión de la Demanda 2020-2040.	No se acoge la observación. Sin perjuicio de lo anterior, se entregan mayores antecedentes en el Informe Técnico Definitivo, aclarándose en la sección 4 del Informe Técnico que los antecedentes utilizados para la elaboración del presente estudio son considerados hasta la enero de 2020, pero que, para efectos de los análisis eléctricos, se consideró aquella información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre del 2020.
4	Tamakaya Energía SpA	Anexo N°4 Estudios sistémicos. Punto 4.5. Página 17.	Las gráficas con los resúmenes de los despachos por tecnología utilizados en cada escenario hidrológico no presentan unidades de referencia, ni presentan el periodo de tiempo que consideran los valores presentados.	Agregar las unidades en los gráficos y el periodo que consideran. El anexo 7.1 al que hace referencia el texto, se refiere a otra materia “Resultados del Análisis del Flujo de Potencia del SEN”.	Se acoge observación. Se corrigió la demanda en caso hidrología seca y en los gráficos se especifica que el año de análisis en ambos casos corresponde al 2024. En virtud de lo anterior, se modifica el Anexo 4, agregando información de despachos.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Nos llama la atención que el escenario húmedo sume 11.356 y el escenario seco sume 11.957. Debieran ser cifras iguales o muy similares, ya que suponemos que enfrentan la misma demanda.		
5	ACENOR	Sección 1.1. páginas 27 a 29	El estudio combina viento o sol con baterías como tecnología para dar punta. Esto es equivocado. Quien da la punta es la batería, la que usa energía del sistema para cargarse en horas fuera de la punta---no es necesario invertir en capacidad para cargarla, y el costo de la energía necesaria para la carga es un costo variable, no de inversión. 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. Conceptualmente entonces, la unidad de punta es aquella que da el KW	Considerar como candidata a unidad de punta la batería solamente, sin considerar la inversión de la central que la carga. En otras palabras, eliminar del informe las combinaciones: central solar fotovoltaica más banco de baterías, central eólica más banco de baterías y central hidráulica de pasada más banco de baterías, considerando solamente la batería. Cabe señalar que los resultados del estudio confirman que estas combinaciones son muy caras para dar punta, pero el informe no analiza la batería sola como unidad de punta, que es lo que falta. El costo de dar punta con batería debiera estimarse solamente con el costo de inversión de la batería. El costo de operación de la batería (lo que cuesta su	No se acoge la observación. De acuerdo con lo estipulado en el Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. Respecto de aquel punto, se entiende que unidad de punta corresponde a una central, y debido a ello, es que se exploraron las alternativas de centrales renovables con sistemas de almacenamiento. A mayor abundamiento, en el cuarto inciso del artículo 149 de la LGSE, se establece que las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72-1°, serán valorizadas a precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162 de la LGSE. En conclusión, se desprende que el estudio de costos de unidad de punta debe realizarse a partir de análisis de centrales que pueden entregar la punta al sistema eléctrico, por lo tanto, no es posible valorizar el acumulador de forma independiente.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			marginal de demanda al mínimo costo de inversión (la denominada "punta instantánea"). Dicho esto, no corresponde considerar como candidatas a unidad de punta, combinaciones de tecnologías, como: central solar fotovoltaica más banco de baterías, central eólica más banco de baterías y central hidráulica de pasada más banco de baterías (BESS, por sus siglas en inglés). Evidentemente estas son soluciones híbridas diseñadas para arbitrar energía, pudiendo almacenar parte del recurso primario para poder usarlo en otras horas, aprovechando la diferencia de costos marginales entre horas. La unidad de punta en este caso, es la batería que podría ser la unidad que a mínimo costo de inversión puede dar la punta instantánea, siendo su "combustible" la carga de la batería en horas de costo marginal inferior, pero no la combinación de la central que se use para	carga) no es parte del costo de la potencia.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			cargar la batería y la batería propiamente tal. Uno podría preguntarse si acaso la batería es autónoma, en el sentido de contar con su propio combustible, como por ejemplo una turbina que usa diésel. Al respecto, la pregunta relevante es si hay disponibilidad suficiente de combustible o no (en este caso energía para cargar la batería), la que en todo caso no entra en la ecuación de minimización de costo de inversión, al ser "punta instantánea".		
6	ACENOR	Sección 1.2. páginas 29 a 33	Tal como la indica el informe, 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. Por lo tanto, toda componente de inversión asociada con estas características no debe ser	En el costo considerado no se deben incluir inversiones asociadas con servicios complementarios o mejoras de rendimiento.	Se acoge la observación. En efecto no se incorporan los costos asociados a Servicios Complementarios (en adelante, "SSCC") en las instalaciones que prestan servicios como unidad de punta, puesto que es a través del mercado de SSCC que es posible remunerar dichas prestaciones. Sin perjuicio de lo antes señalado, respecto a las inversiones de CTF, el Coordinador en su Informe de Costos de SSCC vigente señala que "Para prestar el SSCC de CTF no se distinguen inversiones o equipos adicionales para verificar la correcta prestación de dicho servicio, ya que para realizarla se utilizan las señales enviadas a través del SITR. Dichas señales corresponden a la medida de la potencia activa de cada unidad generadora." Es decir, el Coordinador sólo considera para la prestación de CTF costos de mantenimiento, habilitación y pruebas operativas.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			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.		
7	ACENOR	Sección 1.3. páginas 33 a 37	De acuerdo a los tamaños analizados, no parece que los motores puedan ser alternativa para unidad de punta.	Analizar si hay motores de mayor tamaño.	No se acoge la observación. De acuerdo con lo estipulado en el artículo 50° del Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. 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. Cabe tener presente que el Informe Técnico en su sección 9.1 establece un resumen de las factibilidades de las tecnologías evaluadas para los diferentes puntos tanto del SEN como de SSMM.
8	ACENOR	Sección 1.4. páginas 37 a 53	Como ya se dijo, se debe revisar toda esta sección, incluyendo en el cálculo del costo de la potencia solamente la componente	Considerar sólo las inversiones en almacenamiento; en el caso de baterías, diseñar las	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			de almacenamiento como costo de inversión relevante para determinar el costo de la unidad de punta: embalse o baterías según el caso. 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.	baterías para dar punta y no para almacenar energía.	
9	ACENOR	Sección 2. páginas 54 a 59	Considerando que el presente estudio tiene por propósito la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM, no corresponde que en el mismo se realice un análisis de las características y atributos de La flexibilidad de diferentes tecnologías, salvo que se desee incluir un análisis teórico y exploratorio de dichos atributos. En todo caso y dado que en la actualidad la flexibilidad no es atributo que se deba remunerar a través de la unidad de punta, este no debe ser un criterio de	Adecuar la sección 2 para que quede claro que los atributos de flexibilidad no deben ser un criterio de decisión de la unidad de punta.	No se acoge la observación. Para mayor aclaración, la sección señalada corresponde a una descripción de los atributos de flexibilidad que disponen distintas tecnologías que podrían prestar la punta. Además, en aquella sección se detalla qué atributos poseen, en términos de la descripción previamente realizada, distintas alternativas tecnológicas, entre ellas las tecnologías analizadas para prestar la punta. Cabe destacar que, para efectos del presente Informe Técnico, no se considera que estos atributos deben ser pagados por el mercado de potencia, sino que solo corresponde a una descripción cualitativa y cuantitativa de los mismos tomando en consideración distintas tecnologías analizadas. Se observa que las instalaciones analizadas como Unidad de Punta, disponen de ella intrínsicamente en sus características constructivas y de diseño.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			análisis para establecer dicha unidad.		
10	ACENOR	Sección 4. páginas 70 a 76	De acuerdo con comentarios anteriores, se deben incluir sólo los costos relevantes para las unidades de punta en el análisis de esta sección.	Rehacer este análisis, considerando turbinas, motores y las componentes de almacenamiento para dar punta.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5
11	ACENOR	Sección 4.1 páginas 77 a 171	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.	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.	No se acoge la observación. Las ubicaciones evaluadas en el Informe Técnico corresponden a aquellos puntos factibles de conexión al Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "SEN") y a los Sistemas Medianos (en adelante, "SSMM"). Para el caso del SEN corresponde, al menos, a las subestaciones básicas de potencia de los distintos subsistemas contenidos en los Informes Técnicos de PNCP del periodo 2015-2020, en conjunto a otras subestaciones determinadas en el Informe Técnico. A su turno, para el caso de los SSMM, a lo sumo, dos subestaciones en cada uno de éstos, a saber, los SSMM de Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Cabe tener presente que el Informe Técnico presenta como objetivo determinar distintos costos de inversión y fijos de operación, permitiendo contar con diversas posibilidades para definir el precio básico de la potencia, lo que se realiza en el contexto del proceso de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo.
12	ACENOR	Sección 4.2 páginas 172 a 174	De acuerdo a lo comentado anteriormente, ésta sección es innecesaria	Eliminar sección 4.2	No se acoge la observación. De acuerdo con la respuesta a la observación ID N°11, no se elimina la sección 4.2 del Informe Técnico.
13	ACENOR	Sección 4.3 páginas 175 a 196	Ídem comentario sección 4.1	Ídem comentario sección 4.1	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 11.
14	ACENOR	Sección 4.4 páginas 197 a 221	Ídem comentario sección 4.1	Ídem comentario sección 4.1	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 11.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
15	ACENOR	Sección 5.1.1 página 226	El informe indica: "Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 540 m3, 1.200 m3 y 2.080 m3, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, para un consumo estimado de 17 t/h, 36,6 t/h y 63,9 t/h para tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente …." 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 (o 5) 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 el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia	Dimensionar adecuadamente los estanques para unidades de punta y no para dar energía.	No se acoge la observación. 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.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			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.		
16	ACENOR	Sección 5.2. páginas 228 a 231	Tal lo comentado antes, considerar sólo las componentes de almacenamiento en el análisis	Rehacer considerando sólo la inversión en almacenamiento.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.
17	ACENOR	Sección 5.3. páginas 232 a 235	Ídem comentario sección 5.2	Ídem comentario sección 5.2	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.
18	ACENOR	Sección 5.4. páginas 236 a 238	Ídem comentario sección 4.1	Ídem comentario sección 4.1	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.
19	ACENOR	Secciones 5.5. y 5.6. páginas 239 a 249	Verificar que se cumpla comentario sección 1.2	Verificar que se cumpla comentario sección 1.2	Se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 6.
20	ACENOR	Sección 8.2 página 269	Efectivamente y como menciona el estudio el black start es un servicio complementario por lo que este concepto no debe ser incluido para que su remuneración no se vea duplicada. Este punto por lo tanto es válido para todo el estudio y debe ser consistente con la sección 1.2	Hacer consistente todo el informe respecto a la no consideración de servicios complementarios para que no exista duplicación de remuneraciones.	Se acoge la observación. En efecto, en el presente Informe Técnico no se incorporan los costos asociados a la prestación de SSCC. A mayor abundamiento, la resolución de definición de SSCC considera dentro del PRS (en adelante, Plan de Recuperación de Servicio) características como la Partida Autónoma, la cual se paga ya sea por subastas o licitaciones en caso de ser un servicio competitivo, y en caso contrario, se paga por estudio de costos, según lo define la norma técnica de SSCC.
21	ACENOR	Sección 13.1.10, página 368	El estudio concluye que las turbinas a gas que	Se sugiere que la CNE ajuste el tamaño de la turbina que	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			funcionan con diésel son la alternativa más barata para dar potencia. Al mismo tiempo, muestra que existen economías de escala de cierta magnitud entre centrales de 70MW y 150MW, y luego entre centrales de 150MW y centrales de 300 MW. Una conclusión directa es que la CNE debería usar la turbina de al menos 150 MW para calcular el precio básico de la potencia. A este respecto, cabe señalar que Perú, que tiene un sistema de tarificación de potencia similar a Chile, usa como tamaño óptimo 183 MW, teniendo una demanda máxima del orden de 7.000 MW, bastante inferior a la del SEN. Asimismo, estudios efectuados por el Ministerio de Energía el año 2017 ya recomendaban 150 MW como tamaño de la unidad de punta. En el SEN se sigue usando el valor de 70 MW, no obstante que, desde el último estudio de unidades de punta realizado, el sistema eléctrico nacional sufrió	ocupa para calcular el precio de nudo, usando un tamaño al menos de 150 MW.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			uno de los cambios topológicos más relevantes, esto es, la interconexión del SIC con el SING. Pese a este cambio, la unidad de referencia sigue siendo una turbina diésel de 70 MW, mientras que la demanda máxima del sistema pasó de 7.789 MW (SIC, 2016) a 10.900 MW (SEN, 2020)		
22	ACENOR	Sección 14 páginas 374 a 376	Ídem comentario Sección 2.	Ídem comentario Sección 2.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 9.
23	ACENOR	Sección 15, página 377 y Anexo 3	Así como en la sección 2 se incluyó un análisis sobre los atributos de flexibilidad de las diferentes tecnologías que no se enmarca en la regulación vigente, consideramos que es necesario realizar adicionalmente otros análisis exploratorios como el de evaluar una tasa de costo de capital diferente al 10% para el cálculo del precio básico de la potencia, como establece legislación actual .	El estudio debería estimar la tasa de costo de capital de una central de punta, de manera de arrojar luces sobre el verdadero costo de capital de la potencia de punta, apuntando a una posible modificación legislativa	No se acoge la observación. De acuerdo con lo estipulado en el artículo 50° del Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. 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. A partir del estudio anterior, la Comisión elabora un Informe Técnico de Costos de Inversión y Fijos de Operación. En conclusión, lo solicitado por la observante excede las materias que

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
					deben ser analizadas en el Informe Técnico de Costos a que hace referencia el citado Reglamento de Precios de Nudo.
24	ACENOR	Sección 15, página 377 y Anexo 3	Al calcular el precio básico de la potencia se supone que la vida útil de la turbina a gas es 25 años. Esta vida útil parece muy corta, más aun si se considera que la unidad de punta funciona a lo más una pocas horas cada año.	El estudio debiera hacer un análisis detallado de la vida útil de la turbina de punta, quizás estudiando empíricamente la edad de unidades similares instaladas en el sistema.	No se acoge la observación. Se define el término "vida útil (años)" como el tiempo estimado que una unidad generadora opera en condiciones eficientes. Por lo anterior, el tiempo o periodo de operación de una unidad generadora no tiene relación directa con la vida útil (años) de ésta. Tal como se indica en la definición antes señalada, la vida útil (años) se relaciona con las condiciones eficientes en la cual se encuentra la unidad generadora y esto tiene relación con la realización periódica de los mantenimientos anuales, overhaul, etc., de tal manera que la unidad generadora se mantenga durante el tiempo en condiciones adecuadas para su operación. A su turno, los fabricantes otorgan los llamados LTSA (Long Term Service Agreement) mediante el cual los propietarios de las unidades generadoras mantienen las garantías del fabricante. Distintas publicaciones internacionales tales como: Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis Version 10.0, Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR - CFE, 2016) y Projected Costs of Generating Electricity (IEA 2015) establecen una vida útil en el rango de 20 a 30 años. Vistos todos los antecedentes señalados anteriormente, se mantiene el valor utilizado de la vida útil de 25 años.
25	ACENOR	Sección 15, página 377 y Anexo 3	Al calcular el precio básico de la potencia se incluye un margen de reserva. El margen de reserva es parte de la cantidad y debiera ser el resultado del criterio de seguridad que se le imponga al sistema (v.gr. LOLP objetivo), y no del precio	Al estimar el precio básico de la potencia, el estudio debiera señalar el error conceptual de la regulación.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1.
26	ACENOR	Sección 15, página 377	Se indica la estructura del precio básico de potencia. En esta sección se definen	Se debiera revisar la consistencia del factor de recuperación de capital de la	Se acoge la observación. Se actualizaron las vidas útiles de las instalaciones de transmisión (líneas de transmisión y subestaciones) de acuerdo a los valores establecidos en el Artículo Segundo de la

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			los factores de recuperación de capital. Se considera: b.) FRCSE : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%. c.) FRCLT : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SEN), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años y una tasa de descuento del 10%.	línea de transmisión. Se sugiere utilizar 30 años, al igual que la subestación.	Resolución Exenta CNE N° 412 que "Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el Artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos" de fecha 05 de junio de 2018. Los nuevos valores de las vidas útiles de las instalaciones de transmisión se pueden visualizar en la hoja (excel) denominada "Parámetros" de la planilla de cálculo (Excel) que determina el Precio Básico de Potencia de Punta (ver Anexo 3) para la tecnología Turbinas a Gas, Grupo Motor - Generador y Central Renovables (fotovoltaica y solar) con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.
27	ACENOR	Sección 16.1.1, páginas 385 a 387	Respecto a la determinación de la fórmula de indexación, se debe tener en consideración que los valores están referenciados a enero de 2020. Parte importante de la indexación es PPI Turbina (Serie PCU333611333611 - PPI industry data for Turbine & turbine generator set unit mfg)	Se sugiere revisar la definición de la fórmula de indexación de manera que la variación de precio refleje apropiadamente la condición de variaciones de precio de turbinas de mayor tamaño, como las que se utilizan para definir la unidad de punta.	No se acoge la observación. El comportamiento de la variación de precio de las turbinas a gas en ciclo abierto según el “Gas Turbine Handbook” para el año 2020 respecto de 2018 ha sido variable, dado que de los tres tamaños analizados en profundidad en el presente Informe Técnico (70 MW, 150 MW y 300 MW), dos de ellos han disminuido sus precios y una ha aumentado. Es importante relevar que el indexador PPI Turbine utilizado para el ajuste del precio de las turbinas a gas en ciclo abierto, es aplicable para todos los tamaños sin considerar si estas han aumentado o disminuido su precio. Adicionalmente, el indexador (PPI Turbine) incorporado en el Informe Técnico es de amplio uso en la industria, y además, es el que se ha utilizado para la componente de turbina a gas en procesos anteriores.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			El desafío es que comercialmente los vendedores de turbinas ven presiones importantes de precio / competitividad y los precios han estado reduciéndose, particularmente en unidades de mayor tamaño, según se indica en Gas Turbine World 2020. Cuando se observa el PPI de Turbinas, que agrupa a todas las turbinas a gas independiente del tamaño, se observa que los precios han estado incrementándose (https://fred.stlouisfed.org/series/PCU333611333611), lo que es contradictorio con lo observado en turbinas de mayor tamaño.		
28	ACENOR	Secciones 5.1.1.; 5.2.1; 5.5.1; 6.2.2.3;11.1.1 páginas 224, 226, 230, 241, 258,296	El estudio supone que la unidad de punta debe estar disponible durante 4 o 5 horas durante los días hábiles de seis meses (el periodo de control). Al respecto cabe señalar que el art 48 del decreto 86 del 2012 establece que "La Comisión deberá determinar el tipo de	La potencia de punta debe estar funcionando sólo durante la hora de LOLP máximos y no durante todo el periodo de control. Eso reduce el número de horas considerablemente.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 15.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			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.		
29	ACENOR	General	El estudio responde a las bases de licitación publicadas en Res. CNE 166 del 25 de mayo de 2020. La resolución mencionada define alcances que son importantes para la definición de la unidad de punta y sus costos asociados que no están abordados en el informe que se publicó. En este contexto, los alcances no cubiertos apropiadamente en el informe, que fueron indicados en la Res. CNE 166, tienen relación a los siguientes aspectos: a.) Realizar un análisis crítico del impacto de las definiciones de subsistema de potencia y subestación básica de potencia como	Complementar el análisis presentado en el informe al menos con los siguientes aspectos. a.) Metodología para determinar justificadamente la selección de tamaño eficiente de la unidad de punta de un determinado subsistema del SEN. b.) Análisis de recuperación de costos de inversión a través de la remuneración recibida por los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia, para las tecnologías identificadas en los objetivos anteriores. Una vez conocidos los antecedentes mencionados	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			señal para la definición de los precios de potencia de punta, y proponer criterios y metodologías para su determinación en el SEN. b.) Proyectar los desacoples económicos en bloques de punta para el periodo 2021-2024. A partir de lo anterior, y de las metodologías desarrolladas, proyectar los subsistemas susceptibles de ser definidos durante el periodo 2021-2024. c.) Diseñar una metodología para determinar justificadamente la selección de tamaño eficiente de la unidad de punta de un determinado subsistema del SEN. d.) Realizar un análisis del Margen de Reserva Teórica como señal de inversión en el mercado de la potencia. A partir de dicho análisis, elaborar propuestas de modificaciones legales y/o regulatorias, que permitan dar señales de sobre instalación eficiente para cumplir con los niveles de	anteriormente se podrá realizar más observaciones sobre la definición y costo de la unidad de punta del SEN.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			suficiencia y confiabilidad en el SEN. e.) Elaborar un análisis de recuperación de costos de inversión a través de la remuneración recibida por los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia, para las tecnologías identificadas en los objetivos anteriores.		
30	EDELMAG	General	Dentro de las alternativas evaluadas como unidades de punta, se consideran motores a gas y motores diésel de 5 MW de potencia. Al respecto, no se dispone de antecedentes que den cuenta de la instalación y operación efectiva de una unidad de este tamaño dentro del territorio nacional, y en particular, en alguno de los Sistemas Medianos (SSMM). Por tanto, no se garantiza que exista disponibilidad de servicio técnico especializado para este tipo de unidades. En efecto, se estima que, debido a su tamaño, las mantenciones y	Eliminar del análisis la alternativa de motores de 5 MW	No se acoge la observación. Entre las cotizaciones recibidas de los fabricantes y representantes locales de grupos motor - generador se presentan estas unidades generadoras del tamaño indicado (5 MW). Por lo tanto, para efectos de la confección del presente Informe Técnico, se ha utilizado dicha información para determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta en los Sistemas Medianos donde dicho tamaño es adecuado de acuerdo con el análisis presentado en el informe. Respecto del comentario relacionado con la falta de garantía de disponibilidad del servicio técnico especializado para este tipo de unidades generadoras es posible señalar que los fabricantes y representantes locales de esta tecnología corresponden a empresas presentes en el mercado nacional y de reconocido prestigio y experiencia, por lo que la aprensión manifestada en la observación no corresponde.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			costos relacionados, no se adecúan a la realidad de operación y mantención en sistemas pequeños y aislados, ni es posible obtenerlos en proporción a los de una UG de menor tamaño.		
31	EDELMAG	General	Respecto de las unidades generadoras evaluadas, en el Informe Técnico no se describe información de interés sobre los proveedores y marcas consideradas para la modulación y valorización del precio de potencia. En efecto, sólo en planilla Excel de anexo "Precio Potencia SSMM GMG Rev. D", hojas "Costo MG- GAS", "Costo TG 2-5" y "Costo MG diésel", se puede revisar el listado de modelos y potencias utilizados como fuente de referencia, sin indicar marcas o proveedores, ni del servicio técnico asociado y de su disponibilidad a nivel regional o nacional. Por tanto, no se visualiza si dentro del análisis del consultor se consideró la real disponibilidad de	Incorporar información respecto de modelos, marcas, proveedores y disponibilidad de servicios técnicos de las Unidades Generadoras (UG). Indicar para cada módulo de potencia considerado, los criterios para agrupar UG en rangos de potencia y fuentes de referencia para su cotización.	No se acoge la observación. Los proveedores y modelos de las cotizaciones recibidas de los fabricantes y representantes locales de Turbinas a gas en ciclo abierto, en la mayoría de los casos, solicitan mantener la reserva y confidencialidad de la información entregada mediante la firma de un NDA (Non-Disclosure Agreement). Este requerimiento ha sido solicitado al Consultor del Estudio de la Unidad de Punta. Por tal motivo, la información detallada de las marcas y modelos de las unidades generadoras (tecnologías) no se encuentran disponibles de forma pública.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			servicio técnico de los modelos considerados, ni si se analizaron factores o características técnicas entre modelos, que permitieran realizar una selección adecuada a la realidad de operación y mantención de estas unidades en cada uno de los sistemas eléctricos en estudio.		
32	EDELMAG	General	Dentro del análisis de la operación e inversión, y de las partidas de costos de Unidades Generadoras (UG) asociadas, no es posible determinar que la sola incorporación de silenciadores en los ductos de escape de gases, sea medida de abatimiento suficiente para cumplir con la normativa de emisión de los niveles de presión sonora a que eventualmente pueden estar expuestos los potenciales receptores del entorno de la SE (Central Generadora) En efecto, para determinar que las medidas de control sonoro sean adecuadas, no se dispone de análisis	Evaluar y agregar ítem de insonorización en centrales (SE) analizadas.	No se acoge la observación. En primer lugar, es relevante considerar que, para efectos del presente Informe Técnico, la subestación Punta Arenas no se encuentra considerada en el análisis de sitios factibles para instalación de la Unidad de Punta en el SSMM de Punta Arenas, y que no se aportan antecedentes respecto de Puerto Natales. Por otra parte, es necesario relevar que la mayor proporción del costo se encuentra relacionado con barreras acústicas, ítem que no es posible definir en esta etapa su real necesidad. A su turno, para efectos de mitigación de ruido se considera silenciador de chimenea y la insonorización estándar del fabricante para el equipo principal, todo la cual es parte del costo del equipamiento principal y su montaje es parte del montaje mismo de la turbina y de la infraestructura asociada. No se consideran medidas adicionales de mitigación de ruido. Por su parte, hay que considerar que el Sistema Mediano de Punta Arenas tiene dos centrales, estas corresponden a la Central Punta Arenas y la Central Tres Puentes. En primera instancia la Central Punta Arenas se encuentra emplazada en la zona centro de la Ciudad de Punta Arenas, en la cual hay instalados solo grupos motor - generador en base a gas natural. Por su parte, la Central Tres Puentes está ubicada en el sector oriente de la Ciudad de Punta Arenas en un radio aproximado de 6 - 7 km del centro de la ciudad. Además, en esta central se encuentran emplazadas varias unidades generadoras del

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			acústico de la SE, como una sola fuente fija, que integra diversas unidades cuyo comportamiento acústico es diverso en cuanto a nivel de presión sonora, así como a frecuencia de onda. Tampoco se considera las restricciones del entorno de la SE, propias de uso de suelo en que se emplazan los potenciales receptores, la morfología del emplazamiento ni las variables meteorológicas características consideradas en el estudio. Las consideraciones anteriores están reguladas en el Decreto N°38/2012, Establece Norma de Emisión de Ruidos Generados por Fuentes que Indica, elaborada a partir de la revisión del Decreto N°146, de 1997, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia. En consecuencia, cabe señalar que, en la práctica, junto con la incorporación de cada UG al parque generador, corresponde realizar evaluaciones de		tipo Turbinas a gas en Ciclo Simple o Abierto de tamaño entre 7,5 MW a 23 MW de las cuales, de acuerdo con los antecedentes utilizados para la confección del presente Informe Técnico, no presentan la instalación de un sistema de insonorización. Además, hay que tener presente que las unidades generadoras instaladas en la Central Punta Arenas normalmente su operación es de respaldo a las unidades generadoras instaladas en la Central Tres Puentes, dado su mayor costo variable combustible, mayor cantidad de años de operación (vida útil) lo que resulta en una menor eficiencia y los posibles efectos de ruido o emisiones en el entorno cercano (área urbana de Punta Arenas). Finalmente, es necesario relevar que el presente Informe Técnico presenta una metodología que es consistente con estudios anteriores de la Unidad de Punta y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación define para el mismo.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			ruido ambiental (para determinar la línea base) desarrollar ingenierías (conceptuales, básicas y de detalle) acústica y estructural para las medidas de control de ruido y, finalmente, ejecutar las obras de mitigación correspondientes.		
33	EDELMAG	Tabla 15, Resumen del análisis de los SSMM. Página 221	En la Tabla 15, las primeras dos filas se refieren a información de SE Punta Arenas y Natales. Sin embargo, los datos se encuentran cruzados, ya que por ejemplo la distancia Cabo Negro a SE Puerto Natales dice 19 km, lo que no es correcto y corresponde a la distancia entre SE Punta Arenas y Cabo Negro.	Se solicita corregir los datos de SE Punta Arenas y SE Puerto Natales.	Se acoge la observación. Se corrige la Tabla 15 en el Informe Técnico Definitivo.
34	EDELMAG	Costos Fijos de Operación. Página 303	En el detalle de tablas con Costos Fijos de Operación Unidades Generadoras, se observa que para operación UG térmicas TG 2-5 MW, no se considera un técnico mantenimiento ni costos generales adicionales. Asimismo, en el caso de Motores Generadores, establece como un solo	Agregar personal de mantención en alternativas de UG térmicas.	Se acoge la observación. Se modificaron en el Informe Técnico Definitivo los valores de las tablas 33 y 34 correspondiente a los costos fijos de operación de Turbinas a Gas de 2MW - 5 MW y Grupo Motor – Generador.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			costo el asociado a cargo de Operador/Mantenedor. Al respecto, parece insuficiente la asignación de costos, ya que aún cuando en el caso de las TG se disponga de contratos de mantención con el fabricante, por ejemplo, no contar con técnico en la zona, implica una alta probabilidad de falla prolongada sujeta al desplazamiento de personal técnico de contrato mantención con fabricante. En particular, para SSMM no se dispone de contratista técnico especialista en la zona, que pueda atender localmente los requerimientos de las TG y MG. Por ello, se requiere contar con personal propio que permita atender los requerimientos de mantención de estas UG. En efecto, se observa en las tablas que se incorpora provisión de servicios de planta (subcontratistas técnicos), pero no es suficiente, ni adecuado.		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
35	EDELMAG	11.2.2.4 COSTO DE REPUESTOS. Página 307	En la descripción presentada sobre Costos de Repuestos, no se establece para Motor a Gas (MG) y Motor Diesel (MD), una separación de costos, en particular en lo referente a frecuencias de reparación y costos de elementos, ya que en la realidad difieren para cada tipo de tecnología. En efecto, no es correcto considerar el mismo costo para MG y MD.	Corregir y separar los costos de repuestos asociados a MG y MD.	Se acoge la observación. Se incorporan los cambios en el Informe Técnico Definitivo.
36	EDELMAG	Tabla 44: Costos Contratos Parque eólico con BESS. Página 308	En Tabla 44 se detallan costos de mantención para Parque eólico + BESS 6 MW. Sin embargo, anteriormente (Tabla 24) indica como UG evaluada, parque eólico + BESS de 5,0 MW como alternativa para SSMM. Se debe por tanto revisar la consistencia de costos con el nivel de potencia indicado.	Revisar consistencia de costos a tamaño de UG de 5 MW.	Se acoge la observación. Se corrige en el Informe Técnico Definitivo la tabla 24 para ser consistente con la tabla 44.
37	EDELMAG	Factores de recuperación de capital (vida útil). Página 379	El informe indica que: “Los factores de recuperación de capital corresponden a la tasa mensual de recuperación de capital, calculadas de acuerdo con la vida útil de los componentes de la Unidad	En particular, para SSMM de Magallanes (según Resolución Exenta CNE N°154-2018) considerar vidas útiles de: - Turbinas a Gas: 24 años - Motores a Gas: 24 años	Se acoge parcialmente la observación. En el Informe Técnico Definitivo se presenta una modificación de las vidas útiles de las instalaciones de transmisión (líneas de transmisión y subestaciones) de acuerdo con los valores establecidos en el Artículo Segundo de la Resolución Exenta CNE N° 412 que "Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el Artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos" de fecha 05

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			de Punta y la tasa anual de descuento que corresponde a un 10% según la legislación eléctrica. Se considera una vida útil de 25 años para la central generadora de las tecnologías del tipo turbina a gas y grupo motor – generador, 25 años para los parques eólicos, 25 años para las centrales solar fotovoltaica, 10 años para el sistema de baterías del tipo LI-Ion, 30 años para la subestación eléctrica y 20 años para la línea de transmisión en el cálculo de los factores de recuperación de capital.” Al respecto, no se observa consistencia de las vidas útiles señaladas, con las establecidas en los estudios tarifarios (bases técnicas). En efecto, para tecnología a gas natural, se considera para el decreto de Precio de Nudo vigente de SSMM, una vida útil de 24 años.	- Motores Diesel: 20 años - OOCC SE, estructuras: 40 años - Equipos Eléctricos 30 años - Conductores: 20 años	de junio de 2018. Los nuevos valores de las vidas útiles de las instalaciones de transmisión se pueden visualizar en la hoja denominada "Parametros" de la planilla de cálculo (Excel, Anexo 3) que determina el Precio Básico de Potencia de Punta (ver Anexo 3) para la tecnología Turbinas a Gas, Grupo Motor - Generador y Central Renovables (fotovoltaica y solar) con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías. Finalmente, respecto de las componentes de generación, remitirse a la respuesta de la observación ID N° 24.
38	EDELMAG	16.1.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE POSIBLES INDEXADORES. Página 394	En Tabla 97: Asignación de indexadores por partida, en columna “Index. Partida de Costo Nacional”, se considera variable PPI, la	Corregir la asignación de ítems asociados a PPI a “Index. Partida de Costo Extranjera”	Se acoge la observación. Se corrige la tabla 97, en el Informe Técnico Definitivo, para la correcta asignación de indexadores por partida de costos.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			cual es de origen extranjera, no nacional.		
39	EDELMAG	Costos de Inversión UG. Planilla Excel anexo "Precio Potencia SSMM GMG Rev. D". (Hojas Costo MG-GAS; Costo TG 2-5; Costo MG-Diesel)	Respecto al origen y referencia de los costos utilizados, así como del criterio de agrupación de los rangos de potencia considerados para cada módulo o alternativa UG analizada, no se dispone de mayores antecedentes a los indicados en la planilla. En efecto, se producen diferencias de precios significativas entre las distintas unidades de referencia y los resultados de valorización obtenidos por bloque o UG de precio de punta. No se indica si la cotización contempla un estándar de elementos provistos por el fabricante, esto es, si todas consideran estas mismas componentes o hay suministros que puedan ser adicionales y que afecten el costo cotizado. Por otro lado, los valores obtenidos no resultan consistentes al comparar con valores de mercado incluidos en la misma	Revisar y corregir los criterios para rangos y valorización de Costos de Inversión de UG.	Se acoge parcialmente la observación. En relación con los rangos para asignar una unidad generadora a una potencia comercialmente disponible, se ha considerado metodológicamente que la unidad generadora disponible cumpla con una banda del ±10% del tamaño (MW) definido por la CNE para la Unidad de Punta en el SEN. Por otra parte, respecto del alcance de las cotizaciones solicitadas y recibidas, no se acoge la observación, ya que en el Capítulo 11 se indican las consideraciones en relación a las cotizaciones recibidas y fuentes de información. Las cotizaciones recibidas son a nivel de precios de lista (*budgetary prices*) considerando un suministro estándar del equipamiento, según lo solicitado por el Consultor a los representantes locales y fabricantes de unidades generadoras. Finalmente, las variaciones de costo entre fabricantes y rangos obedecen a diferencia propias entre fabricantes de equipos, por lo que no se acoge la observación.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			planilla para el mismo rango de potencia o al comprar con otras UG de menor tamaño. Por ejemplo, para el caso de motor a gas de 5 MW se utilizan 3 modelos de referencia: En este caso el valor obtenido por extrapolación corresponde a MUS$1.744 para MG 5 MW. Dicho resultado presenta una variación de -40% respecto unidad de mayor valor cotizada en el rango (Wartsila 12V34). Asimismo, este valor es un 28% menor al Costo de Inversión obtenido para Motor Diesel de la misma potencia (MUS$ 2.417). Asimismo, en las alternativas de MG de 2 MW, el modelo CG170-20 presenta valor de inversión		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			actualizado de MUU$1.404 que es un 24% menor al costo obtenido para una máquina cuya potencia es de más del doble (5MW).		
40	EDELMAG	Costos por Central. Planilla Excel anexo “Precio Potencia SSMM GMG Rev. D”.	Al comparar las partidas de costos asignadas a cada central, por UG considerada como alternativa para unidad de punta, se detectan inconsistencias entre costos de recargos y resultado a nivel de cada SE o central. Por ejemplo, al comparar los resultados obtenidos para TG de 2 MW (hoja RESUMEN 2 MW_TG), no se registran diferencias significativas de costos entre las centrales (SE) TRES PUENTES, PUERTO NATALES y PORVENIR, siendo que por su ubicación geográfica al menos se debiesen producir incrementos a nivel de fletes, por ejemplo, y de costo de mano de obra, ya que las comunas más alejadas de Punta Arenas se ven afectadas por sobrecostos asociados al traslado de personal, materiales y equipos para	Revisar y corregir los recargos, ajustándose a la realidad de cada SE o central.	No se acoge la observación. El nivel de recargo resultante se obtiene a partir de la valorización de las partidas de costos utilizadas para la determinación del Costo de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta, considerando el desarrollo de ingeniería que metodológicamente es consistente con estudios anteriores para la unidad de punta y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación define para el mismo, no existiendo antecedentes que justifiquen un tratamiento diferente como el propuesto. No obstante lo anterior, en los SSMM para dar cuenta de la señal de localización se estimó el sobrecosto de transporte a sitio según la particularidades de éstos. El detalle de dicho cálculo está en el Anexo N°3 la hoja (Excel) "Transporte a sitio".

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			poder realizar las instalaciones y actividades señaladas. En el resultado, se presenta la solución de TRES PUENTES con mayor costo que PUERTO NATALES y PORVENIR, siendo que en la práctica estas zonas presentan mayores recargos producto de su condición geográfica y mercado. Para efectos de revisión de impactos y diferencias mencionadas, se adjunta planilla con comparativo de los resultados de Estudio de Costos de Inversión y Operación de Unidades Generadoras para SSMM de Magallanes, elaborado por KREA Energía en 2018, y utilizado por el Consultor para el estudio de tarificación de precios de nudo vigente. Para efectos de facilitar la comparación, se agruparon ítems de costos presentados en planilla “Precio Potencia SSMM GMG Rev. D” que se indican en anexo.		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
41	EDELMAG	Recargos. Planilla Excel anexo “Precio Potencia SSMM GMG Rev. D”.	En el resultado presentado por el consultor, se detecta que no se consideran ciertos recargos de inversión, tales como el costo de flete a sitio, esto es, el costo de traslado de equipamiento de UG hasta central final. Asimismo, los costos de ingeniería, puesta en marcha, administración de proyectos y gastos generales son insuficientes. El nivel de imprevistos de 1% no es correcto (insuficiente) para un nivel de evaluación de prefactibilidad presentado en el Informe. Teóricamente debiese ser de a lo menos un 5%. Finalmente, no se consideran Intereses Intercalarios en el análisis efectuado. Cabe señalar, que en el Informe Técnico de CNE para tarificación de SSMM de Magallanes vigente, se consideró tasa de interés intercalario de 7,07%, y se incluyó el costo en los recargos presentados.	Revisar y corregir criterios aplicados a cálculos de los recargos de inversión de centrales, realizando el reconocimiento debido a las condiciones de cada SE o central. Incorporar recargo de interés intercalario.	No se acoge la observación. Para efectos de la señal de localización en los SSMM, se estimó a través de la incorporación de sobrecosto de transporte a sitio según las particularidades de cada sitio. El detalle de dicho cálculo se encuentra en la hoja "Transporte a sitio" del Anexo N°3. En relación con el porcentaje de imprevistos, dado el nivel de detalle de las partidas de costos utilizadas para la determinación del Costo de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta, considerando además que el desarrollo del proyecto considera una ingeniería que metodológicamente es consistente con estudios anteriores para la unidad de punta y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación vigente define para el mismo, se ha estimado que el valor de contingencias resulta adecuado. Lo anterior, también es considerando que no se tienen a la vista antecedentes que justifiquen un tratamiento diferente como el propuesto. Por último, en relación con los intereses intercalarios, en el Capítulo 15, Estructura del Precio Básico de Potencia de Punta, se presenta la fórmula para la determinación del Precio Básico de Potencia de Punta. En dicha formulación se incluye el "Costo Financiero" del Proyecto. Por lo anterior, no es necesario incluir en las partidas de costos un nuevo ítem relacionado con lo solicitado.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Para efectos de revisión de impactos y diferencias mencionadas, se adjunta planilla con comparativo de los resultados de Estudio de Costos de Inversión y Operación de Unidades Generadoras para SSMM de Magallanes, elaborado por KREA Energía y utilizado por el Consultor para el estudio de tarificación de precios de nudo vigente. Para efectos de facilitar la comparación, se agruparon ítems de costos presentados en planilla "Precio Potencia SSMM GMG Rev. D" que se indican en anexo. A modo ejemplo, para TG de 5 WM de SE TRES PUENTES, el nivel de recargos obtenido representa un 31% del costo de inversión de la máquina (FOB), mientras que estudio de KREA determina un nivel de recargo de 77%.		
42	EDELMAG	Recargos. Planilla Excel anexo "Precio Potencia SSMM GMG Rev. D" Punto 1.1.2	Los valores indicados en la partida de estanques diésel resultan insuficientes para cubrir los valores que EDELMAG ha incurrido en	Revisar y corregir las partidas de costo de estanques.	No se acoge la observación. Es necesario relevar que la partida de costo señalada por la observante corresponde solo a equipos y materiales, los cuales son complementados con los respectivos costos de construcción y montaje incluidos en el ítem de costos correspondiente. Adicionalmente, cabe señalar que la metodología desarrollada y

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		RED Suministro Petróleo	los últimos proyectos ejecutados. A modo ejemplo, para TG de 5 WM de SE TRES PUENTES, se presenta un valor de US$10.046 por un estanque de 53 m3 y en el último proyecto de instalación de turbinas de Edelmag el estanque de 32 m3 tuvo un costo de 1.176 UF equivalente a US$ 36.000. Se adjunta presupuesto de la Constructora Nexxo que ejecutó la instalación de la turbina.		ejecutada en el presente Informe Técnico no utiliza como información o antecedente para partidas de costos de alguna instalación (unidad generadora) o empresa en particular. Sin perjuicio de lo antes señalado, una vez analizada y revisada la partida de costos de estanques de combustible, se concluye que no se requiere aplicar una modificación en los costos indicados por la observante.
43	Enor Chile S.A.	Capítulo 1, Análisis de Alternativas Tecnológicas de Generación disponibles para Suministrar Potencia de Punta, Sección 1.1 pág. 27	En esta sección se plantea una serie de aspectos a considerar en la selección de unidades generadoras que puedan proveer potencia de punta. Sin embargo, se observa que falta una definición previa de las características que deben tener las unidades de punta. Esta falta de definición se aprecia a lo largo de todo el informe. Así mismo se observa que la definición entregada de unidad de punta dista del concepto entregado en el	Un análisis de las opciones tecnológicas requiere definir previamente las propiedades que deben tener las centrales generadoras para que puedan cumplir el rol de unidades de punta en el SEN y los SSMM. A modo de sugerencia, las unidades de punta debieran ser, a lo menos: 1) altamente confiables, 2) robustas, 3) con bajos costos de partida y detención, 4) de partida rápida, 5) con bajo mínimo técnico, 6) con bajos tiempos de toma y reducción de carga, 7) con bajos niveles de	No se acoge la observación. De acuerdo con una tarificación basada en la teoría marginalista, que cuenta con dos componentes, esto es, energía y potencia, se desprende que, para abastecer la demanda de punta, esto se debe realizar con unidades de bajos costos de inversión. A mayor abundamiento, respecto de las características que menciona la observante, en la Sección 2 se encuentra una descripción de ellas, donde es posible relevar cualitativamente que, las tecnologías analizadas con mayor detalle en el Informe Técnico, presentan en términos generales, respuestas adecuadas para el Sistema Eléctrico Nacional.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			artículo 162, numeral 3 de la Ley.	emisiones de ruido y contaminantes, 8) bajo costo de inversión.	
44	Enor Chile S.A.	Capítulo 1, Análisis de Alternativas Tecnológicas de Generación disponibles para Suministrar Potencia de Punta, Sección 1.1 General, pág. 27	Se menciona que podría considerarse centrales renovables con sistema de almacenamiento. En particular, solar FV más baterías, eólica más baterías e hidroeléctrica más baterías. No obstante lo anterior, llama la atención que no se haya considerado los bancos de baterías para que este tipo de centrales sean considera de punta.	Se propone considerar los bancos de baterías en el análisis del Capítulo 1 y entre las opciones que se estudian a lo largo de todo el informe.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.
45	Enor Chile S.A.	Capítulo 2, Características y Atributos de Flexibilidad de Distintas Tecnologías. Págs. 54 a 57	El objetivo sería analizar las "capacidades técnicas de las distintas tecnologías que podrán proveer la potencia de punta del Sistema Eléctrico Nacional, en particular para proveer flexibilidad a la operación del sistema". Enseguida, se presenta de forma general los atributos de la flexibilidad operacional y algunas características de flexibilidad de las turbinas a gas, motores generadores y centrales renovables. Ahora bien es posible observa que, no se plantea	Se propone incorporar al capítulo un verdadero análisis de los atributos de flexibilidad que deben tener las unidades de punta. A la luz de este análisis, evaluar qué tecnologías pueden cumplir los requisitos y qué elementos técnicos requieren. De modo que, más adelante, se pueda estimar sus costos.	No se acoge la observación. A modo de aclaración, en esta sección se estudian los atributos de flexibilidad incorporándose un análisis cualitativo de los atributos que tienen distintas tecnologías que podrían prestar la punta. Además, a partir de esta revisión es posible hacer una comparación entre las distintas tecnologías. Dado que las características de flexibilidad necesarias dependen del comportamiento sistémico no corresponde en el presente Informe Técnico indicar aquellos que son necesarios para la Unidad de Punta. A su turno es posible observar a partir de las tablas, que las alternativas tecnológicas para la Unidad de Punta entregan excelentes prestaciones en términos de la flexibilidad del sistema. Complementariamente, se remitirse a la respuesta de la observación ID N° 44. Finalmente, es importante relevar que el Informe Técnico se desarrolla de acuerdo con la normativa vigente.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			previamente qué características de flexibilidad debieran tener las unidades de punta y no se presentan conclusiones útiles para los costos de la unidad de punta que se tratan más adelante.		
46	Enor Chile S.A.	Capítulo 3, Evolución de los Costos de Inversión (CAPEX) Período 2021-2024 de Distintas Tecnologías de Generación. Págs. 60 a 69	El capítulo se limita a informar lo que dicen tres fuentes sin mencionar por qué fueron seleccionadas. No hay una conceptualización o análisis que permita explicar la evolución pasada y futura de los costos. No hay ninguna discusión sobre la representatividad y validez de los valores para Chile ni cómo se debiera usar la información para fijar los costos de las unidades de punta. No se comparan ni analizan los valores que muestran los distintos informes, que tienen algunas cifras manifiestamente contradictorias. No hay información sobre los distintos tipos de tecnología. Se incluyen gráficos e información irrelevante para el estudio	Se propone incorporar un análisis que permita explicar la evolución de los costos de las diversas tecnologías. El análisis debe incluir los aspectos que son relevantes para Chile y sobre el uso de esta información para la estimación de los costos de las centrales de punta. Además, se debe incluir a las distintas tecnologías en el análisis.	No se acoge la observación. El capítulo es ilustrativo desde el punto de vista de la evolución de los costos de inversión (CAPEX) del periodo 2021-2024 de distintas tecnologías, considerando las fuentes que se incorporan en el informe. Luego, en los capítulos siguientes se realiza un análisis para el SEN y los SSMM.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
47	Enor Chile S.A.	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. El primer criterio es "los tamaños de potencia requeridos". Para el SEN se menciona 70, 150 y 300 MW. Con esto declara que solo las turbinas a gas y las renovables con capacidad de regulación o almacenamiento cumplen con la condición. Esto plantea varios problemas: 1) ¿Dónde se demuestra que los tamaños de la TG deben ser solamente 70, 150 y 300 MW? Se destaca que las bases del estudio señalan que esos tamaños son lo mínimo que el consultor debe considerar. Pero no considera los inconvenientes de instalar TG sobre 150 MW, como lo son disponibilidad de proveedores y repuestos (limitada y bajo contratos especiales), además de mayores exigencias ambientales, disponibilidad de combustible, riesgos de indisponibilidades, entre otros. 2) ¿Por qué se insiste en renovables con	Se propone agregar un estudio sobre los tamaños de las unidades de punta que necesita el SEN y usar las conclusiones en la selección de opciones tecnológicas. Se propone que dentro del análisis de selección se consideren los costos de la Inspección Técnica de Obras Proyecto (ITO) como parte de la inversión del proyecto, que se incluya un ítem de relacionamiento comunitarios y sostenibilidad, que se especifiquen los costos generales del propietario y que se incluya el costo de etapa y desarrollo y de construcción dentro de los costos financieros. Se propone agregar a los bancos de baterías como opción para suministrar potencia de punta.	No se acoge la observación. Respecto del tamaño de la unidad de punta, remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1. Por otra parte, cabe señalar que los costos de inversión y costos fijos considerados y los recargos utilizados son consistentes con el nivel de ingeniería indicado, y el que a su vez presenta una consistencia metodológica con los estudios anteriores de costos de unidad de punta, y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación vigente define para el mismo. A su turno, se debe considerar además que la ITO se encuentra considerada en el recargo Servicios de Ingeniería, Estudios y Administración del proyecto, que corresponde a un 3,5%. Por su parte, las centrales Renovables del tipo eólica y solar fotovoltaica más sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías son parte del estudio desarrollado, y respecto de la incorporación de bancos de baterías, se solicita remitirse a la respuesta a la observación ID N° 5. Finalmente, es necesario relevar que los Gastos Generales del Propietario incluyen entre otros, las siguientes partidas de costos: Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto, Gestión estudio de impacto ambiental (EIA), Costos de terrenos, permisos y concesiones, Compensación a la comunidad, Gastos de puesta en marcha, Varios y Contingencias.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			capacidad de acumulación y no se considera la opción de los bancos de baterías? Como ya se mencionó, lo que permite a las renovables ser una opción para suministrar la demanda de punta son las baterías.		
48	Enor Chile S.A.	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	Se descarta la opción de centrales renovables con capacidad de regulación diciendo "dado las actuales restricciones principalmente ambientales". En primer lugar, no se entrega la más mínima información sobre las eventuales restricciones ambientales que enfrentarían estas centrales. En segundo lugar, ¿por qué en este capítulo se aplican restricciones ambientales solo a las renovables con capacidad de regulación? Por último, se observa que no se consideraron dentro de los costos de inversión la oposición de las comunidades a la instalación de centrales térmicas o hidroeléctricas. Ya que, aunque se logre obtener una RCA favorable,	Se propone agregar al capítulo 4 una exposición y análisis de las restricciones ambientales que están enfrentando los diversos tipos de proyectos para producir electricidad. De aquí, derivar las conclusiones generales y específicas que sirvan para aceptar o descartar opciones de centrales. Finalmente, aplicarlas sistemáticamente a todas las opciones de centrales de punta. Lo anterior permitirá establecer criterios similares para todas las unidades de generación al momento de ser seleccionada para suministrar potencia punta.	Se acoge parcialmente la observación. De acuerdo con lo planteado, se modifica el Informe Técnico, dado que las mayores restricciones para este tipo de instalaciones corresponden a la dificultad de localización de estas, en posiciones cercanas a las subestaciones de punta, dado que depende de la característica particular del emplazamiento del proyecto a realizar. Cabe señalar que, en el presente Informe Técnico, en el capítulo 4, se analizan también aspectos territoriales de cada una de las subestaciones de punta del Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, respectivamente.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			puede hacer dificultosa o imposible su construcción, lo que se puede traducir en costos de inversión y operación superiores. En este contexto, en general se prefiere que las centrales térmicas operen con gas y que el petróleo se use como respaldo, por lo que no permitiría este tipo de unidades cumplir con los criterios para ser seleccionado como unidad de punta.		
49	Enor Chile S.A.	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	Con relación a la logística de combustibles, el informe se limita a considerar la distancia a la cual estaría el punto de abastecimiento más cercano. Pero, no hay un análisis de las condiciones de cada zona que permitan asegurar que habrá suministro cuando la unidad de punta lo requiera. Cabe destacar que los momentos en que ocurren las demandas de punta son muy variables a lo largo de cada año. Por esta razón, las centrales de punta podrían estar obligadas a asumir costos de inversión adicionales y/o tener que incurrir en costos	Se propone incluir un análisis de las condiciones específicas de suministro de combustibles, lo que se puede conocer recurriendo a los proveedores de petróleo, gas licuado y gas natural. A partir de dicho análisis, determinar requerimientos adicionales de inversión y/o costos fijos de operación en que deberán incurrir las centrales de punta. Se propone realizar un análisis de impacto vial en términos generales de instalar un proyecto de 100MW v/s uno de 300MW.	No se acoge la observación. 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. A su turno, se verificó la cercanía de centros de distribución de combustible (diésel), y dada la existencia de estos centros de distribución, se considera como un supuesto razonable que es posible el reabastecimiento del combustible en plazos acotados, por lo que no es necesario incurrir en inversiones o costos fijos adicionales. Por otra parte, de acuerdo con lo señalado por la observante, los periodos de demanda máxima pueden ser diversos, sin embargo, el dimensionamiento de la Unidad de Punta es tal que cuenta con estanques para el almacenamiento del insumo primario y un stock de combustible de acuerdo con lo señalado en el Informe Técnico.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			fijos de operación. A modo de ejemplo, las centrales que operan con gas natural se e ven obligadas a contratar transporte en modo Take or Pay.		Adicionalmente, se menciona que en el presente Informe Técnico se realiza un análisis de localización, incorporando los costos que corresponda. De este modo, se determinan los costos de la Unidad de Punta, considerando un mismo tamaño y tecnología, pudiendo ser distintos los costos respecto de la subestación en la que se conecta. Finalmente, es importante relevar que la metodología empleada es consistente con anteriores estudios de la Unidad de Punta y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación ha definido para el mismo.
50	Enor Chile S.A.	Capítulo 5. Diseño detallado de los proyectos a analizar, identificando los requerimientos y equipos principales. Págs. 222 a 249.	En el texto del informe aparece una descripción genérica de los principales componentes de las centrales. Aunque en el Anexo 3 se aprecian listados bastante completos de componentes, no se acompañan los cálculos que permitan justificar, y verificar, la cubicación y los precios respectivos.	Se solicita incorporar los criterios de diseño y los detalles de los cálculos y consideraciones que justifican los elementos considerados, con sus capacidades, en cada proyecto de generación y de conexión al sistema. Estos antecedentes son esenciales para la valorización posterior.	No se acoge la observación. Las descripciones entregadas son consistentes con el nivel de ingeniería considerado en el cálculo del desarrollo del proyecto, y el total del desglose de ítems considerados se encuentra contenido en el Anexo N°3 citado por la observante. A mayor abundamiento, respecto de las fuentes de información utilizadas para determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y los SSMM estas corresponden entre otras a las siguientes: Publicaciones especializadas que contienen costos de inversión (US$) del equipamiento principal de las distintas tecnologías estudiadas. Asimismo, se han utilizado cotizaciones recibidas a nivel *budgetary* (precios de lista) de fabricantes y/o representantes locales de las distintas tecnologías estudiadas. Adicionalmente, se ha utilizado información provista por el Consultor del Estudio de la Unidad de Punta, dada la experiencia, conocimiento y participación en varios procesos para la determinación de costos de inversión y costos fijos de operación de Unidades Generadoras en el SEN y SSMM. A su turno, como referencia se revisaron y analizaron los costos de inversión y costos fijos de operación de distintas tecnologías de generación eléctrica en publicaciones internacionales, tales como: Annual Energy Outlook 2020 – U.S. Energy Information Administration (www.eia.gov/aeo), Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina 2019 – Banco Interamericano de Desarrollo (https://publications.iadb.org/en/publications?keys=Evoluci%C3%B3n+futura+de+costos+de+las+energ%C3%ADas+renovables+y+almacena

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
					miento+en+Am%C3%A9rica+Latina) , Electricity Annual Technology Baseline (ATB) (https://www.nrel.gov/) 2021 - 2024. Por otra parte, la descripción detallada de los ítems solicitada por el observante excede el alcance del presente informe, y corresponden a análisis particulares del desarrollo cada proyecto. Finalmente, cabe señalar que la metodología para el desarrollo del proyecto considera partidas que metodológicamente son consistentes con estudios anteriores de la unidad de punta, y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación define para el mismo.
51	Enor Chile S.A.	Capítulo 5. Diseño detallado de los proyectos a analizar, identificando los requerimientos y equipos principales. Pág. 224	El documento dice que los estanques de agua cruda con sus bombas correspondientes tendrán capacidades de: “760 m3, 1.680 m3 y 2.920 m3 para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente”. En forma análoga, se definen las capacidades otros elementos como, por ejemplo, los estanques de petróleo. Esto se habría calculado para operar durante 4 horas diarias por 5 días a la semana, sin entregar una justificación de por qué se determinó este periodo.	Se solicita indicar qué justifica (explicación) que la central deba operar en un régimen de 4 horas diarias durante 5 días a la semana	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 15
52	Enor Chile S.A.	Capítulo 5. Diseño detallado de los	El informe considera como única opción para todos los	Se propone diferenciar el diseño de instalaciones de	No se acoge la observación. Sin perjuicio de que el itemizado de costos y su valorización para la conexión de la Unidad de Punta al SEN no

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		proyectos a analizar, identificando los requerimientos y equipos principales. Pág. 236 a 238	tipos y tamaños de centrales una subestación elevadora a 220 kV, una línea de transmisión en 220 kV y un paño de conexión en 220 kV. ¿Cuál es la razón de esto? ¿Por qué se grava a las centrales de 70 MW, que bien pueden usar instalaciones en 66 o 110 kV, con costos de centrales de mayor tamaño?	conexión acorde con lo que es necesario y suficiente para cada tamaño de equipo (Establecimiento de características proporcionales entre instalaciones).	representa gran diferencia entre el tamaño mínimo (70 MW) y el tamaño máximo (300 MW), se ha considerado metodológicamente como subestaciones factibles del SEN, aquellas que correspondan al sistema de transmisión nacional, y la conexión directa en el nivel de tensión de dicho segmento.
53	Enor Chile S.A.	Capítulo 6. Determinación de Ítems incluidos en las partidas de costos de los distintos proyectos analizados. Págs. 250 a 260.	Se observa que el informe contiene una descripción muy general de las partidas de costos. Aún cuando en el Anexo 3 se muestran los componentes de las centrales con bastante detalle, el cuerpo del informe debiera ser más preciso en la descripción. Cabe destacar que en el capítulo 16, página 394, se muestra una tabla con el tipo de detalles que hacen falta en el capítulo 6. De todas formas, en el Anexo se puede apreciar que no se incluyen, por ejemplo, las chimeneas, los costos de conexión, bodegaje, fletes, intereses durante la construcción, seguros durante la	Se solicita realizar una descripción detallada de los ítems considerados en los costos de inversión y fijos de operación, incorporando tablas explicativas de apoyo, para cada una de las opciones de centrales consideradas. Esto es fundamental para que puedan ser presupuestados y valorizados en la siguiente etapa. Junto con lo anterior, se solicita revisar y completar los ítems.	Se acoge parcialmente la observación. Desde el punto de vista de incorporar mayor detalle en el Informe Técnico, se incorpora en el Capítulo 6, para efectos de la central generadora, línea de transmisión, subestación y gastos generales, una descripción del contenido en el Anexo 3 (planillas de cálculo del precio básico de la potencia de la unidad de punta) de tal manera que pueda resultar más comprensible el detalle de las partidas de costos de las hojas correspondientes al Anexo N° 3, para los distintos tecnologías, tamaños y ubicaciones. Respecto de las partidas de costos, que de acuerdo con la observante no fueron incorporadas en el análisis, se solicita revisar las respuestas a las observaciones en las que la misma presentó. Por ejemplo, respecto de chimeneas, la respuesta a la observación ID N° 55.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			construcción, costos de desarrollo, etc.		
54	Enor Chile S.A.	Capítulo 7, Dispositivos de Mitigación o Eliminación de Contaminación Ambiental págs. 261 a 267	Se supone que el capítulo debe especificar los elementos que son necesarios para mitigar o eliminar la contaminación ambiental de las opciones de centrales de punta. El informe solo se refiere a la contaminación del aire de las turbinas a gas operando con petróleo diésel o gas natural. Se refiere a la regulación vigente, muestra que los motores generadores no tienen limitación y concluye que en Chile no se podría instalar turbinas de tamaño mayor a 50 MWt, y en la RM de ningún tipo, a menos que se compensen las emisiones. Además, se elude la responsabilidad de estimar los costos en que se debiera incurrir para compensar las emisiones. Respecto a instalar una central fuera de la RM y conectarla a Polpaico o a Lo Aguirre, lo que implica evaluar ambientalmente no solo una central sino también una línea, no parece razonable.	Se propone que el estudio analice los impactos ambientales de todas las tecnologías y tamaños de centrales sobre al aire, el agua y el suelo. Enseguida, determine los elementos específicos que deben incluir las centrales para mitigar los impactos ambientales, de forma tal que, posteriormente, se puedan costear. Finalmente, presentar un análisis de las condiciones que se presenta en las diversas zonas del país, donde se debieran instalar unidades de punta. Además, debe agregar información relevante respecto a la posibilidad de compensar las emisiones. Esto último es indispensable para, enseguida, estimar sus costos. En el caso de las unidades de punta en Polpaico o Lo Aguirre, se sugiere no incluirlas por motivos ambientales de la RM. Si fueran indispensables, buscar las tecnologías y tamaños que lo permitan y/o estimar el costo de las compensaciones requeridas	No se acoge la observación. El detalle que se indica respecto de que no incluyeron dispositivos de mitigación o eliminación de contaminación ambiental, dicha observación no corresponde por lo siguiente: Se incluye el ítem de costos "Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO2, Nox, MP (CEMS: Continuous emission monitoring system)" en la planilla de cálculo (Excel). Adicionalmente, las turbinas a gas consideradas en el proyecto de la Unidad de Punta incluyen la utilización de tecnología de última generación en los quemadores de las turbinas, denominados quemadores Dry Low NOx o DLN. A su turno, se ha considerado la utilización de Diesel Ciudad con contenido de azufre de muy bajo para el combustible líquido, lo que permite cumplir con la normativa ambiental respecto de la operación de la Unidad de Punta Por otra parte, en el caso de MP para turbinas a gas en ciclo abierto, adicional al control de la composición de combustible, en la actualidad no se vislumbran dispositivos de abatimiento de emisiones comercialmente disponibles. Finalmente, es necesario relevar que en ningún caso se indica en el Informe Técnico que no es posible instalar unidad de generación con potencia superiores a 50 MWt. Lo que se señala es que, según el cálculo de emisiones realizado a nivel conceptual, para efectos de controlar las emisiones de S02, debe utilizarse el combustible con menor contenido de Azufre.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Por último, en el detalle de los costos de las turbinas no están las chimeneas, no hay sistemas de abatimiento de emisiones y no hay equipos de monitoreo de contaminantes.	para generar los espacios ambientales.	
55	Enor Chile S.A.	Capítulo 7, Dispositivos de Mitigación o Eliminación de Contaminación Ambiental págs. 261 a 267	En el detalle de los costos de las turbinas no están las chimeneas, no hay sistemas de abatimiento de emisiones y no hay equipos de monitoreo de contaminantes.	Las centrales térmicas deben considerar chimeneas, elementos para abatir emisiones de contaminantes y equipos de monitoreo.	No se acoge la observación. El valor de la chimenea en la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo abierto, se encuentra incorporado en el costo del equipamiento principal de la Unidad Generadora. El detalle que se indica respecto de no incluir dispositivos de mitigación o eliminación de contaminación ambiental no corresponde, por lo señalado a continuación: se incluye el ítem de costos "Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO2, Nox, MP (CEMS: Continuous emission monitoring system)" en la planilla de cálculo (Excel) . Adicionalmente, las turbinas a gas consideradas en el proyecto de la Unidad de Punta incluyen la utilización de tecnología de última generación en los quemadores de las turbinas, denominados quemadores Dry Low NOx o DLN. Además, se ha considerado que para el combustible líquido la utilización de Diesel Ciudad con contenido de azufre muy bajo, lo que permite cumplir con la normativa ambiental para la operación de la Unidad de Punta.
56	Enor Chile S.A.	Capítulo 8. Cumplimiento de las Normas Técnicas de seguridad y calidad de servicio y partida autónoma. Págs. 268 a 269.	No se especifica qué normas ni que artículos específicos cumplirían los diseños de las centrales que se están considerando. Si bien se habla en forma general del capítulo 5 y del capítulo 4 de la NTSyCS, no se especifica qué y por qué cumple. La partida autónoma se descarta a pesar de que, de acuerdo	Se pide especificar los requerimientos normativos que deben cumplir las centrales y cómo ellos se incluyen en los diseños en forma detallada.	No se acoge la observación. Tal como se indica en la Capítulo 8 del Informe Técnico: "Respecto a la inclusión de elementos para el cumplimento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), cabe destacar que considerado la especificidad de la gran mayoría de los requisitos indicados en el Capítulo 10 de la NTSyCS aplicables a instalaciones de generación, no es posible evaluarlos en detalle en este estudio, dado que para esto se requiere etapas avanzadas del desarrollo del proyecto. Sin perjuicio de lo anterior, la metodología empleada es consistente con el desarrollo de estudios anteriores de la determinación de costos de la Unidad de Punta y con los objetivos

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			con las Bases del estudio, debe ser considerada		tarifarios y de fijación de precios que la regulación define para el mismo. Respecto de la partida autónoma, ésta es una de las componentes del Servicio Complementario (SC) de Plan de Recuperación de Servicio (PRS), el cual, en caso de ser instruido por el Coordinador Eléctrico Nacional, se pagan todas sus componentes, según lo indica el estudio de costos de Coordinador, tanto asociados a la inversión, habilitación como los costos de operación. En caso de ser indicado como un SC competitivo, estos costos deben ser parte de la oferta presentada por los oferentes. El informe de Definición de SSCC indica de la remuneración de la partida autónoma lo siguiente "Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de Partida Autónoma serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC. La prestación de este servicio deberá ser remunerada en todo momento en forma sistémica."
57	Enor Chile S.A.	Capítulo 9. Estudios eléctricos para la conexión de la unidad de punta. Págs. 270 a 273.	El informe señala que se realizan 3 tipos de estudio para el cumplimiento de la NTSyCS: flujo de potencia, estabilidad transitoria y corto circuito. Se observa que no se explican, ni siquiera en forma resumida, los supuestos y metodología del estudio. Se muestra un cuadro con resultados resumidos para los flujos de potencia y se comenta brevemente los resultados del análisis de cortocircuito. No se indica qué aspecto de la normativa no se estaría	Se solicita replantear el enfoque del capítulo para que sirva en el análisis, incorporando lo que no se cumple de la NT y las adecuaciones que serían necesarias para cumplir con ella. Junto con lo anterior eliminar la indicación de que se realizan estudio de estabilidad transitoria si estos no serán presentados. Se solicita incorporar un estudio de capacidad de barra para la conexión de las centrales en el sistema, ya que esto sí es relevante para determinar la	Se acoge parcialmente la observación. Los estudios y supuestos se encuentran detallados en el Anexo 4, lo cual se indica en el Capítulo 9 del Informe Técnico. Por otra parte, el estudio de capacidad de barras corresponde al análisis de Expansión del Sistema de Transmisión (proceso anual de la planificación de la transmisión y lo establecido en el artículo 102° de la Ley). Metodológicamente, en el presente estudio se ha considerado que existe capacidad suficiente para alojar una nueva unidad.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			cumpliendo en cada caso. No se utilizan estos resultados para indicar qué debe hacerse para cumplir la normativa y como esto se traduciría en inversiones.	factibilidad de conexión en una subestación.	
58	Enor Chile S.A.	Capítulo 10. Partidas de costos de conexión al sistema eléctrico. Págs. 274 a 293.	Aquí se describen los ítems de inversión de las instalaciones para la conexión. Es idéntico a lo que señala el Capítulo 5 donde se describe el proyecto. No hay un análisis del proceso de conexión de los proyectos. Esto redunda en que no se especifican los costos del proceso de conexión de acceso abierto y sus estudios, así como las etapas previas a la definición de conexión. Adicionalmente, no se indica la metodología y supuestos para la valorización de estas partidas de costos.	Se solicita modificar el capítulo para que incorpore el proceso de conexión y el detalle de sus costos. No solo una descripción general de las partidas de costos de inversión, sino del proceso completo, con la metodología para determinarlos y sus resultados.	No se acoge la observación. Los costos de conexión que correspondan se encuentran cubiertos en el concepto general de Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto. Es necesario relevar que los costos de conexión a un sistema de transmisión de servicio público, mediante las reglas del acceso abierto, se encuentra regulado en el cuarto inciso del artículo 79° de la Ley. Finalmente, cabe señalar que la metodología para el desarrollo del proyecto considera partidas que metodológicamente son consistentes con estudios anteriores para la unidad de punta y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación define para el mismo.
59	Enor Chile S.A.	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Págs. 294 a 301.	Primero una reflexión. La parte más importante del costo de las centrales son los equipos de generación: en el caso de las turbinas a gas, representan entre el 50 y el 60 % del costo total. Por lo tanto, sus precios debieran establecerse con	Por la importancia del precio de los equipos de generación, se propone que el informe incluya un estudio del mercado de turbinas y proponga precios que sean representativos de tendencias de largo plazo, con fundamentos claros y	No se acoge la observación. La primera fuente de información utilizada corresponde a cotizaciones budgetary (precios de lista) del equipamiento principal de generación, utilizando la misma metodología de los estudios previos de costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta y según lo establecido en las bases técnicas de licitación. Complementario a lo anterior, en el caso de las turbinas a gas, se ha utilizado la publicación Gas Turbine World en su última edición (2020).

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			información confiable y una representatividad que no deje espacios de duda. La observación es la siguiente: Respecto a los costos de las turbinas, el informe toma valores de un Handbook sin mayor análisis. Se dice que se habría pedido cotizaciones a 5 fabricantes de turbinas, pero el informe ni siquiera menciona el resultado. En la planilla de cálculo donde se encuentra el precio asignado a las turbinas, se puede apreciar que se recibieron tres cotizaciones: una de Siemens para una turbina de 67,4 MW, una de Pratt & Whitney de 142 MW y una de Siemens de 329 MW. Llama la atención que tanto la cotización de Pratt & Whitney como la de Siemens de 329 MW, que son muy superiores a lo que dice el Handbook no se consideran en el cálculo.	metodologías comprobables. Los estudios de mercado de los equipos deben estudiar la evolución de los precios y las razones o los factores que la explican. Todo lo anterior es válido para todas las tecnologías que se consideren como opción para las unidades de punta.	Dicha publicación es reconocida en el mercado y de amplio uso en estudios tarifarios.
60	Enor Chile S.A.	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Págs. 294 y 299.	El informe habla de “equipos principales” y “equipos menores, materiales y servicios adicionales” para definir los métodos de estudio de los precios y los costos de los	Se propone establecer un criterio objetivo para decidir lo que es “principal” o “menor”. Se sugiere considerar criterios como el porcentaje dentro del costo total que representa cada	No se acoge la observación. En una unidad generadora del tipo turbina a gas el término "equipo principal" o también denominado Unidad de Potencia ("Power Island") incluye los equipos e instalaciones de la Turbina gas y el Generador Eléctrico. El resto de la planta se denomina BOP ("Balance of Plant") o resto de la planta. De la misma forma, en las partidas de costos están claramente identificados y valoradas cada uno de los componentes "principales" y resto de la planta.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			componentes. Pero, no se define previamente un criterio para clasificar las componentes de una central en “principales” o “menores”, siendo una determinación arbitraria	elemento. Por ejemplo, los principales son aquellos que representan más de un 5% del costo total de inversión.	
61	Enor Chile S.A.	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Sección 11.2, págs. 302 a 308.	El informe plantea una estructura de personal de operación idéntica para los tres tamaños de turbinas considerados sin ninguna justificación. Para los demás costos, el informe supone que son iguales en todas las localizaciones. Por ejemplo, para el costo de capital del combustible almacenado se supone que los precios del petróleo son iguales de Parinacota a Tineo.	Se pide justificar adecuadamente la planta de personal de operación y mantenimiento para los diferentes tamaños, tipos de plantas y localización. Análogamente, se pide revisar las demás fuentes de costos fijos que se suponen idénticas para los diferentes tamaños y/o localizaciones.	Se acoge parcialmente la observación. En el Informe Técnico Definitivo se incorpora una justificación de personal de operación en relación con el tamaño de la Unidad de Punta. Adicionalmente, de acuerdo con el análisis realizado, se estima que la estructura del personal no es sensible a la ubicación y tamaño de la Unidad de Punta. Además, se debe considerar que los costos de personal se encuentran ajustados por ubicación. En relación con la variación del combustible por zona, se acoge la observación y se incorpora a los cálculos del Informe Técnico Definitivo.
62	Enor Chile S.A.	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Sección 11.2, págs. 294 a 308.	El informe no incluye el costo de inversión en capital de trabajo inicial. Solo considera como costo fijo anual costo de capital del combustible almacenado. Se debe recordar que, una vez que una central inicia la operación comercial en el sistema, debe financiar todos sus costos de operación por	Se pide estimar adecuadamente los requerimientos de capital de trabajo inicial e incluirlos como parte de la inversión.	No se acoge la observación. El capital de trabajo inicial se encuentra cubierto con la partida de costos varios que forma parte del ítem Gastos del Propietario. Adicionalmente, luego de realizar una revisión respecto de los recargos aplicados, se ajustó un punto de forma en la hoja (Excel) de recargos, identificando adecuadamente el recargo Varios. Finalmente, es necesario relevar que la fórmula que permite determinar el precio básico de la potencia contiene una expresión denominada costo financiero, que multiplica los costos de inversión de las componentes.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			aproximadamente tres meses antes de comenzar a recibir ingresos.		
63	Enor Chile S.A.	Capítulo 12. Partida de costos que varían según la localización. Págs. 313 a 323.	En este capítulo se describe en forma muy general los ítems de costos que se considera diferentes por efectos de la ubicación de los proyectos. No se aprecia una descripción metodológica y criterios para determinar los costos que se ven afectados por la localización. No se observa que se haya considerado, por ejemplo, el factor lluvia tanto para el montaje como mantenimiento, no se considera los tiempos de desplazamiento de las cuadrillas desde un centro de mantenimiento a las instalaciones y, por lo tanto, el efecto en los costos de faenas de mantenimiento y de igual forma en el caso del montaje.	Se solicita incorporar una descripción de la metodología y criterios que permitan determinar las variaciones de costos producto de la localización de las centrales. A la luz de esta metodología y criterios, se pide revisar los ítems de costos que son modificados por la ubicación. También se sugiere evaluar la factibilidad real de incrementar la potencia en las subestaciones del sistema, esto implica reconocer, variables medioambientales (como se indicó anteriormente) y sociales que permitan o no la construcción de centrales. Finalmente, se sugiere incluir en este capítulo los efectos de derrateo de la potencia por las condiciones geográficas y las pérdidas del sistema de conexión a la red (lo que se incluyó en el Capítulo 15).	No se acoge la observación. La metodología considerada para incorporar los efectos de localización en los costos incorpora en los análisis la distancia entre el punto de conexión eléctrica y el sitio de instalación de la unidad de punta, distancia a los centros de distribución, valor comercial del terreno, distancia del punto de instalación a la red de gaseoductos y el equipamiento requerido para la conexión eléctrica de la unidad de punta al sistema eléctrico (subestación de enlace). Adicionalmente, para cada subestación de punta se verifica que exista suficiente espacio en la mencionada subestación. Para los estudios de factibilidad se analizaron y realizaron estudios eléctricos. Por su parte, los resultados obtenidos indican que no es posible instalar unidades de todos los tamaños inspeccionados en las subestaciones analizadas. En el numeral 15.2 del Informe Técnico se encuentran los valores de potencia neta de la Unidad de Punta considerando el derrateo por altura y temperatura. Por último, el derrateo de potencia se encuentra incorporado en el cálculo de los costos de inversión anualizados esperados.
64	Enor Chile S.A.	Capítulo 13, Descripción del Cálculo y Resumen de	Los costos de inversión en turbinas muestran resultados erráticos cuando se comparan con los valores	Las bases de cálculo y los resultados que muestra el informe preliminar debieran	No se acoge la observación. El alcance del Informe Técnico no contempla realizar un análisis respecto de la variación de los valores de costos de inversión del equipamiento principal determinados en estudios anteriores de la Unidad de Punta. Adicionalmente, para

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		Resultados. Págs. 326 a 345	del estudio previo realizado el 2015. A modo de ejemplo, en cifras de enero 2020, el costo de las turbinas diésel en Polpaico de 70 MW baja 3%, las de 150 MW sube 6,5% y las de 300 MW baja 19%. El informe no ofrece una explicación a estas variaciones. Paralelamente, los costos de construcción y montaje en Chile, que se ajustan por IPC y dólar, varían de la siguiente manera: para las turbinas de 70 MW bajan 1,2%, para las de 150 MW suben 2,5% y para las de 300 MW suben 40%. Nuevamente, el informe no explica por qué pasa esto.	ser profundamente revisados y corregidos.	efectos del presente Informe Técnico, en particular en el capítulo 11, los costos de inversión fueron obtenidos a partir de un análisis de distintas fuentes de información.
65	Enor Chile S.A.	Capítulo 16, Determinación del Polinomio para la Indexación. Págs. 401 a 403	Se han seleccionado fórmulas con valores de índices de un solo período.	Dado que las fijaciones son válidas para períodos de 6 meses, para reducir la volatilidad que genera incertidumbre, se propone usar valores promedios de índices para períodos de tres a seis meses.	No se acoge la observación. De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, las fórmulas de indexación contenidas en el Informe Técnico presentan adecuadamente las variaciones en los parámetros que las constituyen. Adicionalmente, los periodos utilizados para los indexadores son consistentes con el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo.
66	Enel Generación	-15 ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE	No se especifica las fuentes de datos para calcular el margen de potencia y el MRT, cuyo valor esta fijo en 10%, que se debería a que	Solicitamos especificar la fuente de datos utilizada que determina el MRT, y como fueron procesado dichos valores	No se acoge la observación. De acuerdo con lo estipulado en el artículo 50° del Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		PUNTA. -Anexo 3	el margen de potencia está resultando mayor a 1,25		"Reglamento de Precios de Nudo", la Comisión debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. 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. Sin perjuicio de lo anterior, lo importante es que el estudio es un insumo para el Informe Técnico 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 a los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta. A mayor abundamiento, respecto de lo planteado por la observante, el Margen de Reserva Teórico (en adelante "MRT") es un parámetro que se determina en el contexto del proceso de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo. Sin perjuicio de lo anterior, la planilla contenida en el Anexo 3 del Informe Técnico presenta un valor referencial para efectos de los cálculos, el que será determinado y actualizado en el proceso indicado anteriormente.
67	Enel Generación	-Anexo N°4 - Estudios Sistémicos.docx	Se menciona que para simulaciones se ha considerado el plan de Obras de Transmisión y de Generación, sin embargo se aprecia que versión utilizada del plan tenía en cuenta varias obras que han	Solicitamos revisar y actualizar los planes de obras de transmisión y de generación, considerados para el estudio sistémico	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 3

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			presentado atrasos y que a la fecha aún no se han concluido o han retrasado su fecha de puesta en servicio.		
68	Consejo Minero	Sección 1.1. páginas 27 a 29	El estudio combina viento o sol con baterías como tecnología para dar punta. Esto es equivocado. Quien da la punta es la batería, la que usa energía del sistema para cargarse en horas fuera de la punta---no es necesario invertir en capacidad para cargarla, y el costo de la energía necesaria para la carga es un costo variable, no de inversión. 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. Conceptualmente entonces, la unidad de punta es aquella que da el KW marginal de demanda al mínimo costo de inversión (la denominada "punta	Considerar como candidata a unidad de punta la batería solamente, sin considerar la inversión de la central que la carga. En otras palabras, eliminar del informe las combinaciones: central solar fotovoltaica más banco de baterías, central eólica más banco de baterías y central hidráulica de pasada más banco de baterías, considerando solamente la batería. Cabe señalar que los resultados del estudio confirman que estas combinaciones son muy caras para dar punta, pero el informe no analiza la batería sola como unidad de punta, que es lo que falta. El costo de dar punta con batería debiera estimarse solamente con el costo de inversión de la batería. El costo de operación de la batería (lo que cuesta su carga) no es parte del costo de la potencia.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			instantánea”). Dicho esto, no corresponde considerar como candidatas a unidad de punta, combinaciones de tecnologías, como: central solar fotovoltaica más banco de baterías, central eólica más banco de baterías y central hidráulica de pasada más banco de baterías (BESS, por sus siglas en inglés). Evidentemente estas son soluciones híbridas diseñadas para arbitrar energía, pudiendo almacenar parte del recurso primario para poder usarlo en otras horas, aprovechando la diferencia de costos marginales entre horas. La unidad de punta en este caso, es la batería que podría ser la unidad que a mínimo costo de inversión puede dar la punta instantánea, siendo su “combustible” la carga de la batería en horas de costo marginal inferior, pero no la combinación de la central que se use para cargar la batería y la batería propiamente tal. Uno podría preguntarse si acaso		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			la batería es autónoma, en el sentido de contar con su propio combustible, como por ejemplo una turbina que usa diésel. Al respecto, la pregunta relevante es si hay disponibilidad suficiente de combustible o no (en este caso energía para cargar la batería), la que en todo caso no entra en la ecuación de minimización de costo de inversión, al ser "punta instantánea".		
69	Consejo Minero	Sección 1.2. páginas 29 a 33	Tal como la indica el informe, 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. Por lo tanto, toda componente de inversión asociada con estas características no debe ser considerada como inversión en la unidad de punta. Asimismo, inversiones	En el costo considerado no se deben incluir inversiones asociadas con servicios complementarios o mejoras de rendimiento.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 6.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			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.		
70	Consejo Minero	Sección 1.3. páginas 33 a 37	De acuerdo a los tamaños analizados, no parece que los motores puedan ser alternativa para unidad de punta.	Analizar si hay motores de mayor tamaño.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 7.
71	Consejo Minero	Sección 1.4. páginas 37 a 53	Como ya se dijo, se debe revisar toda esta sección, incluyendo en el cálculo del costo de la potencia solamente la componente de almacenamiento como costo de inversión relevante para determinar el costo de la unidad de punta: embalse o baterías según el caso. 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.	Considerar sólo las inversiones en almacenamiento; en el caso de baterías, diseñar las baterías para dar punta y no para almacenar energía.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.
72	Consejo Minero	Sección 2. páginas 54 a 59	Considerando que el presente estudio tiene por propósito la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de	Adecuar la sección 2 para que quede claro que los atributos de flexibilidad no deben ser un criterio de decisión de la unidad de punta.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 9.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			la unidad de punta del SEN y de los SSMM, no corresponde que en el mismo se realice un análisis de las características y atributos de La flexibilidad de diferentes tecnologías, salvo que se desee incluir un análisis teórico y exploratorio de dichos atributos. En todo caso y dado que en la actualidad la flexibilidad no es atributo que se deba remunerar a través de la unidad de punta, este no debe ser un criterio de análisis para establecer dicha unidad.		
73	Consejo Minero	Sección 4. páginas 70 a 76	De acuerdo con comentarios anteriores, se deben incluir sólo los costos relevantes para las unidades de punta en el análisis de esta sección.	Rehacer este análisis, considerando turbinas, motores y las componentes de almacenamiento para dar punta.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.
74	Consejo Minero	Sección 4.1 páginas 77 a 171	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	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.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 11.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			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.		
75	Consejo Minero	Sección 4.2 páginas 172 a 174	De acuerdo a lo comentado anteriormente, ésta sección es innecesaria	Eliminar sección 4.2	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 11.
76	Consejo Minero	Sección 4.3 páginas 175 a 196	Ídem comentario sección 4.1	Ídem comentario sección 4.1	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 11.
77	Consejo Minero	Sección 4.4 páginas 197 a 221	Ídem comentario sección 4.1	Ídem comentario sección 4.1	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 11.
78	Consejo Minero	Sección 5.1.1 página 226	El informe indica: "Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 540 m3, 1.200 m3 y 2.080 m3, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, para un consumo estimado de 17 t/h, 36,6 t/h y 63,9 t/h para tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente …." Este requerimiento de estanque parece sobredimensionado para	Dimensionar adecuadamente los estanques para unidades de punta y no para dar energía.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 15.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			una unidad de punta porque la unidad de punta funciona durante unas pocas horas durante las horas de LOLP máximo, no durante 4 (o 5) 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 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.		
79	Consejo Minero	Sección 5.2. páginas 228 a 231	Tal lo comentado antes, considerar sólo las componentes de almacenamiento en el análisis	Rehacer considerando sólo la inversión en almacenamiento.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.
80	Consejo Minero	Sección 5.3. páginas 232 a 235	Ídem comentario sección 5.2	Ídem comentario sección 5.2	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
81	Consejo Minero	Sección 5.4. páginas 236 a 238	Ídem comentario sección 4.1	Ídem comentario sección 4.1	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.
82	Consejo Minero	Secciones 5.5. y 5.6. páginas 239 a 249	Verificar que se cumpla comentario sección 1.2	Verificar que se cumpla comentario sección 1.2	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 19.
83	Consejo Minero	Sección 8.2 página 269	Efectivamente y como menciona el estudio el black start es un servicio complementario por lo que este concepto no debe ser incluido para que su remuneración no se vea duplicada. Este punto por lo tanto es válido para todo el estudio y debe ser consistente con la sección 1.2	Hacer consistente todo el informe respecto a la no consideración de servicios complementarios para que no exista duplicación de remuneraciones.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 20.
84	Consejo Minero	Sección 13.1.10, página 368	El estudio concluye que las turbinas a gas que funcionan con diésel son la alternativa más barata para dar potencia. Al mismo tiempo, muestra que existen economías de escala de cierta magnitud entre centrales de 70MW y 150MW, y luego entre centrales de 150MW y centrales de 300 MW. Una conclusión directa es que la CNE debería usar la turbina de al menos 150 MW para calcular el precio básico de la potencia. A este respecto, cabe	Se sugiere que la CNE ajuste el tamaño de la turbina que ocupa para calcular el precio de nudo, usando un tamaño al menos de 150 MW.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			señalar que Perú, que tiene un sistema de tarificación de potencia similar a Chile, usa como tamaño óptimo 183 MW, teniendo una demanda máxima del orden de 7.000 MW, bastante inferior a la del SEN. Asimismo, estudios efectuados por el Ministerio de Energía el año 2017 ya recomendaban 150 MW como tamaño de la unidad de punta. En el SEN se sigue usando el valor de 70 MW, no obstante que, desde el último estudio de unidades de punta realizado, el sistema eléctrico nacional sufrió uno de los cambios topológicos más relevantes, esto es, la interconexión del SIC con el SING. Pese a este cambio, la unidad de referencia sigue siendo una turbina diésel de 70 MW, mientras que la demanda máxima del sistema pasó de 7.789 MW (SIC, 2016) a 10.900 MW (SEN, 2020)		
85	Consejo Minero	Sección 14 páginas 374 a 376	Ídem comentario Sección 2.	Ídem comentario Sección 2.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 24.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
86	Consejo Minero	Sección 15, página 377 y Anexo 3	Así como en la sección 2 se incluyó un análisis sobre los atributos de flexibilidad de las diferentes tecnologías que no se enmarca en la regulación vigente, consideramos que es necesario realizar adicionalmente otros análisis exploratorios como el de evaluar una tasa de costo de capital diferente al 10% para el cálculo del precio básico de la potencia, como establece legislación actual.	El estudio debería estimar la tasa de costo de capital de una central de punta, de manera de arrojar luces sobre el verdadero costo de capital de la potencia de punta, apuntando a una posible modificación legislativa	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 23.
87	Consejo Minero	Sección 15, página 377 y Anexo 3	Al calcular el precio básico de la potencia se supone que la vida útil de la turbina a gas es 25 años. Esta vida útil parece muy corta, más aun si se considera que la unidad de punta funciona a lo más una pocas horas cada año.	El estudio debiera hacer un análisis detallado de la vida útil de la turbina de punta, quizás estudiando empíricamente la edad de unidades similares instaladas en el sistema.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 24.
88	Consejo Minero	Sección 15, página 377 y Anexo 3	Al calcular el precio básico de la potencia se incluye un margen de reserva. El margen de reserva es parte de la cantidad y debiera ser el resultado del criterio de seguridad que se le imponga al sistema (v.gr. LOLP objetivo), y no del precio	Al estimar el precio básico de la potencia, el estudio debiera señalar el error conceptual de la regulación.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 27.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
89	Consejo Minero	Sección 15, página 377	Se indica la estructura del precio básico de potencia. En esta sección se definen los factores de recuperación de capital. Se considera: b.) FRCSE : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%. c.) FRCLT : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SEN), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años y una tasa de descuento del 10%.	Se debiera revisar la consistencia del factor de recuperación de capital de la línea de transmisión. Se sugiere utilizar 30 años, al igual que la subestación.	Se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 26..
90	Consejo Minero	Sección 16.1.1, páginas 385 a 387	Respecto a la determinación de la fórmula de indexación, se debe tener en consideración que los valores están referenciados a enero de 2020. Parte importante de la indexación es PPI Turbina (Serie PCU333611333611 - PPI	Se sugiere revisar la definición de la fórmula de indexación de manera que la variación de precio refleje apropiadamente la condición de variaciones de precio de turbinas de mayor tamaño, como las que se utilizan para definir la unidad de punta.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 27.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			industry data for Turbine & turbine generator set unit mfg) El desafío es que comercialmente los vendedores de turbinas ven presiones importantes de precio / competitividad y los precios han estado reduciéndose, particularmente en unidades de mayor tamaño, según se indica en Gas Turbine World 2020. Cuando se observa el PPI de Turbinas, que agrupa a todas las turbinas a gas independiente del tamaño, se observa que los precios han estado incrementándose (https://fred.stlouisfed.org/series/PCU333611333611), lo que es contradictorio con lo observado en turbinas de mayor tamaño.		
91	Consejo Minero	Secciones 5.1.1.; 5.2.1; 5.5.1; 6.2.2.3;11.1.1 páginas 224, 226, 230, 241, 258,296	El estudio supone que la unidad de punta debe estar disponible durante 4 o 5 horas durante los días hábiles de seis meses (el periodo de control). Al respecto cabe señalar que el art 48 del decreto 86	La potencia de punta debe estar funcionando sólo durante la hora de LOLP máximos y no durante todo el periodo de control. Eso reduce el número de horas considerablemente.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 15.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			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.		
92	Consejo Minero	General	El estudio responde a las bases de licitación publicadas en Res. CNE 166 del 25 de mayo de 2020. La resolución mencionada define alcances que son importantes para la definición de la unidad de punta y sus costos asociados que no están abordados en el informe que se publicó. En este contexto, los alcances no cubiertos apropiadamente en el informe, que fueron indicados en la Res. CNE 166, tienen relación a los siguientes aspectos: a.) Realizar un análisis crítico del impacto de las	Complementar el análisis presentado en el informe al menos con los siguientes aspectos. a.) Metodología para determinar justificadamente la selección de tamaño eficiente de la unidad de punta de un determinado subsistema del SEN. b.) Análisis de recuperación de costos de inversión a través de la remuneración recibida por los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia, para las tecnologías identificadas en los objetivos anteriores.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			definiciones de subsistema de potencia y subestación básica de potencia como señal para la definición de los precios de potencia de punta, y proponer criterios y metodologías para su determinación en el SEN. b.) Proyectar los desacoples económicos en bloques de punta para el periodo 2021-2024. A partir de lo anterior, y de las metodologías desarrolladas, proyectar los subsistemas susceptibles de ser definidos durante el periodo 2021-2024. c.) Diseñar una metodología para determinar justificadamente la selección de tamaño eficiente de la unidad de punta de un determinado subsistema del SEN. d.) Realizar un análisis del Margen de Reserva Teórica como señal de inversión en el mercado de la potencia. A partir de dicho análisis, elaborar propuestas de modificaciones legales y/o regulatorias, que permitan	Una vez conocidos los antecedentes mencionados anteriormente se podrá realizar más observaciones sobre la definición y costo de la unidad de punta del SEN.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			dar señales de sobre instalación eficiente para cumplir con los niveles de suficiencia y confiabilidad en el SEN. e.) Elaborar un análisis de recuperación de costos de inversión a través de la remuneración recibida por los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia, para las tecnologías identificadas en los objetivos anteriores.		
93	ACERA	General	En paralelo a la publicación de este Informe Técnico Preliminar, el Ministerio de Energía dio a conocer su propuesta conceptual acerca del método a aplicarse para determinar la remuneración de potencia de las centrales generadoras. En dicha propuesta, el Ministerio señala que la remuneración de potencia incluiría una componente de flexibilidad (materia con la que ACERA no está de acuerdo). Según la forma como se determinan los costos de inversión y de operación de la unidad de punta en el ITP -lo que en definitiva		No se acoge la observación. En primera instancia es importante relevar que la observante no incorpora una propuesta. Sin perjuicio de lo anterior, se aclara que el Informe Técnico se realizó de acuerdo con la normativa vigente.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			determinará el precio de la potencia- este precio no incluiría el reconocimiento de una componente por sobrecostos de mantenimiento, con lo cual la flexibilidad, cuya utilización implica que los generadores flexibles incurrirán en dichos sobre costos, en la práctica no sería remunerada, provocándoles una pérdida.		
94	ACERA	Titulo 1, Subtitulo 1.1 General Pág. 27	En la determinación de alternativas tecnológicas para suministrar potencia de punta no se identifica una evaluación de cada tecnología sobre aspectos relacionados a cumplimiento de políticas, leyes o compromisos internacionales adoptados como la Contribución Nacional Determinada (NDC), futura ley de Cambio Climático y Política Energética Ministerial. Por el contrario, el Titulo N°7 de este informe se limita a evaluar dispositivos de mitigación o eliminación de contaminación Ambiental.	Se solicita evaluar para cada tecnología candidata a ser identificada como la unidad de punta, aspectos relacionados a cumplimiento de políticas, leyes o compromisos internacionales adoptados como la Contribución Nacional Determinada (NDC), futura ley de Cambio Climático y Política Energética Ministerial. Lo anterior en particular en la evaluación del combustible primario a considerar para las alternativas tecnológicas.	No se acoge la observación. El Informe Técnico desarrollado por la Comisión, cuyo objetivo es determinar los costos de la Unidad de Punta se realizó de acuerdo con la normativa vigente. Adicionalmente, lo solicitado excede el alcance del presente informe de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 49 y 50 del Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo. A mayor abundamiento, dadas las características de diseño de una unidad de punta, sean estas, localización, modularidad, operación y costo de inversión de la misma, se revisaron en el Informe Técnico variadas alternativas tecnológicas entre las que se incorporan centrales renovables (solar y eólica) con baterías, turbinas a gas operando con gas, diésel o dual. Además, para sistemas medianos se revisaron opciones de grupos motor generador. De esta manera, el Informe Técnico cumple con el objetivo de la propuesta de considerar distintas alternativas tecnológicas.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Es necesario procurar que las definiciones y alternativas tecnologías contempladas en este informe sean coherentes con los instrumentos y políticas ambientas vigentes y en discusión. En particular es relevante que el insumo primario a considerar para la generación de la unidad de punta sea coherente con las políticas energéticas vigentes la cual expresamente busca fomentar la participación de combustibles de bajas emisiones de GEI y contaminantes locales en la matriz energética.		
95	ACERA	Tabla 5 Pág. 73	En la tabla 5, los costos unitarios de inversión de las tecnologías que se indican no guardan relación con los rangos de potencia que se señalan en la misma tabla. En particular, se utilizan referencias de costos de inversión que corresponden a rangos de potencia distintos.	Se solicita utilizar referencias de costos unitarios de inversión que correspondan a los rangos de potencia evaluados en la tabla.	No se acoge la observación. Tal como se indica al pie de página de la tabla 5, página 73 los valores de costos de inversión (US$/kW) referenciales son parte de la revisión bibliográfica. A mayor abundamiento, desde el Capítulo 4 del Informe Técnico, se desarrolla en detalle el análisis y cuantificación de costos de inversión y fijos de operación de la Unidad de Punta.
96	ACERA	Tabla 6 Pág. 75	En Costo unitario Cerro Dominador se menciona la	En la Fila correspondiente a Cerro Dominador Segregar	No se acoge la observación, puesto que el proyecto mencionado se considera como tecnología referencial y no se analiza en particular

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			inversión mezclando el valor de PV y CSP. Distorsionando así el valor por MW.	inversión Parte PV a Parte CSP	como base de información. A mayor abundamiento, desde el Capítulo 4 del Informe Técnico, se desarrolla en detalle el análisis y cuantificación de costos de inversión y fijos de operación de la Unidad de Punta. Sin perjuicio de lo anterior, en el Informe Técnico Definitivo se incorporará un texto que permita dar claridad respecto de que el costo de inversión presenta las dos componentes señaladas por la observante.
97	ACERA	Tabla 6 Pág. 75 Tabla 7 Pág. 76	La Potencia e Inversión que declaran los proyectos ante el SEIA son referenciales, y no representan necesariamente valores reales.	Se sugiere realizar una estimación a partir del Informe de Costos de Tecnologías (CNE) de Generación del año que corresponda, con la finalidad de determinar si los montos indicados en la tabla son razonables.	No se acoge la observación. El alcance presentado en el capítulo observado presenta un análisis de revisión bibliográfica. A mayor abundamiento, desde el Capítulo 4 del Informe Técnico, se desarrolla en detalle el análisis y cuantificación de costos de inversión y fijos de operación de la Unidad de Punta. Es importante relevar que el Informe Técnico en su sección 11, en particular en el punto 11.1.2, se indica que para la elaboración del informe se utilizaron diferentes fuentes de información para los costos de inversión. Entre las fuentes de información analizadas se encuentran cotizaciones estimativas de diferentes fabricantes de equipos principales, estimaciones fundadas del consultor e información bibliográfica de estudios similares realizados por el Consultor que realizó el "Estudio de Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de punta en el SEN y SSMM".
98	ACERA	Pág. 374	Discrepamos en que los mayores costos de mantenimiento de las centrales termoeléctricas no sean representados adecuadamente al incorporarlos, debidamente viabilizados, en los CVNC. No existe un procedimiento ampliamente aceptado con este propósito y su representación en los CVNC		No se acoge la observación. En primera instancia, se releva que la observante no presenta una propuesta. Sin perjuicio de lo anterior se destaca que el capítulo observado presenta una modificación respecto del Informe Técnico Preliminar, en el que se señala enfáticamente que la determinación de costos de la unidad de punta se realiza de acuerdo con la normativa vigente.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			es suficientemente buena en la medida que se pueda hacer una estimación razonable del número de ciclos de partida/parada o de rampas. También discrepamos de la afirmación de que el número de ciclados y las gradientes de potencia de las termoeléctricas están determinados solamente por las características de las ERV que se incrementen al sistema. En primer lugar, la decisión entre usar una determinada unidad para complementar un aumento/bajada de generación ERV va a esta determinado por la operación económica, que bien podría señalar que el óptimo es limitar de alguna manera la tasa de aumento/bajada de las ERV. En segundo lugar, esa comparación debería hacerse contra la generación ERV agregada, no por tecnología y menos aun individualmente por central.		
99	ACERA	Pág.375	Solicitamos cambiar el término "daños" por el de reducción de "vida útil". Un		Se acoge parcialmente la observación, realizándose modificaciones al texto de la sección señalada.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			operador de una central termoeléctrica no debería operar nunca su central exponiéndola a daños, lo que podría invalidar sus derechos en cuanto a servicios de garantía y mantenimiento. Una cosa distinta es que una central, operando dentro de sus especificaciones aceptadas por su fabricante, reduzca su vida útil y requiera, por ejemplo, ser sometida a mantenimientos mayores en periodos más cortos que lo que requeriría una operación "en base".		
100	ACERA	Pág. 376	En el texto se indica: " 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 ciclados frecuentes.". Discrepamos de esta afirmación. El realizar una consulta en el Sistema de		Se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 129

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			información del Reporte de Costos Variables No Combustibles del CEN (http://costosvariables.coordinador.cl/pls/portal/cdec.pck_scvic_cvnc.sp_buscar) en que se muestran varias solicitudes de información de la componente CVM del CVNC. Esa componente, en palabras del coordinador se refiere a "Costo Variable de Mantenimiento CVM asociado a Mantenimiento Mayor (no rutinario) de la Unidad Generadora."		
101	AES Gener	General	Considerando el gran volumen de información contenida en este informe, y que el informe original del consultor KAS-KREA ha sido puesto a disposición como antecedente en las ultimas horas, se solicita prorrogar el plazo para envío de observaciones. Lo anterior en virtud de una adecuada revisión de los datos utilizados en la elaboración del informe.	Solicitamos respetuosamente extender el plazo para formular observaciones en al menos 10 días hábiles adicionales	No se acoge la observación. De acuerdo con lo estipulado en el artículo 50° del Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. 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. A mayor abundamiento, el Informe a que hace referencia el

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
					observante desarrolla materias que exceden los contenidos indicados en el párrafo anterior, siendo el presente proceso de observaciones de las materias contenidas en el Informe Técnico Preliminar desarrollado por la Comisión. Sin perjuicio de lo anterior, lo importante es que el estudio es un insumo para el Informe Técnico 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.
102	AES Gener	Titulo 4, Subtitulo 4.1 Análisis de las subestaciones básicas de potencia del sistema eléctrico Nacional	En relación a la definición de Subestaciones Básicas de potencia y subsistemas, el presente informe se limita a enlistar las subestaciones a considerar. No se evidencia en el informe un análisis critico del impacto de tal definición, como tampoco se identifica el desarrollo de criterios y metodologías para identificar dichas subestaciones.	Se solicita incorporar un análisis crítico de la definición de Subestación Básica de potencia y subsistemas. En base a lo anterior incluir una metodología para identificar tales definiciones, procurando dar señales eficientes, oportunas y coherente con los objetivos de descontaminación local y global impulsados por el Ministerio de Energía.	No se acoge la observación. De acuerdo con lo estipulado en el artículo 50° del Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. 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. A mayor abundamiento, el Informe a que hace referencia el observante desarrolla materias que exceden los contenidos indicados en el párrafo anterior, siendo el presente proceso de observaciones de las materias contenidas en el Informe Técnico Preliminar desarrollado por la Comisión.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
					En particular, la observación planteada debe realizarse en el proceso en el que se definen, es decir, en el proceso de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo
103	AES Gener	Titulo 4, Subtitulo 4.1 Análisis de las subestaciones básicas de potencia del sistema eléctrico Nacional	En relación a los criterios de evaluación de cada subestación básica de potencia se identifican: Aspectos de ubicación, territoriales, logísticos y técnicos. Sin embargo no se evalúan aspectos medioambientales, en el marco del cumplimiento de metas y acciones, en especial las asociadas reducción de emisiones GEI y descontaminación local.	Se solicita analizar que los candidatos a subestación básica de potencia sean consistentes con las políticas, leyes y compromisos internacionales adoptados como la Contribución Nacional Determinada (NDC), futura ley de Cambio Climático y Política Energética Ministerial.	No se acoge la observación. El análisis conceptual, y desarrollo metodológico empleado en el Informe Técnico cumple con la normativa vigente.
104	AES Gener	Titulo 1, Subtitulo 1.1 General	En la determinación de alternativas tecnológicas para suministrar potencia de punta no se identifica una evaluación de cada tecnología sobre aspectos relacionados a cumplimiento de políticas, leyes o compromisos internacionales adoptados como la Contribución Nacional Determinada (NDC), futura ley de Cambio	Se solicita evaluar para cada tecnología candidata a ser identificada como la unidad de punta, aspectos relacionados a cumplimiento de políticas, leyes o compromisos internacionales adoptados como la Contribución Nacional Determinada (NDC), futura ley de Cambio Climático y Política Energética Ministerial. Lo anterior en particular en la	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 103

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Climático y Política Energética Ministerial. Por el contrario, el Titulo N°7 de este informe se limita a evaluar dispositivos de mitigación o eliminación de contaminación Ambiental. Es necesario procurar que las definiciones y alternativas tecnologías contempladas en este informe sean coherentes con los instrumentos y políticas ambientas vigentes y en discusión. En particular es relevante que el insumo primario a considerar para la generación de la unidad de punta sea coherente con las políticas energéticas vigentes la cual expresamente busca fomentar la participación de combustibles de bajas emisiones de GEI y contaminantes atmosféricos en la matriz energética como el Gas Natural.	evaluación del combustible primario a considerar para las alternativas tecnológicas.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
105	AES Gener	Titulo 10, Subtitulo 10.2 Costos Subestaciones Eléctricas Para El Sistema Eléctrico Nacional	La subestación elevadora de la unidad de punta no está dimensionada de acuerdo al Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión. En particular el diseño de la subestación se debe ajustar incorporando el equipamiento adicional que el Anexo requiere, como por ejemplo la barra principal, transferencia, foso separador agua aceite, entre otros. Asimismo, se identifica que faltaría dimensionar barras en la Subestación de Salida.	Ajustar el dimensionamiento de la respectiva subestación incorporando el equipamiento adicional que el Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión exige.	No se acoge la observación. La fecha de corte del Informe Técnico considera antecedentes previo a la publicación del Anexo Técnico señalado, razón por la que no se considera lo indicado por la observante.
106	AES Gener	Titulo 2 CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS Pagina 58	Tabla 1: Atributos de flexibilidad de distintas tecnologías En relación a los tiempos minimos de operación de la tecnología Central híbrida + Banco de Baterías (solar, eólica o hídrica), estas no poseen tiempos minimos de operación	Se propone completar la información relativa a los parámetros técnicos descritos para la Central híbrida + Banco de Baterías según los antecedentes señalados u otros que el consultor pueda aportar.	Se acoge la observación. Se modifica el texto del Informe Técnico Definitivo para otorgar mayor claridad con respecto a este punto.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			En relación a los mínimos técnicos de estas tecnologías, dicho parámetro no es representativo de su operación. El parámetro que pudiese asimilarse es el SOC, el cual, dependiendo de los diseños considerados en overbuild, podría tener implicancias en la operación. En relación a capacidad de toma de carga, El sistema de batterias propiamente tal tiene Ramp rate configurable entre 0-100% rated charge/discharge power, máximo setable puede llegar a potencia máxima en menos de 1 segundo. Por el lado de los inversores se puede llegar a niveles de 10%MW/seg		
107	AES Gener	Titulo 4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	Tabla 5: Comparación de principales características de las tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta En relación a el dato de	Se propone completar/corregir la información relativa a los parámetros técnicos descritos para la Central híbrida + Banco de Baterías según los antecedentes	Se acoge la observación. Se modifica el texto del Informe Técnico Definitivo para otorgar mayor claridad con respecto a este punto.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			disponibilidad de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento el valor de 30% para representar disponibilidad operacional garantizada es muy bajo, estos niveles están más cerca de los 95-97%. En relación a la eficiencia, dependiendo de la configuración (acople DC o AC) eficiencias RTE pueden variar entre 85-93%. Otros parámetros de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento Eficiencia hasta 93% Disponibilidad mayor al 95% Sin utilización de combustibles Tiempos de arranque menores a 1 min	señalados u otros que el consultor pueda aportar.	
108	Inkia Energy	Capítulo 1, Análisis de Alternativas Tecnológicas de Generación disponibles para Suministrar Potencia de	Si bien en esta sección se indican aspectos a considerar en la selección de la Unidades de Punta, creemos que no se define previamente las características que deben tener las Unidades de	Un análisis de las opciones tecnológicas requiere definir previamente las propiedades que deben tener las centrales generadoras para que puedan cumplir el rol de unidades de punta en el SEN y los SSMM. A modo de	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 43.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		Punta, Sección 1.1 pág. 27	Punta. En el resto del Informe tampoco se define la Unidad de Punta y sus características.	sugerencia, las unidades de punta debieran tener las siguientes características: 1) altamente confiables y robustas, 2) bajos costos de partida y detención, 4) partida rápida, 5) bajo mínimo técnico, 6) bajos tiempos de toma y reducción de carga, 7) bajos niveles de emisiones de ruido y contaminantes, 8) bajo costo de inversión.	
109	Inkia Energy	Capítulo 2, Características y Atributos de Flexibilidad de Distintas Tecnologías. Págs. 54 a 57	Sólo se plantean de forma muy general algunas características de flexibilidad de turbinas a gas. Motores de generación y centrales renovable, pero lamentablemente no se indica que características de flexibilidad debiesen tener las unidades de punta y que luego estas características sean incorporadas en los costos de la unidad de punta que se trata más adelante. .	Se propone incorporar al capítulo un verdadero análisis de los atributos de flexibilidad que deben tener las unidades de punta y luego en base a esto evaluar las tecnologías que cumplen estos requisitos, así como los elementos técnicos que requieren y que estos elementos sean incorporados en los costos de la unidad de punta. .	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 45.
110	Inkia Energy	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar	Respecto al criterio “tamaño de potencia requerida”, se analizan turbinas de 70, 150 y 300 MW, las cuales tienen un precio sustancialmente	Analizar si es realmente factible la instalación de turbinas de mayor tamaño (mayor a 100 MW).	No se acoge la observación. El Informe Técnico contiene un análisis detallado de la factibilidad de instalación de los distintos proyectos, considerando el efecto de localización, logística, de estudios eléctricos, entre otros, los que permiten concluir la factibilidad de distintos tamaños de Unidad de Punta en el Sistema Eléctrico Nacional.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		Potencia de Punta. Pág. 70	menor, y si es así ¿Por qué la mayoría de las turbinas instaladas en el sistema son menores a 100 MW y los agentes no invierten en turbinas "más baratas" sabiendo que se remunerará a mayor precio? Además, los proyectos con RCA aprobados todos aquellos mayores a 150 MW son de ciclo combinado y que solo pueden utilizar diésel en ausencia de gas natural, es decir, como combustible secundario (auxiliar). También existen diferencias en cuanto a aspectos ambientales al comparar una turbina de 100 MW y una de 300 MW, como el nivel de emisiones, el uso de agua, infraestructura civil, oposición ciudadana, etc.		A su turno, sobre la base de las centrales actualmente presentes en el SEN, considerando una estadística desde el año 2000 en adelante, se han instalado al menos 10 unidades mayores a 100 MW. No obstante lo anterior, el Informe Técnico analiza centrales de hasta 300 MW y su factibilidad de conexión al Sistema Eléctrico Nacional.
111	Inkia Energy	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Para turbinas de mayor tamaño existen problemas en la cantidad de proveedores, siendo muy limitada la producción anual y con ello aumenta los plazos de entrega del componente, mientras que para turbinas más pequeñas es posible	Considerar este punto a la hora de analizar la factibilidad de instalación de una turbina grande (mayor a 100 MW) por sobre una pequeña (menor a 100 MW)	No se acoge la observación. El presente Informe Técnico tiene como objetivo determinar los costos de inversión y fijos de operación de la unidad de punta de acuerdo con las consideraciones contenidas en el informe, las que metodológicamente son consistentes con estudios anteriores, así como con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación define para el mismo. Sin perjuicio de lo antes señalado, el dimensionamiento del tamaño óptimo de la Unidad de Punta excede las materias contenidas en el presente Informe Técnico, y su definición se encuentra alojada en otros

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			encontrar una mayor cantidad de proveedores.		instrumentos que dicta la Comisión, tales como el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo.
112	Inkia Energy	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	Se descarta la opción de centrales renovables con capacidad de regulación indicando que es debido a "las actuales restricciones principalmente ambientales". En primer lugar, no se entrega la más mínima información sobre las eventuales restricciones ambientales que enfrentarían estas centrales. En segundo lugar, ¿por qué en este capítulo se aplican restricciones ambientales solo a las renovables con capacidad de regulación? Por último, se debe considerar que la oposición de las comunidades a la instalación de centrales térmicas o hidroeléctricas, aun cuando se logre obtener una RCA favorable, puede hacer dificultosa o imposible su construcción, lo que se puede traducir en costos de inversión y operación superiores. En este contexto, en general se prefiere que las centrales térmicas operen con gas y	Se propone agregar al capítulo 4 una exposición y análisis de las restricciones ambientales que están enfrentando los diversos tipos de proyectos para producir electricidad. De aquí, derivar las conclusiones generales y específicas que sirvan para aceptar o descartar opciones de centrales. Finalmente, aplicarlas sistemáticamente a todas las opciones de centrales de punta.	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 48.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			que el petróleo se use como respaldo.		
113	Inkia Energy	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	Con relación a la logística de combustibles, el informe se limita a considerar la distancia a la cual estaría el punto de abastecimiento más cercano. Pero, no hay un análisis de las condiciones de cada zona que permitan asegurar que habrá suministro cuando la unidad de punta lo requiera. Cabe destacar que los momentos en que ocurren las demandas de punta son muy variables a lo largo de cada año. Por esta razón, las centrales de punta podrían estar obligadas a asumir costos de inversión adicionales y/o tener que incurrir en costos fijos de operación. A modo de ejemplo, las centrales que operan con gas natural se ven obligadas a contratar el transporte de los gasoductos en modo Take or Pay.	Se propone incluir un análisis de las condiciones específicas de suministro de combustibles, lo que se puede conocer recurriendo a los proveedores de petróleo, gas licuado y gas natural. A partir de dicho análisis, determinar requerimientos adicionales de inversión y/o costos fijos de operación en que deberán incurrir las centrales de punta.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 49.
114	Inkia Energy	Capítulo 5. Diseño detallado de los proyectos a analizar, identificando los	En el texto del informe aparece una descripción genérica de los principales componentes de las centrales. Aunque en el	Se solicita incorporar los criterios de diseño y los detalles de los cálculos y consideraciones que justifican los elementos	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 50.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		requerimientos y equipos principales. Págs. 222 a 249.	Anexo 3 se aprecian listados bastante completos de componentes, no se acompañan los cálculos que permitan justificar, y verificar, la cubicación y los precios respectivos.	considerados, con sus capacidades, en cada proyecto de generación y de conexión al sistema. Estos antecedentes son esenciales para la valorización posterior.	
115	Inkia Energy	Capítulo 6. Determinación de Ítems incluidos en las partidas de costos de los distintos proyectos analizados. Págs. 250 a 260.	Se observa que el informe contiene una descripción muy general de las partidas de costos. Aun cuando en el Anexo 3 se muestran los componentes de las centrales con bastante detalle, el cuerpo del informe debiera ser más preciso en la descripción. Cabe destacar que en el capítulo 16, página 394, se muestra una tabla con el tipo de detalles que hacen falta en el capítulo 6. De todas formas, en el Anexo se puede apreciar que no se incluyen, por ejemplo, las chimeneas, los costos de conexión, bodegaje, fletes, intereses durante la construcción, seguros durante la construcción, costos de desarrollo. Por otra parte el informe señala un recargo total de 3% por concepto de fletes y seguros, cuando en realidad típicos son de	Se solicita realizar una descripción detallada de los ítems considerados en los costos de inversión y fijos de operación, incorporando tablas explicativas de apoyo, para cada una de las opciones de centrales consideradas. Esto es fundamental para que puedan ser presupuestados y valorizados en la siguiente etapa. Junto con lo anterior, se solicita revisar y completar los ítems.	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 53.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			5% por flete y 1,5% por seguros.		
116	Inkia Energy	Capítulo 7, Dispositivos de Mitigación o Eliminación de Contaminación Ambiental págs. 261 a 267	Se supone que el capítulo debe especificar los elementos necesarios para mitigar o eliminar la contaminación ambiental de las opciones de centrales de punta. El informe solo se refiere a la contaminación del aire de las turbinas a gas operando con petróleo diésel o gas natural. Se refiere a la regulación vigente, muestra que los motores generadores no tienen limitación y concluye que en Chile no se podría instalar turbinas de tamaño mayor a 50 MWt, y en la RM de ningún tipo, a menos que se compensen las emisiones. Además, se elude la responsabilidad de estimar los costos en que se debiera incurrir para compensar las emisiones. Respecto a instalar una central fuera de la RM y conectarla a Polpaico o a Lo Aguirre, lo que implica evaluar ambientalmente no solo una central sino también una línea, no parece razonable. Por último, en el detalle de	Se propone que el estudio analice los impactos ambientales de todas las tecnologías y tamaños de centrales sobre al aire, el agua y el suelo. Enseguida, determine los elementos específicos que deben incluir las centrales para mitigar los impactos ambientales, de forma tal que, posteriormente, se puedan costear. Finalmente, presentar un análisis de las condiciones que se presenta en las diversas zonas del país, donde se debieran instalar unidades de punta. Además, debe agregar información relevante respecto a la posibilidad de compensar las emisiones. Esto último es indispensable para, enseguida, estimar sus costos. En el caso de las unidades de punta en Polpaico o Lo Aguirre, se sugiere no incluirlas por motivos ambientales de la RM. Si fueran indispensables, buscar las tecnologías y tamaños que lo permitan y/o estimar el costo de las compensaciones requeridas	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 54.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			los costos de las turbinas no están las chimeneas, no hay sistemas de abatimiento de emisiones y no hay equipos de monitoreo de contaminantes.	para generar los espacios ambientales.	
117	Inkia Energy	Capítulo 7, Dispositivos de Mitigación o Eliminación de Contaminación Ambiental págs. 261 a 267 Capítulo 7, Dispositivos de Mitigación o Eliminación de Contaminación Ambiental págs. 261 a 267	En el detalle de los costos de las turbinas no están las chimeneas, no hay sistemas de abatimiento de emisiones y no hay equipos de monitoreo de contaminantes.	Las centrales térmicas deben considerar por normativa ambiental chimeneas, elementos para abatir emisiones de contaminantes y equipos de monitoreo.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 55.
118	Inkia Energy	Capítulo 8. Cumplimiento de las Normas Técnicas de seguridad y calidad de servicio y partida autónoma. Págs. 268 a 269.	No se especifica qué normas ni que artículos específicos cumplirían los diseños de las centrales que se están considerando. Si bien se habla en forma general del capítulo 5 y del capítulo 4 de la NTSyCS, no se especifica qué y por qué cumple. La partida autónoma se descarta a pesar de que, de acuerdo con las Bases del estudio, debe ser considerada.	Se pide especificar los requerimientos normativos que deben cumplir las centrales y cómo ellos se incluyen en los diseños en forma detallada.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 56.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
119	Inkia Energy	Capítulo 9. Estudios eléctricos para la conexión de la unidad de punta. Págs. 270 a 273.	El informe señala que se realizan 3 tipos de estudio para el cumplimiento de la NTSyCS: flujo de potencia, estabilidad transitoria y corto circuito. Se observa que no se explican, ni siquiera en forma resumida, los supuestos y metodología del estudio. Se muestra un cuadro con resultados resumidos para los flujos de potencia y se comenta brevemente los resultados del análisis de cortocircuito. No se indica qué aspecto de la normativa no se estaría cumpliendo en cada caso. No se utilizan estos resultados para indicar qué debe hacerse para cumplir la normativa y como esto se traduciría en inversiones.	Se solicita replantear el enfoque del capítulo para que sirva en el análisis, incorporando lo que no se cumple de la NT y las adecuaciones que serían necesarias para cumplir con ella. Junto con lo anterior eliminar la indicación de que se realizan estudio de estabilidad transitoria si estos no serán presentados. Se solicita incorporar un estudio de capacidad de barra para la conexión de las centrales en el sistema, ya que esto sí es relevante para determinar la factibilidad de conexión en una subestación.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 57.
120	Inkia Energy	Capítulo 10. Partidas de costos de conexión al sistema eléctrico. Págs. 274 a 293.	Aquí se describen los ítems de inversión de las instalaciones para la conexión. Es idéntico a lo que señala el Capítulo 5 donde se describe el proyecto. No hay un análisis del proceso de conexión de los proyectos. Esto redunda en que no se especifican los costos del proceso de conexión de acceso abierto	Se solicita modificar el capítulo para que incorpore el proceso de conexión y el detalle de sus costos. No solo una descripción general de las partidas de costos de inversión, sino del proceso completo, con la metodología para determinarlos y sus resultados.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 58.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			y sus estudios, así como las etapas previas a la definición de conexión. Adicionalmente, no se indica la metodología y supuestos para la valorización de estas partidas de costos.		
121	Inkia Energy	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Págs. 294 a 301.	Dado que de los equipos de generación representan entre el 50% y 60% del costo total de una central del tipo turbina a gas se espera que el informe considere precios confiables y representativos, sin dejar espacio a dudas. Nuestra observación se refiere a que los costos de las turbinas a gas se toman desde un Handbook sin mayor análisis. Se señala en el informe que se pidieron cotizaciones a 5 fabricantes de turbinas, pero el informe ni siquiera menciona el resultado de estas cotizaciones. En la planilla de cálculo donde se encuentra el precio asignado a las turbinas, se puede apreciar que se recibieron tres cotizaciones: una de Siemens para una turbina de 67,4 MW, una de	Por la importancia del precio de los equipos de generación, se propone que el informe incluya un estudio del mercado de turbinas y proponga precios que sean representativos de tendencias de largo plazo, con fundamentos claros y metodologías comprobables. Los estudios de mercado de los equipos deben estudiar la evolución de los precios y las razones o los factores que la explican. Todo lo anterior es válido para todas las tecnologías que se consideren como opción para las unidades de punta.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 59.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Pratt & Whitney de 142 MW y una de Siemens de 329 MW. Llama profundamente la atención que ni la cotización de Pratt & Whitney, ni la de Siemens de 329 MW, que son muy superiores a lo que dice el Handbook, fuesen consideradas en el cálculo.		
122	Inkia Energy	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Sección 11.2, págs. 302 a 308.	El informe plantea una estructura de personal de operación idéntica para los tres tamaños de turbinas considerados sin ninguna justificación. Para los demás costos, el informe supone que son iguales en todas las localizaciones. Por ejemplo, para el costo de capital del combustible almacenado se supone que los precios del petróleo son iguales de Parinacota a Tineo.	Se pide justificar adecuadamente la planta de personal de operación y mantenimiento para los diferentes tamaños, tipos de plantas y localización. Análogamente, se pide revisar las demás fuentes de costos fijos que se suponen idénticas para los diferentes tamaños y/o localizaciones.	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 61.
123	Inkia Energy	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Sección 11.2, págs. 294 a 308.	El informe no incluye el costo de inversión en capital de trabajo inicial. Solo considera como costo fijo anual costo de capital del combustible almacenado. Se debe recordar que, una vez que una central inicia la operación comercial en el	Se pide estimar adecuadamente los requerimientos de capital de trabajo inicial e incluirlos como parte de la inversión y el particular el retraso en recibir ingresos asociados a los balances de inyecciones de retiros.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 62.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			sistema, debe financiar todos sus costos de operación por aproximadamente tres meses antes de comenzar a recibir ingresos.		
124	Inkia Energy	Capítulo 12. Partida de costos que varían según la localización. Págs. 313 a 323.	En este capítulo sólo se describe en forma muy general los ítems de costos que varían por efectos de la ubicación de los proyectos, pero no existe una. descripción metodológica, ni criterios utilizados para determinar cuales son los costos que efectivamente se ven afectados por la localización. A modo de ejemplo, no se observa que se haya considerado, el factor lluvia tanto para el montaje como mantenimiento, no se considera los tiempos de desplazamiento de las cuadrillas desde centros urbanos a las instalaciones y, por lo tanto, el efecto en los costos de faenas de mantenimiento y de igual forma en el caso del montaje.	Se solicita incorporar una descripción de la metodología y criterios que permitan determinar las variaciones de costos producto de la localización de las centrales. Con esta metodología y criterios, se pide revisar los ítems de costos que son modificados por la ubicación. Finalmente, se sugiere incluir en este capítulo los efectos de derrateo de la potencia por las condiciones geográficas y las pérdidas del sistema de conexión a la red (lo que sólo se incluyó en el Capítulo 15)	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 63.
125	Generadoras de Chile	General	Considerando el gran volumen de información contenida en este informe,	Solicitamos respetuosamente extender el plazo para formular observaciones en al	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 101.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			y que el informe original del consultor KAS-KREA ha sido puesto a disposición como antecedente en las últimas horas, se solicita prorrogar el plazo para envío de observaciones. Lo anterior en virtud de una adecuada revisión de los datos utilizados en la elaboración del informe.	menos 10 días hábiles adicionales	
126	Generadoras de Chile	Titulo 1, Subtitulo 1.1 General	En la determinación de alternativas tecnológicas para suministrar potencia de punta no se identifica una evaluación de cada tecnología sobre aspectos relacionados a cumplimiento de políticas, leyes o compromisos internacionales adoptados como la Contribución Nacional Determinada (NDC), futura ley de Cambio Climático y Política Energética Ministerial. Por el contrario, el Titulo N°7 de este informe se limita a evaluar dispositivos de mitigación o eliminación de contaminación Ambiental.	Se solicita evaluar para cada tecnología candidata a ser identificada como la unidad de punta, aspectos relacionados a cumplimiento de políticas, leyes o compromisos internacionales adoptados como la Contribución Nacional Determinada (NDC), futura ley de Cambio Climático y Política Energética Ministerial, incluyendo la evaluación del combustible primario a considerar para dichas alternativas tecnológicas.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 94.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Es necesario procurar que las definiciones y alternativas tecnologías contempladas en este informe sean coherentes con los instrumentos y políticas ambientales vigentes y en discusión. Es relevante que tanto la alternativa tecnológica como el insumo primario a considerar en la unidad de punta sea coherente con las políticas energéticas vigentes, las que expresamente buscan fomentar la participación de combustibles de bajas emisiones de GEI y contaminantes locales en la matriz energética.		
127	Antofagasta Minerals	General	Hacemos presente que el último Informe Técnico - actualmente vigente- corresponde al emitido por la CNE en octubre del año 2016, habiendo transcurrido un plazo superior a 4 años establecido en el artículo 49 del Decreto Supremo 86/2012 del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo.		No se acoge la observación. La observación excede el alcance de las materias que pueden ser objeto de observaciones de acuerdo con el Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión recoge lo planteado. Adicionalmente, se hace presente que los plazos para la elaboración del informe se han determinado en base a los requerimientos del servicio y a su dotación.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
128	Antofagasta Minerals	13.1.10, página 368 a 373	De los resultados del Estudio, es posible concluir que las unidades más eficientes para cubrir los requerimientos de punta del Sistema Eléctrico Nacional ("SEN") son las turbinas diesel, para lo cual se estudiaron tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW. No obstante, en este informe preliminar, ni en el estudio anterior elaborado por PROYERSA ENERGIA en 2015, ni en los Informes de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, se explicitan los criterios para seleccionar la turbina que servirá como base para fijar el precio de nudo de la potencia. Actualmente, el precio es fijado por una turbina diesel de 70 MW, no obstante, esa elección se hizo en un escenario en que el sistema estaba dividido en SIC y SING. A partir de finales de 2017, el SEN sufrió uno de los cambios topológicos más	Se solicita utilizar como base para fijar el precio de nudo en el SEN la turbina diesel de 150 MW.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			relevantes, esto es: la interconexión del SIC con el SING, en que la demanda máxima del sistema paso de 7.789 MW (SIC, 2016) a 10.900MW (SEN, 2020). Pese a lo anterior, el cálculo del precio de la potencia aún no actualiza el tamaño de la turbina que se utiliza como referencia, siendo el marco de este estudio la oportunidad de utilizar un tamaño de turbina más acorde con los nuevos requerimientos de demanda máxima del sistema, siendo el tamaño de 150 MW el óptimo, debido al aumento relevante de la potencia máxima a suministrar.		
129	Antofagasta Minerals	14, páginas 374 a 376	La eventual incorporación de atributos de flexibilidad en el Informe Técnico es contraria a derecho e infringe abiertamente la Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE"), por cuanto dichos atributos actualmente sólo representan alternativas en estudio de eventuales modificaciones al diseño del mercado eléctrico chileno,	Se solicita no incluir en el costo de las unidades de punta, los costos relacionados con flexibilidad.	Se acoge la observación. El Informe Técnico se desarrolla de acuerdo con la normativa vigente, por lo tanto, no se incorporan costos adicionales a las partidas de costos de inversión y fijos de operación de la Unidad de Punta. Por lo tanto, si existieran costos asociados a dicho concepto, estos no serían incorporados en el costo de la Unidad de Punta. A su turno, es necesario relevar que, en comparación con otras tecnologías de generación, las alternativas tecnológicas analizadas en el Informe Técnico presentan características flexibles suficientes para el Sistema Eléctrico Nacional. Sin perjuicio de lo antes señalado, para mayor claridad, la sección observada se modificó en el Informe Técnico Definitivo.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			pero no se encuentran regulados por ley y, en particular, no se refiere a este concepto el artículo 162 de la LGSE que sirve de fuente legal para regular la potencia de punta que se reflejará en los decretos de precios de nudo de corto plazo por los próximos 4 años. En consecuencia, la inclusión de atributos flexibilidad dentro de la potencia de punta sería una distorsión de la determinación de sus valores, que no está contemplada en la LGSE ni en el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo que contiene el procedimiento para su determinación, simplemente porque dichos atributos no eran ni son parte de la regulación eléctrica y, por ende, su establecimiento y eventual asignación del o los segmentos que deben soportar su costo, debe definirse igualmente por ley.		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Adicionalmente, se debe tener presente que los mayores costos de mantenimiento asociados a partida rápida y ciclado, que según se asocian a la flexibilidad, pueden ser incorporados al Costo Variable No Combustible, ya que en el largo plazo representan aumentos de costos de mantenimiento. Por tanto, pueden ser incorporados en el costo marginal de le energía, enfoque que es coherente con abordar la flexibilidad mediante el aumento de la granularidad del sistema, que resuelve el suministro de las rampas mediante el despacho económico.		
130	Antofagasta Minerals	1.4 .6 1,4 .7 Páginas 47 y 50	Es redundante incluir en la evaluación unidades renovables con capacidad de almacenamiento, del tipo Central Fotovoltaica + BESS o Central Eólica + BESS. Lo anterior, ya que la reglamentación eléctrica le reconoce a las centrales de acumulación la facultad de arbitrar precios, es decir, de realizar retiros desde el	Se debe considerar en el estudio sólo el costo de inversión y costo fijo de operación de la central de acumulación, con independencia de las centrales de las cuales obtienen su carga.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			sistema en horarios de bajo costo marginal, para luego inyectar energía en horas de costo marginal superior. Por tanto, una central de acumulación puede cargarse desde el SEN en horarios de bajo costo marginal (bloque solar, por ejemplo) y luego, en horario de punta, inyectar su carga. Todo ello no requiere invertir además en un central renovable del tamaño de la unidad de punta para realizar el proceso de acumulación. Por lo tanto, la evaluación sólo debe considerar como unidad de punta la central de acumulación.		
131	Enlasa Generación Chile	Capítulo 1, Análisis de Alternativas Tecnológicas de Generación disponibles para Suministrar Potencia de Punta, Sección 1.1 pág. 27	En esta sección se plantea una serie de aspectos a considerar en la selección de unidades generadoras que puedan proveer potencia de punta. Pero, falta una definición previa de que es la unidad de punta y las características que deben tener las unidades de punta. Esta	La Unidad de Punta la define la regulación como "el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar la potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual…"En consecuencia un análisis de las opciones tecnológicas requiere definir previamente las propiedades	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 43.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			falta de definición se aprecia a lo largo de todo el informe.	que deben tener las centrales generadoras para que puedan cumplir el rol de unidades de punta en el SEN y los SSMM. A modo de sugerencia, las unidades de punta debieran ser, a lo menos: 1) altamente confiables, 2) robustas, 3) con bajos costos de partida y detención, 4) de partida rápida, 5) con bajo mínimo técnico, 6) con bajos tiempos de toma y reducción de carga, 7) con bajos niveles de emisiones de ruido y contaminantes, 8) bajo costo de inversión.	
132	Enlasa Generación Chile	Capítulo 1, Análisis de Alternativas Tecnológicas de Generación disponibles para Suministrar Potencia de Punta, Sección 1.1 General, pág. 27	Se menciona que podrían considerarse centrales renovables con sistema de almacenamiento. En particular, solar FV más baterías, eólica más baterías e hidroeléctrica más baterías. ¿Por qué razón no se incluye como opción lo que permite a las centrales mencionadas entregar potencia de punta, que son los bancos de baterías considerando su potencia máxima basada en una prueba de 5 horas continuas de operación	Se propone considerar los bancos de baterías en el análisis del Capítulo 1 y entre las opciones que se estudian a lo largo de todo el informe.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			como lo indica la regulación actual?		
133	Enlasa Generación Chile	Capítulo 2, Características y Atributos de Flexibilidad de Distintas Tecnologías. Págs. 54 a 57	El objetivo sería analizar las "capacidades técnicas de las distintas tecnologías que podrán proveer la potencia de punta del Sistema Eléctrico Nacional, en particular para proveer flexibilidad a la operación del sistema". Enseguida, se presenta de forma general algunas características de flexibilidad de las turbinas a gas, motores generadores y centrales renovables. Pero, no se plantea previamente qué características de flexibilidad debieran tener las unidades de punta y no se presentan conclusiones útiles para los costos de la unidad de punta que se tratan más adelante.	Se propone incorporar al capítulo un análisis de los atributos de flexibilidad que deben tener las unidades de punta. A la luz de este análisis, evaluar y verificar qué tecnologías pueden cumplir los requisitos y qué elementos técnicos requieren. De modo que, más adelante, se pueda estimar inversiones adicionales de ser necesarias y sus costos de operación y mantenimiento. En nuestra experiencia las unidades menores a 100 MW están preparadas técnicamente para operar en contingencia, es decir un despacho no programado, sin embargo las unidades mayores a esas potencias son en general turbinas de base que están capacitadas para operar ocasionalmente ante despachos no programados, pero no en forma constante de esa forma.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 45.
134	Enlasa Generación Chile	Capítulo 3, Evolución de los Costos de Inversión (CAPEX) Período 2021-	El capítulo se limita a informar lo que dicen tres fuentes (EIA-USA, BID y NREL) sin mencionar por qué fueron seleccionadas.	Se propone incorporar un análisis que permita explicar la evolución de los costos de las diversas tecnologías. El análisis debe incluir los	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 46.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		2024 de Distintas Tecnologías de Generación. Págs. 60 a 69	No hay una conceptualización o análisis que permita explicar la evolución pasada y futura de los costos. No hay ninguna discusión sobre la representatividad y validez de los valores para Chile ni cómo se debiera usar la información para fijar los costos de las unidades de punta. No se comparan ni analizan los valores que muestran los distintos informes. Se incluyen gráficos e información irrelevante para el estudio.	aspectos que son relevantes para Chile y sobre el uso de esta información para la estimación de los costos de las centrales de punta.	
135	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. No se considera el comportamiento actual de los agentes y como esto se compara con las alternativas mencionadas. Si fuese por precio de potencia los agentes habrían invertido en turbinas de 150 MW y 300 MW. En la actualidad existen 733 unidades térmicas (unidades de punta) menores a 100 MW, 15 entre 100MW y 200 MW, y 7 entre 200 MW y	Se propone que el estudio analice porque los agentes no invierten en tamaños mayores a 100 MW si el precio que les paga la regulación es por una turbina de menor tamaño, y por ende aumentaría su rentabilidad. En nuestra experiencia centrales mayores a 70/100 MW tienen un mayor riesgo de: i) desarrollo por alta oposición comunitaria, ii) concentran el riesgo operacional en un solo activo,iii) estresan la cadena logístico etc	No se acoge la observación. El Informe Técnico contiene un análisis de costos de Unidad de Punta considerando variables logísticas, localización, ambientales, de restricciones eléctricas, entre otros, permitiendo de esta forma, considerando lo anterior, determinar costos para distintos tamaños. Es importante señalar que lo planteado por la observante excede los objetivos del presente Informe Técnico, siendo el dimensionamiento del tamaño de la Unidad de Punta una determinación que se realiza a propósito del proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			300 MW. Las centrales que tienen más de 150 MW tienen un objeto adicional a dar la punta, o están conectadas a un gasoducto. No existen centrales térmicas superiores a 100 MW en proceso de tramitación ambiental		
136	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. Se menciona que el período de instalación para unidades estándar va entre 9 y 12 meses para turbinas a gas y entre 9 y 16 meses para motores	Se propone que se aclare a qué se refiere ese tiempo, lo cual es a su vez relevante en función de si en la evaluación final se incorporan los costos financieros del proyecto completo, que, considerando tramitación y conexión, excede largamente ese plazo. Se estima que considerando todas las etapas del proyecto (desde EIA a puesta en servicio) es del orden de 36 meses. Si algún agente decidiera instalar una turbina de más de 100 MW, debería iniciar un estudio de impacto ambiental nuevo, ya que los aprobados actualmente sólo permiten la utilización de gas natural, escenario poco competitivo. En nuestra experiencia este proceso duraría cerca de 4	No se acoge la propuesta. Los plazos que se indican corresponden sólo a tiempos de construcción. Los plazos de desarrollo completo del proyecto no son relevantes para efectos del objeto del presente Informe Técnico. Por su parte, los costos financieros de proyecto se encuentran incorporados en la fórmula que define el precio básico de la potencia de punta.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
				años. Para una central de menos de 50 MW, considerando el desarrollo hasta su entrada en operación comercial el proceso tomo cerca de 3 años. En nuestra experiencia centrales que consideran unidades de mayores tamaños tiene mayor riesgo de retrasos relevantes en el cronograma del proyecto.	
137	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. No considera comparación de aspectos ambientales y comunitarios al presentar distintos tamaños de centrales. A modo de ejemplo: i) emisiones: superar los límites de emisiones en un proyecto de 300 MW, principalmente por tener una sola chimenea en un punto específico, es más fácil que si se consideran tres proyectos de 100 MW en diferentes lugares geográficos. ii) Uso de agua : Las turbinas de más de 100 MW, muchas veces requieren inyectar agua en la combustión para	Se propone que el estudio analice en forma copulativa los distintos efectos ambientales y comunitarios a los que se ven enfrentado un proyecto en base a revisión de procesos de obtención de RCA de distintos tipos de centrales en las distintas zonas, así como en base a opinión de expertos ambientales. En nuestra experiencia, antes de iniciar el desarrollo de un proyecto se realiza un diagnóstico de riesgos ambientales y comunitarios en forma copulativa, de la misma forma en que se evaluarán en el SEIA.	No se acoge la observación. Respecto del punto señalado por la observante, este se desarrolló en consistencia con la metodología utilizada en estudios anteriores de la Unidad de Punta, así como con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación define para el mismo. A su turno, en el Capítulo 7 del Informe Técnico se realiza un análisis de las regulaciones ambientales vigentes. Dicho análisis incluyó, entre otros aspectos, la normativa aplicable respecto de este punto (normas de calidad de aire y normas de emisiones de contaminantes atmosféricos). Asimismo, el cálculo de emisiones consideró la utilización de combustible del tipo gas natural y petróleo diésel. También se incorporó en las partidas de costos del equipamiento para las emisiones un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) para cada una de las localizaciones de la Unidad de Punta. Finalmente, se estimaron las emisiones de varios contaminantes para la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 150 MW y 300 MW al utilizar petróleo diésel de distinta cantidad de azufre (15 ppm y 50 ppm) y para el gas natural.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			disminuir las emisiones con diésel. Por su parte, las tecnologías de turbinas en el rango de los 100 MW y menos no son intensivas en el uso de agua.iii) Impacto Vial : En términos generales una central de 100 MW operando con diésel, requerirá de 1 camión por hora. Una operación continua requerirá 24 camiones diarios de 30 m3 cada uno. Una de 150 MW requerirá un 50% más. iv) Oposición ciudadana: En términos generales, las centrales contaminantes son rechazadas por la población cercana independiente de su potencia, sin embargo, la oposición a los proyectos de más de 70 MW tiene más exposición mediática y generan una coordinación mayor en la comunidad		
138	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. Se supone que las turbinas podrían operar con Gas Natural pero existen	Se propone que se incluyan costos fijos asociados a contratos de combustible en el análisis, así como inversiones asociadas al suministro de gas por gasoducto o gasoducto	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, tales como contratos de combustible, no forman parte de los costos que se deben determinar con objeto de la unidad de punta. Finalmente, en el Capítulo 4 se analizan las distancias a gasoductos

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			varios antecedentes que hacen que no se contrate gas para las unidades para dar punta del sistema: i) costo fijo de regasificación, ii) costo fijo de transporte iii) costo de combustible. Los contratos de almacenamiento y regasificación obligan al usuario a comprometerse a utilizar el combustible a costo de perderlo o pagar sobrecostos importantes	virtual. En nuestra experiencia es inviable desarrollar una central de gas natural o gas natural licuado como unidad de punta.	cercanos, identificando los casos en que se requiere la instalación de una Planta Satelital de Regasificación, cuyo detalle del costo de inversión es posible encontrarlo en el Informe Técnico.
139	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. Para las turbinas de mayor tamaño hay pocos proveedores (GE, MHI y SIEMENS) y la producción de unidades por año es limitada en comparación con las unidades de menor tamaño. Lo anterior genera entre otras cosas: i) se disponen de repuestos de sólo el proveedor original, ii) mayores costos y tiempos de entrega antes contingencias, iii) la necesidad y a veces imposición de contratar al fabricante como proveedor	Se propone que se incluya un análisis del poder de negociación de los proveedores, y su impacto en costos fijos dentro de las variables al seleccionar el tamaño de la unidad. En nuestra experiencia, los costos fijos de O&M con el fabricante de turbinas para una unidad de punta hacen inviable económicamente la inversión en turbinas grandes. Y es uno de los motivos porque no se ha instalado ninguna en los últimos años.	No se acoge la observación. No corresponde al presente Informe Técnico realizar una revisión o incorporación de mayores costos asociados al poder de negociación de los proveedores. Por otra parte, la observante señala como propuesta el análisis de turbinas grandes, sin embargo, no es posible cuantificar a qué rangos de potencia se refiere. Sin perjuicio de lo antes señalado, sobre la base de las centrales actualmente presentes en el SEN, considerando una estadística desde el año 2000 en adelante, se han instalado al menos 10 unidades mayores a 100 MW. No obstante lo anterior, el estudio analiza centrales de hasta 300 MW y su factibilidad de conexión al Sistema Eléctrico Nacional. Finalmente, es necesario relevar que la observante no presenta información adicional que permita respaldar lo indicado en la observación.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			de O&M en base a un costo fijo		
140	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. Se supone que los ingresos de las centrales de punta se basan en los ingresos de potencia solamente, dentro de lo cual se vuelve relevante el cálculo del IFOR. Como se sabe una falla propia de una unidad se contabiliza en su estadística de indisponibilidad y le afecta por un período de 5 años. La salvedad que permite la reglamentación a esta indisponibilidad por 5 años es cuando la falla presentada por la unidad es superior a 15 días, en donde el propietario de la instalación puede acogerse al mecanismo de presencia establecido en la regulación. Por tanto, si una empresa quiere invertir 300 MW en una unidad o la misma potencia en 6 unidades de 50 MW, por ejemplo, puede que tenga un mayor costo de inversión, pero su riesgo	Se propone que se incluya en el análisis de la elección de la unidad de punta estadísticas de fallas de las unidades de 70 MW, 150 MW y 300 MW, con su respectivo impacto en el IFOR, estados operativos, y posteriormente en sus ingresos.	No se acoge la observación. El presente Informe Técnico tiene como objetivo determinar los costos de inversión y fijos de operación de la unidad de punta. En virtud de lo anterior, incorporar un análisis asociado al índice IFOR para determinar el dimensionamiento óptimo de unidades de inversión excede las materias del Informe Técnico.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			por IFOR se reduce en forma considerable. En el ejemplo anterior, un IFOR de 5% en una de las unidades tendría un costo en valor presente de 400 mil USD versus 66 mil USD. Adicionalmente, si consideramos efectivos los costos de inversión que resultan para las turbinas, con tres eventos de falla de 5%, el ahorro de inversión que eventualmente producen las economías de escala, se perdería.		
141	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. El primer criterio es "los tamaños de potencia requeridos". Para el SEN se menciona 70, 150 y 300 MW. Con esto declara que solo las turbinas a gas y las renovables con capacidad de regulación o almacenamiento cumplen con la condición. Esto plantea varios problemas: ¿Dónde se demuestra que los tamaños deben ser solamente 70, 150 y 300 MW? Se destaca que las bases del estudio señalan	Se propone agregar un estudio sobre los tamaños de las unidades de punta que podrían operar en el SEN , considerando todas las restricciones reales del sistema (transmisión, logística, comunidades, ambientales y otras) y usar las conclusiones en la selección de opciones tecnológicas. Se propone agregar a los bancos de baterías como opción para suministrar potencia de punta.	No se acoge la observación. El Informe Técnico presenta como objetivo definir los costos de inversión y fijos de operación de la Unidad de Punta. Para estos efectos se realizó un análisis de alternativas tecnológicas que pueden brindar el servicio, entre las que se consideraron tecnologías térmicas como también centrales renovables con sistemas de almacenamiento. A continuación, se incorporó un análisis para verificar la posibilidad de conexión de las alternativas de unidad de punta en distintos puntos de los sistemas eléctricos, considerando distintas restricciones (normativas, logísticas, disponibilidad de recurso primario, entre otras). En conjunto con lo anterior se cuantificaron costos de desarrollo de proyectos de distintos tamaños en el sistema. Sin perjuicio de los antes señalado, y en atención a la observación planteada, en el Informe Técnico Definitivo se incorpora análisis que permiten definir funciones para determinar los costos de inversión y fijos de operación de las tecnologías analizadas con distintos tamaños de desarrollo entre 70 MW y 300 MW.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			que esos tamaños son lo mínimo que el consultor debe considerar. ¿Por qué se insiste en renovables con capacidad de acumulación y no se considera solamente la opción de los bancos de baterías? Como ya se mencionó, lo que permite a las renovables ser una opción para suministrar la demanda de punta son las baterías.		Finalmente, respecto de los acumuladores, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. Respecto de aquel punto, se entiende que unidad de punta corresponde a una central, y debido a ello, es que se exploraron las alternativas de centrales renovables con sistemas de almacenamiento. A mayor abundamiento, en el cuarto inciso del artículo 149 de la LGSE, se establece que las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72-1°, serán valorizadas a precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162. En conclusión, se desprende que el estudio de costos de unidad de punta debe realizarse a partir de análisis de centrales que pueden entregar la punta al sistema eléctrico, por lo tanto, no es posible valorizar el acumulador de forma independiente.
142	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	Se descarta la opción de centrales renovables con capacidad de regulación diciendo “dado las actuales restricciones principalmente ambientales”. En primer lugar, no se entrega la más mínima información sobre las eventuales restricciones ambientales que enfrentarían estas centrales. En segundo lugar, ¿por qué en este capítulo se aplican restricciones ambientales solo a las	Se propone agregar al capítulo 4 una exposición y análisis de las restricciones ambientales que están enfrentando los diversos tipos de proyectos para producir electricidad. De aquí, derivar las conclusiones generales y específicas que sirvan para aceptar o descartar opciones de centrales. Finalmente, aplicarlas sistemáticamente a todas las opciones de centrales de punta.	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 48

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			renovables con capacidad de regulación? Por último, se debe considerar que la oposición de las comunidades a la instalación de centrales térmicas o hidroeléctricas, aun cuando se logre obtener una RCA favorable, puede hacer dificultosa o imposible su construcción, lo que se puede traducir en costos de inversión y operación superiores.		
143	Enlasa Generación Chile	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	Con relación a la logística de combustibles, el informe se limita a considerar la distancia a la cual estaría el punto de abastecimiento más cercano. Pero, no hay un análisis de las condiciones de cada zona que permitan asegurar que habrá suministro cuando la unidad de punta lo requiera. Cabe destacar que los momentos en que ocurren las demandas de punta son muy variables a lo largo de cada año. Por esta razón, las centrales de punta podrían estar obligadas a asumir costos de inversión adicionales y/o tener que incurrir en costos fijos de operación. A modo	Se propone incluir un análisis de las condiciones específicas de suministro de combustibles por localización. Esto se puede conocer recurriendo a los proveedores de petróleo, gas licuado y gas natural. A partir de dicho análisis, determinar requerimientos adicionales de inversión y/o costos fijos de operación en que deberán incurrir las centrales de punta. Los costos de inversión y operación fijos no son independientes de la ubicación donde se puede instalar la unidad punta.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 49

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			de ejemplo, las centrales que operan con gas natural se e ven obligadas a contratar transporte en modo Take or Pay. Un caso de interés es la construcción del oleoducto Quintero – Quillota ya que pese a estar muy cerca de Quintero la logística por camiones no se sustentaba para abastecer los requerimientos de diésel en forma permanente		
144	Enlasa Generación Chile	Capítulo 5. Diseño detallado de los proyectos a analizar, identificando los requerimientos y equipos principales. Págs. 222 a 249.	En el texto del informe aparece una descripción genérica de los principales componentes de las centrales. Aunque en el Anexo 3 se aprecian listados bastante completos de componentes, no se acompañan los cálculos que permitan justificar, y verificar, la cubicación y los precios respectivos.	Se solicita incorporar los criterios de diseño y los detalles de los cálculos y consideraciones que justifican los elementos considerados, con sus capacidades, en cada proyecto de generación y de conexión al sistema. Estos antecedentes son esenciales para la valorización posterior.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 50.
145	Enlasa Generación Chile	Capítulo 5. Diseño detallado de los proyectos a analizar, identificando los requerimientos y equipos principales. Pág. 224	El documento dice que los estanques de agua cruda con sus bombas correspondientes tendrán capacidades de: “760 m3, 1.680 m3 y 2.920 m3 para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente”. En forma	Se solicita indicar qué justifica (explicación) que la central deba operar en un régimen de 4 horas diarias durante 5 días a la semana. Las unidades de respaldo tienen como misión generar en eventualidades no son de diseño compatible con las	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 15.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			análoga, se definen las capacidades otros elementos como, por ejemplo, los estanques de petróleo. Esto se habría calculado para operar durante 4 horas diarias por 5 días a la semana.	que deben generar en forma constante.	
146	Enlasa Generación Chile	Capítulo 5. Diseño detallado de los proyectos a analizar, identificando los requerimientos y equipos principales. Pág. 224	Las capacidades de almacenamiento de combustible utilizados en el informe 540 m3, 1.200 m3 y 2.080 m3, son para una autonomía de 20 Hrs (4 Hrs diarias y 5 días), sin embargo, el sistema, a través de la declaración diaria de stock de combustible, requiere una autonomía mínima de 24 Hrs de operación para no limitar, ni condicionar la programación de despacho económico de la central. Además, En la práctica para garantizar el suministro de combustible en grandes volúmenes de consumo en caso de operación continua por contingencias lleva más de 48 Hrs de coordinación hasta la entrega	La inversión inicial debe considerar una capacidad que permita una adecuada coordinación y suministro de combustible basado en la ubicación de la central, sus puntos de suministro y las capacidades de los proveedores en la zona. En nuestra experiencia esto es clave y modifica fuertemente los costos de inversión .	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 15.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
147	Enlasa Generación Chile	Capítulo 5. Diseño detallado de los proyectos a analizar, identificando los requerimientos y equipos principales. Pág. 236 a 238	El informe considera como única opción para todos los tipos y tamaños de centrales una subestación elevadora a 220 kV, una línea de transmisión en 220 kV y un paño de conexión en 220 kV. ¿Cuál es la razón de esto? ¿Por qué se asume que las centrales de 70 MW deben usar instalaciones en 220 kV y no en otro nivel de tensión?	Se propone diferenciar el diseño de instalaciones de conexión acorde con lo que es necesario y suficiente para cada tamaño de equipo debido a que centrales o unidades menores a 100 MW suelen ubicarse en locaciones con problemas de transmisión donde resuelven problemas a tensiones menores a 110 kV.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 52.
148	Enlasa Generación Chile	Capítulo 6. Determinación de Ítems incluidos en las partidas de costos de los distintos proyectos analizados. Págs. 250 a 260.	Se observa que el informe contiene una descripción muy general de las partidas de costos. Aun cuando en el Anexo 3 se muestran los componentes de las centrales con bastante detalle, el cuerpo del informe debiera ser más preciso en la descripción. Cabe destacar que en el capítulo 16, página 394, se muestra una tabla con el tipo de detalles que hacen falta en el capítulo 6. De todas formas, en el Anexo se puede apreciar que no se incluyen, por ejemplo, las chimeneas, los costos de conexión, bodegaje, fletes, intereses durante la construcción, seguros durante la	Se solicita realizar una descripción detallada de los ítems considerados en los costos de inversión y fijos de operación, incorporando tablas explicativas de apoyo, para cada una de las opciones de centrales consideradas. Esto es fundamental para que puedan ser presupuestados y valorizados en la siguiente etapa. Junto con lo anterior, se solicita revisar y completar los ítems. Adicionalmente se deben considerar incrementos de costos logísticos no lineales por tamaños de unidad. Conseguir equipo para montar una turbina de 150 MW no tiene la misma disponibilidad que para	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 53.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			construcción, costos de desarrollo, costos de permisología, inspección técnica de obra, relacionamiento comunitario y sostenibilidad, costos generales del propietario. Además, el estudio considera un recargo del 3% por concepto de flete, lo que se considera bajo ya que es más cercano al 5%.	montar una de 70 MW. En nuestra experiencia lo anterior se cobra en los costos del contratista de construcción y montaje, principalmente asociado a tener equipo inmovilizado en terreno por atrasos, esperando realizar el montaje.	
149	Enlasa Generación Chile	6.2.2.1 Costos Fijos Operacionales	Costos de consumos de energía por SSAA, como calefacción, lubricación continua, virado de máquinas y otros que garanticen la disponibilidad de la unidad para la generación no están considerados en este apartado.	Incorporar un subtítulo que contenga el cálculo de los costos de energía relacionados a los consumos por SSAA para garantizar la operación de la unidad generadora. Son importantes ya que pueden llegar a representar el 10% de los costos fijos de operación.	No se acoge la observación. Los consumos (SSAA) se encuentran considerados para cada sitio a nivel de la potencia neta en sitio con la que se calcula el precio básico de la potencia de la Unidad de Punta. Adicionalmente se ha considerado como consumos de energía en vacío a las pérdidas del transformador.
150	Enlasa Generación Chile	6.2.2.2 Costos de Mantenimiento y Atención de Fallas	No se consideran mantenimientos rutinarios en las unidades generadoras considerando equipo detenido con el objetivo de mantener disponible la unidad (repuestos e insumos o servicios de terceros).	Basados en las recomendaciones de mantenimiento de los fabricantes para un equipo sin operación, calcular los costos fijos incurridos para mantener una unidad disponible.	No se acoge la observación. Es necesario relevar que de acuerdo con la sección 11.2.2.4 se incorpora una sección asociada a costos de repuestos, los que corresponden al costo de repuestos de partes calientes de las turbinas a gas y de repuestos menores para el caso de motores-generadores, los que deben estar disponibles cuando ocurran mantenimientos por EOH, según el LTSA. Lo anterior debido a que la Unidad de Punta se diseña tomando en consideración que esta unidad opera durante el año, y por lo tanto, parte de los costos de mantenimiento se encuentran en los CVNC de la instalación.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
151	Enlasa Generación Chile	6.2.2.3 Costo de Capital del Petróleo Almacenado	El capital inmovilizado por combustible solo considera en promedio 14 Hrs de operación (con la eficiencia indicada en el informe) y no las 24 Hrs exigidas por el coordinador en las declaraciones diarias de stock de combustible.	Considerar un capital inmovilizado que permita la reposición programada del stock de combustible de acuerdo a la ubicación de la central y la capacidad de reposición de los proveedores, esto debe considerar como mínimo las 24 Hrs actualmente requeridas por el sistema.	No se acoge la observación. De acuerdo con la normativa nacional vigente, no existe la exigencia de operar con 24 horas continuas de autonomía señalada por la observante.
152	Enlasa Generación Chile	6.2.2.5 Costo Fijo de Operación y Mantención de Subestación	El costo de mantenimiento de la subestación esta fuera de los valores actuales de mercado, en el cálculo considera solamente gastos de personal y otros costos menores dejando al margen pruebas con equipo especializado, pruebas de laboratorio de transformadores entre otros. Además, se considera un supuesto erróneo de costo parejo para todas las ubicaciones del sistema.	Basados en un estudio de mercado establecer los costos promedio de los servicios de mantenimiento de Subestaciones de similares características para cada ubicación especifica. En nuestra experiencia los costos son al menos 150% mayores a los declarados en el informe y un servicio en Diego de Almagro es un 65% mayor a uno de Teno.	No se acoge la observación. La determinación de los costos se ha realizado de modo tal que sea metodológicamente consistente con los estudios de costos de la unidad de punta. En particular los costos unitarios utilizados se obtuvieron a partir de la base de datos del Consultor del Estudio de Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Sin perjuicio de lo antes señalado, es importante relevar que la observante no entrega respaldos que permitan trazar los números indicado en su observación.
153	Enlasa Generación Chile	6.2.2.6 Costo Fijo Inspección y Mantenimiento de la Línea de Transmisión	El costo de mantenimiento no refleja los valores actuales de mercado.	Basados en un estudio de mercado establecer los costos promedio de los servicios de mantenimiento de líneas de transmisión de similares características para cada ubicación especifica.	No se acoge la observación. La determinación de los costos se ha realizado de modo tal que sea metodológicamente consistente con los estudios de costos de la unidad de punta. En particular los costos unitarios utilizados se obtuvieron a partir de la base de datos del Consultor del Estudio de Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
154	Enlasa Generación Chile	6.2.2.7 Costo de las Pérdidas de Transformador de Poder.	Las perdidas relacionadas al transformador de potencia están limitadas solo a las horas fuera del periodo de punta.	Basados en la operación histórica de las unidades de punta considerar las pérdidas de transformación por periodo del año.	No se acoge la observación. Las pérdidas del transformador están consideradas en todo el periodo anual vía dos mecanismos. En primer lugar, fuera del período de control de las HP se consideran dentro de los costos fijos y en segundo lugar para el periodo de control de la HP están dentro del factor de pérdidas, con el cual se calcula el precio básico de la potencia de punta.
155	Enlasa Generación Chile	6.2.2.8 Costos de Seguros	En relación al supuesto utilizado en el informe "Los costos de seguros para la operación de la central generadora (Unidad de Punta) están relacionados con los costos variables", el sistema marginalista no incorpora los costos de los seguros en el cálculo del CVT, además para una unidad de punta que opera muy pocas horas al año los seguros relacionados con elementos que siempre están en operación o conectados como es el caso de las líneas de transmisión y elementos de la SE deben contar con un seguro donde este costo pasa directamente a ser un costo fijo para la central de generación.	Incorporar los seguros mínimos que debe contar una central de punta que son los relacionados a las líneas de transmisión, Subestación, Infraestructura general. En nuestra experiencia el seguro de operación es un costo fijo que debe ser cubierto con los ingresos proveniente de las ventas de potencia.	Se acoge parcialmente la observación. Se corrige en el Informe Técnico Definitivo el texto, dado que los seguros para la operación se encontraban considerados en el costo fijo según se muestra en el Anexo 3 con el resumen de estos.
156	Enlasa Generación Chile	Capítulo 7, Dispositivos de Mitigación o Eliminación de Contaminación	Se supone que el capítulo debe especificar los elementos que necesarios para mitigar o eliminar la contaminación ambiental	Se propone que el estudio analice los impactos ambientales de todas las tecnologías y tamaños de centrales sobre al aire, el	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 54.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		Ambiental págs. 261 a 267	de las opciones de centrales de punta. El informe solo se refiere a la contaminación del aire de las turbinas a gas operando con petróleo diésel o gas natural. Se refiere a la regulación vigente, y concluye que en la RM no se puede instalar ningún tipo de central térmica, a menos que se compensen las emisiones. Además, se elude la responsabilidad de estimar los costos en que se debiera incurrir para compensar las emisiones. Respecto a instalar una central fuera de la RM y conectarla a Polpaico o a Lo Aguirre, lo que implica evaluar ambientalmente no solo una central sino también una línea, no parece razonable. Por último, en el detalle de los costos de las turbinas no están las chimeneas, no hay sistemas de abatimiento de emisiones y no hay equipos de monitoreo de contaminantes.	agua y el suelo. Enseguida, determine los elementos específicos que deben incluir las centrales para mitigar los impactos ambientales, de forma tal que, posteriormente, se puedan costear. Finalmente, presentar un análisis de las condiciones que se presenta en las diversas zonas del país, donde se debieran instalar unidades de punta. Además, debe agregar información relevante respecto a la posibilidad de compensar las emisiones. Esto último es indispensable para, enseguida, estimar sus costos. En el caso de las unidades de punta en Polpaico o Lo Aguirre, se sugiere incluirla incorporando la compensación por emisiones a fin de cumplir con normativa ambiental de la RM. En nuestra experiencia, actualmente no es posible rentabilizar una línea de transmisión para una unidad de punta construida fuera de la RM para conectarla en Polpaico o Lo Aguirre tal como indica el consultor.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
157	Enlasa Generación Chile	Capítulo 7, Dispositivos de Mitigación o Eliminación de Contaminación Ambiental págs. 261 a 267	En el detalle de los costos de las turbinas no están las chimeneas, no hay sistemas de abatimiento de emisiones y no hay equipos de monitoreo de contaminantes.	Las centrales térmicas deben considerar chimeneas, elementos para abatir emisiones de contaminantes y equipos de monitoreo. Incluir para todas las alternativas.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 55.
158	Enlasa Generación Chile	Capítulo 8. Cumplimiento de las Normas Técnicas de seguridad y calidad de servicio y partida autónoma. Págs. 268 a 269.	No se especifica qué normas ni que artículos específicos cumplirían los diseños de las centrales que se están considerando. Si bien se habla en forma general del capítulo 5 y del capítulo 4 de la NTSyCS, no se especifica qué y por qué cumple. La partida autónoma se descarta a pesar de que, de acuerdo con las Bases del estudio, debe ser considerada	Se pide especificar los requerimientos normativos que deben cumplir las centrales y cómo ellos se incluyen en los diseños en forma detallada. A modo de ejemplo Norma Sísmica de la NTSyCS indica que debe resistir copulativamente impacto de terremoto con cortocircuito del equipo operando, aumentando considerablemente los costos de inversión asociados a obras civiles. En nuestra experiencia dicho costo no es posible de preveer por contratistas que no operen en el sector eléctrico de Chile. Similares situaciones ocurren con nuevos requerimientos relacionados con comunicaciones y , ciberseguridad. Debido a lo anterior se debe hacer un análisis específico respecto a los costos de cumplir con los requisitos de la NTSyCS.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 56.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
159	Enlasa Generación Chile	Capítulo 9. Estudios eléctricos para la conexión de la unidad de punta. Págs. 270 a 273.	El informe señala que se realizan 3 tipos de estudio para el cumplimiento de la NTSyCS: flujo de potencia, estabilidad transitoria y corto circuito. Se observa que no se explican, ni siquiera en forma resumida, los supuestos y metodología del estudio. Se muestra un cuadro con resultados resumidos para los flujos de potencia y se comenta brevemente los resultados del análisis de cortocircuito. No se indica qué aspecto de la normativa no se estaría cumpliendo en cada caso. No se utilizan estos resultados para indicar qué debe hacerse para cumplir la normativa y como esto se traduciría en inversiones.	Se solicita replantear el enfoque del capítulo para que sirva en el análisis, incorporando lo que no se cumple de la NT y las adecuaciones que serían necesarias para cumplir con ella. Junto con lo anterior eliminar la indicación de que se realizan estudio de estabilidad transitoria si estos no serán presentados. Se solicita incorporar un estudio de capacidad de barra para la conexión de las centrales en el sistema, ya que esto sí es relevante para determinar la factibilidad de conexión en una subestación. La selección de los equipos eléctricos, por ejemplo, interruptores, seccionadores y otros, debe considerar los nuevos niveles de cortocircuito considerando un margen de seguridad por ampliaciones de línea, entrada de nuevas centrales de generación, etc. Lo anterior ya se vio reflejado con la entrada de la línea de 500 kV se amplió considerablemente los niveles de cortocircuito.	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 57.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
160	Enlasa Generación Chile	Capítulo 10. Partidas de costos de conexión al sistema eléctrico. Págs. 274 a 293.	Aquí se describen los ítems de inversión de las instalaciones para la conexión. Es idéntico a lo que señala el Capítulo 5 donde se describe el proyecto. No hay un análisis del proceso de conexión de los proyectos. Esto redunda en que no se especifican los costos del proceso de conexión de acceso abierto y sus estudios, así como las etapas previas a la definición de conexión. Adicionalmente, no se indica la metodología y supuestos para la valorización de estas partidas de costos. Hoy en día el proceso de conexión en muchos proyectos es la ruta crítica, y por ende él que determina el tiempo de entrada en operación comercial. El proceso parte con la SUCT (70 días hábiles), Declaración en construcción (1 mes), proceso del coordinador (6 meses). Sin embargo, en la realidad el proceso total toma cerca de 24 meses	Se solicita modificar el capítulo para que incorpore el proceso de conexión y el detalle de sus costos. No solo una descripción general de las partidas de costos de inversión, sino del proceso completo, con la metodología para determinarlos y sus resultados. En nuestra experiencia, los tiempos asociados al proceso de conexión del coordinador se ha convertido en uno de los mayores riesgos del proyecto por su impacto en la ruta crítica los costos directores e indirectos que provoca, y	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 58.
161	Enlasa Generación Chile	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos	Primero una reflexión. La parte más importante del costo de las centrales son	Por la importancia del precio de los equipos de generación, se propone que el informe	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 59.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		de Operación de la Unidad de Punta. Págs. 294 a 301.	los equipos de generación: en el caso de las turbinas a gas, representan entre el 50 y el 60 % del costo total. Por lo tanto, sus precios debieran establecerse con información confiable y una representatividad que no deje espacios de duda. La observación es la siguiente: Respecto a los costos de las turbinas, el informe toma valores de un Handbook sin mayor análisis. Se dice que se habría pedido cotizaciones a 5 fabricantes de turbinas, pero el informe ni siquiera menciona el resultado. En la planilla de cálculo donde se encuentra el precio asignado a las turbinas, se puede apreciar que se recibieron tres cotizaciones: una de Siemens para una turbina de 67,4 MW, una de Pratt & Whitney de 142 MW y una de Siemens de 329 MW. Llama la atención que tanto la cotización de Pratt & Whitney (US$357/KW) como la de Siemens de 329 MW (US$290/KW), que son muy superiores a lo que dice el Handbook no se consideran en el cálculo, él	incluya un estudio del mercado de turbinas, que considere al menos 3 cotizaciones por tecnología y tamaño, (buena práctica) y proponga precios que sean representativos de tendencias de largo plazo, con fundamentos claros y metodologías comprobables. Todo lo anterior es válido para todas las tecnologías que se consideren como opción para las unidades de punta. En nuestra experiencia incluso la evaluación técnico conceptual de un proyecto considera al menos 3 cotizaciones de proveedores, utilizando la información del handbook sólo como referencia para entender desviaciones y no para estimar costos de proyecto. Una cotización local del proveedor tiende a ajustar en forma más certera el costo de inversión en un proyecto a las condiciones actuales y del punto de instalación.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			que utiliza valores de US$288,4/KW y US$ 185,4/KW respectivamente.		
162	Enlasa Generación Chile	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Págs. 294 y 299.	El informe habla de "equipos principales" y "equipos menores, materiales y servicios adicionales" para definir los métodos de estudio de los precios y los costos de los componentes. Pero, no se define previamente un criterio para clasificar las componentes de una central en "principales" o "menores".	Se propone establecer un criterio objetivo para decidir lo que es "principal" o "menor". Se sugiere considerar criterios como el porcentaje dentro del costo total que representa cada elemento. Por ejemplo, los principales son aquellos que representan más de un 5% del costo total de inversión.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 60.
163	Enlasa Generación Chile	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Sección 11.2, págs.. 302 a 308.	El informe plantea una estructura de personal de operación idéntica para los tres tamaños de turbinas considerados sin ninguna justificación. Para los demás costos, el informe supone que son iguales en todas las localizaciones. Por ejemplo, para el costo de capital del combustible almacenado se supone que los precios del petróleo son iguales de Parinacota a Tineo.	Se pide justificar adecuadamente la planta de personal de operación y mantenimiento para los diferentes tamaños, tipos de plantas y localización. Análogamente, se pide revisar las demás fuentes de costos fijos que se suponen idénticas para los diferentes tamaños y/o localizaciones. En nuestra experiencia las centrales ubicadas al norte del país requieren sistema de turnos y costos distintos a las del centro sur debido a la influencia de la industria minera y costo de vida distintos..	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 61.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
164	Enlasa Generación Chile	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Sección 11.2, págs. 294 a 308.	El informe no incluye el costo de inversión en capital de trabajo inicial. Solo considera como costo fijo anual costo de capital del combustible almacenado. Se debe recordar que, una vez que una central inicia la operación comercial en el sistema, debe financiar todos sus costos de operación por aproximadamente tres meses antes de comenzar a recibir ingresos.	Se pide estimar adecuadamente los requerimientos de capital de trabajo inicial e incluirlos como parte de la inversión.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 62.
165	Enlasa Generación Chile	Capítulo 12. Partida de costos que varían según la localización. Págs. 313 a 323.	En este capítulo se describe en forma muy general los ítems de costos que se considera diferentes por efectos de la ubicación de los proyectos. No se aprecia una descripción metodológica y criterios para determinar los costos que se ven afectados por la localización. No se observa que se haya considerado, por ejemplo, el factor lluvia (que abarca más del 70% del SEN), tanto para el montaje como mantenimiento, no se considera los tiempos de desplazamiento de las cuadrillas desde un centro	Se solicita incorporar una descripción de la metodología y criterios que permitan determinar las variaciones de costos producto de la localización de las centrales. A la luz de esta metodología y criterios, se pide revisar los ítems de costos que son modificados por la ubicación. Finalmente, se sugiere incluir en este capítulo los efectos de derrateo de la potencia por las condiciones geográficas y las pérdidas del sistema de conexión a la red, así como su correspondiente impacto en la inversión sobre el	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 63.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			de mantenimiento a las instalaciones y, por lo tanto, el efecto en los costos de faenas de mantenimiento y de igual forma en el caso del montaje.	precio de kW efectivo instalado	
166	Enlasa Generación Chile	Capítulo 13, Descripción del Cálculo y Resumen de Resultados. Págs. 326 a 345 Capítulo 16, Determinación del Polinomio para la Indexación. Págs. 401 a 403	Los costos de inversión en turbinas muestran resultados erráticos cuando se comparan con los valores del estudio previo realizado el 2015. A modo de ejemplo, en cifras de enero 2020, el costo de las turbinas diésel en Polpaico de 70 MW baja 3%, las de 150 MW sube 6,5% y las de 300 MW baja 19%. El informe no ofrece una explicación a estas variaciones. Paralelamente, los costos de construcción y montaje en Chile, que se ajustan por IPC y dólar, varían de la siguiente manera: para las turbinas de 70 MW bajan 1,2%, para las de 150 MW suben 2,5% y para las de 300 MW suben 40%. Nuevamente, el informe no explica por qué pasa esto. Además, cómo se relaciona lo anterior con el hecho que todos los indexadores de la figura	Las bases de cálculo y los resultados que muestra el informe preliminar debieran ser profundamente revisados y corregidos. En nuestra experiencia los costos de los equipos de distinto tamaño, así como sus respectivos costos de construcción tienden a estar correlacionados, no existiendo las variaciones indicadas en el informe.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 64.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			163 pág 387 de 2016 a la fecha suben.		
167	Enlasa Generación Chile	Capítulo 16, Determinación del Polinomio para la Indexación. Págs. 401 a 403	Se han seleccionado fórmulas con valores de índices de un solo período.	Dado que las fijaciones son válidas para períodos de 6 meses, para reducir la volatilidad que genera incertidumbre, se propone usar valores promedios de índices para períodos de tres a seis meses.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 65.
168	Generadora Metropolitana SpA	General	Si bien la CNE encarga un estudio acabado donde se analizan las distintas alternativas en profundidad, además de metodologías para determinar el MRT, subsistemas y el tamaño de la unidad de punta, el informe no hace ninguna recomendación, dejando la decisión a la discrecionalidad de la CNE. Pensando en las buenas prácticas regulatorias, sería deseable que los criterios y metodología que utiliza la CNE para tomar sus decisiones respecto a los ítems antes mencionados fueran transparentados y auditables.		No se acoge la observación. De acuerdo con lo estipulado en el artículo 50° del Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta. 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. 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.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
					Por la misma consideración anterior, las materias que fueron incluidas en las Bases de Licitación (Resolución Exenta CNE N° 166 del año 2020) 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 materia 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 en relación a las observaciones. Finalmente, es necesario relevar que, respecto de los otros cálculos que debe realizar la Comisión, estos se determinan en el marco del instrumento que corresponda. Por ejemplo, el dimensionamiento del tamaño de la Unidad de Punta se realiza en el marco del proceso de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo.
169	Generadora Metropolitana SpA	General	El estudio menciona requerimientos de flexibilidad y como estos inciden en mayores costos derivados del mayor ciclaje de las unidades. Estos costos no están bien recogidos en la regulación actual y tampoco hay un criterio o requerimiento normativo que especifique cuál es el mínimo aceptable que debe cumplir la unidad de punta "flexible". Así, nuevamente la evaluación de estos puntos queda a discreción de la CNE, pero como mencionamos		No se acoge la observación. El Informe Técnico se desarrolla de acuerdo con la normativa vigente, por lo tanto, no se incorporan costos adicionales a las partidas de costos de inversión y fijos de operación de la Unidad de Punta. A su turno, es necesario relevar que, en comparación con otras tecnologías de generación, las alternativas tecnológicas analizadas en el Informe Técnico presentan características flexibles, respecto de los parámetros analizados en el informe, suficientes para el Sistema Eléctrico Nacional. Finalmente, es necesario relevar que, respecto de los otros cálculos y definiciones que debe realizar la Comisión, estos se determinan en el marco del instrumento que corresponda.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			anteriormente sería deseable que los criterios y metodología que utiliza la CNE para tomar sus decisiones respecto a los ítems antes mencionados fueran transparentados y auditables.		
170	Generadora Metropolitana SpA	General	A lo largo de documento se entregan una serie de información respecto a los requerimientos asociados a la unidad de punta, en particular a las turbinas diésel, con objeto de satisfacer la demanda de punta. Sin embargo, no existe una justificación respecto a estos, ni como esas consideraciones impactan en la remunera dichas unidades bajo la regulación (Potencia de Suficiencia). En particular, se señala que infraestructura se encuentra dimensionada a operaciones de 4 horas al día, 5 días a la semana, por 6 meses al año, siendo que la normativa requiere que dichas unidades estén disponibles para operar las 8760 horas del año, lo que conlleva a no incorporar costos adicionales que		No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 15.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			deben ser necesario para cubrir dicha situación.		
171	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 2, primer párrafo (página 54)	Typo “En el contenido de este titulo seanalizan las capacidades técnicas de las distintas tecnologías que podrán proveer la potencia de punta…”	“En el contenido de este título se analizan las capacidades técnicas de las distintas tecnologías que podrán proveer la potencia de punta…”	Se acoge la observación. El cambio se implementará en el Informe Técnico Definitivo.
172	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 2, página 55	¿Por qué no se proveen los tiempos mínimos de operación para todas las tecnologías evaluadas?		No se acoge la observación. En primera instancia se releva que no hay una propuesta respecto de la observación presentada. Sin embargo, en el presente Informe Técnico solo se han incluido los tiempos mínimos de algunas tecnologías que representan aquellas más ampliamente conocidas y divulgadas para este tipo de parámetro de operación, como son las térmicas e hidráulicas.
173	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 2, página 55 Turbinas a gas	Se menciona unos rangos de potencia, pero en estos no se incluye la unidad de 75 MW, utilizada como candidata.		No se acoge la observación. No hay una propuesta respecto de la observación realizada. Sin embargo, en el punto 2. características y atributos de flexibilidad de distintas tecnologías (página 55, Capitulo 2) se hace mención entre otros aspectos a los tiempos de partida, capacidad de toma de carga y mínimo técnico para la tecnología del tipo turbinas a gas en ciclo abierto para algunos tamaños en particular. Luego, los análisis y cubicación particulares respecto de las tecnologías, tamaños, localización, entre otros, se realiza a partir del Capítulo 4 del presente Informe Técnico, con el objetivo de determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta de tamaño 70 MW, 150 MW y 300 MW.
174	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 2, página 55 Central hidráulica de embalse	Se menciona lo siguiente: “…y un mínimo técnico de 0% para turbinas del tipo Pelton…” ¿Un 0% de mínimo técnico no significaría que la turbina está apagada?		No se acoge la observación. Cabe señalar que no hay una propuesta en la observación realizada. El mínimo técnico igual a cero indica que la Unidad Generadora puede operar con un valor muy cercano a 0 MW. Sin perjuicio de lo anterior, se realizará el ajuste que corresponda en el Informe Técnico Definitivo.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
175	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 2, página 57 Tabla asociada a los atributos de flexibilidad	Dice: “Tamaño > 20 ≤ 50 MW”	20MW < Tamaño <50MW	Se acoge la observación. El cambio se implementará en el Informe Técnico Definitivo.
176	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 2, página 57 Tabla asociada a los atributos de flexibilidad	Se menciona un tiempo mínimo de operación de 0 min para distintas tecnologías térmicas ¿Esto significa que no tiene? ¿Esto no genera algún desgaste innecesario en la máquina al prenderla y apagarla muy rápido?		No se acoge la observación. Se releva además, que no hay una propuesta respecto de la observación realizada. El tiempo mínimo de operación igual a cero, indica que la Unidad Generadora puede operar con valor muy cercano a cero minutos. Sin perjuicio de lo anterior, se realizará el ajuste que corresponda en el Informe Técnico Definitivo.
177	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 2, página 57 Tabla asociada a los atributos de flexibilidad	En la columna “Tipo de tecnología” hay 5 atributos, pero en la columna “Tiempo de Partida/Detención” hay solo 3 “resultados”. Por favor clarificar		No se acoge la observación. Se releva además que no hay una propuesta respecto de la observación realizada. Se corrige la tabla indicada, sin embargo, el "Tiempo de Partida/Detención" para una unidad generadora del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto es de aproximadamente 15 min.
178	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 3, página 69	El título de la figura 27 dice "...almacenamiento de rnergía mediante baterías en países de Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030"	Modificar por "Costos de Inversión (CAPEX) tecnología eólica - solar fotovoltaica – Turbina a Gas Ciclo Abierto– almacenamiento de energía mediante baterías en países de Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030"	Se acoge la observación. Se realiza el ajuste en el Informe Técnico Definitivo.
179	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 4, página 71	Se menciona una tabla anterior, pero esta no se encuentra.		Se acoge observación. Se realiza el ajuste en el Informe Técnico Definitivo.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			"…Respecto de los costos unitarios de inversión referenciales, de la tabla anterior es posible determinar que las tecnologías que representa a las unidades…"		
180	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 4, página 71	Se menciona lo siguiente "…Para el caso de las centrales fotovoltaicas y eólicas ambas con sistemas de almacenamiento (baterías) muestran valores en torno de los 1.000 US$/kW a 1.600 US$/kW,…" Sin embargo, el costo actual de inversión de un sistema de baterías, de acuerdo a datos del BID, es de 1.200 USD/kW. Teniendo en cuenta esto los números presentados estarían totalmente subvalorados, incluso considerando una eventual evolución tecnológica (disminución en costos) tanto de las baterías, como de los paneles y los aerogeneradores. Por favor clarificar y		No se acoge la observación. La sección indicada tiene como objetivo realizar una revisión general de los costos de inversión de las tecnologías, cuyas referencias se encuentran debidamente indicadas en el Informe Técnico. Luego, a partir del Capítulo 4 se desarrolla un análisis detallado de las tecnologías analizadas. En particular, las fuentes utilizadas para cubicar este tipo de proyectos se indican en la sección 11.1.2.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			corregir en caso de ser necesario		
181	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 4, sección 4.1	Entre las condiciones necesarias para la instalación de la Unidad de Punta se debe tener en cuenta los aspectos logísticos. Sin embargo, dentro del análisis en cada ubicación indicada solo se presenta la distancia al centro de distribución más cercano, no existiendo una revisión y justificación de la factibilidad real de abastecimiento para la Unidad, dado el uso actual y proyectado de dichos centros. Lo anterior podría implicar que ciertas ubicaciones requieran una logística especial, con mayor tiempo de desplazamiento a otros centros o en asumir ciertos costos fijos para asegurar la disponibilidad del combustible al centro más cercano. Por otro lado, tampoco se presenta el tiempo de reposición involucrado, debido a la logística efectiva asociada a cada ubicación evaluada, ni los		No se acoge la observación. Cabe señalar que no se presenta una propuesta. Tal como se indica en el Informe Técnico, se ha realizado el dimensionamiento de la infraestructura de punta considerando la logística requerida. A modo de ejemplo, el tamaño de los estanques de agua cruda presenta una capacidad estimada calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante cinco días.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			costos adicionales que podrían impactar en esta situación. ¿Qué sucede con la situación contractuales de combustible asociado a la Unidad de Punta? No contar con contratos (es decir contratos spot), sobre los cuales no existen costos fijos, deja en ultima prioridad de abastecimiento a estas Unidades, respecto a los clientes, eléctricos o no, que si poseen contratos.		
182	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 5, sección 5.1, páginas 224 y 226	¿Se considera algún elemento adicional a las horas de operación indicada para efectos de justificar las dimensiones señaladas para los estanques de agua cruda? ¿Se incorporan costos asociados a la disponibilidad/logística para acceder al agua cruda en las distintas ubicaciones planteadas? Las dimensiones de los estanques de diésel debiesen ser dimensionados de acuerdo		No se acoge la observación. Cabe señalar que no hay una propuesta respecto de la observación realizada. Adicionalmente, se verificó disponibilidad de agua, considerando cercanía a puntos de suministro mediante camiones aljibes, lo cual es viable para el tipo de operación esperada para la Unidad de Punta. Finalmente, respecto de los estanques, estos se encuentran dimensionados para el funcionamiento de cuatro horas por cinco días a la semana, considerando un stock de combustible del 60%.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			a los requerimientos, disponibilidades y logística efectivas en cada localización y no solo un valor estándar, para distintos niveles de potencia.		
183	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 6, sección 6.1.2.1.2, página 251	Respecto a los costos asociados a la red de suministro de petróleo: ¿Considera terreno para emplazar las instalaciones de suministro de petróleo? ¿Las instalaciones de suministro de diésel están dimensionadas en función de la operación y la necesidad de reposición (velocidad de carga)? Favor aclarar, y en caso de no ser consideradas, por favor corregir los costos considerados.		No se acoge la observación. Cabe señalar que no hay una propuesta respecto de la observación realizada. Sin embargo, respecto de los terrenos requeridos para emplazar las instalaciones de suministro de petróleo diésel, estos se encuentran incluidos en los requerimientos de espacio y equipamiento principal del Capítulo 5. Adicionalmente, para mejor comprensión remitirse a la revisión del Anexo 2, donde se pueden visualizar los planos de las distintas tecnologías analizadas.
184	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 6, sección 6.2.2.2, página 258	Se menciona que los costos de mantenimiento y atención a fallas están cubiertos por contratos tipo LTSA, sin embargo, cada vez es más común que se establezcan costos mínimos (especie de ToP) asociados al mantenimiento cuando no se cumplen con las horas		No se acoge la observación. Los costos fijos asociados a mantenimientos independientes de las horas equivalentes de operación se encuentran considerados en los costos fijos de operación y costos de repuestos menores.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			de operación mínimas durante un año. ¿Está siendo esto considerado? ¿De qué manera? Favor aclarar, y en caso de no ser consideradas, por favor corregir los costos considerando las adecuaciones necesarias para reflejar los costos "fijos" en función del perfil de operación.		
185	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 6, sección 6.2.2.3, página 258	Se habla de costos de capital por petróleo almacenado, pero se menciona que este costo aplica para turbinas a gas de ciclo simple o abierto.	Corregir por diésel o dual-fuel	Se acoge la observación. Se incluye texto adicional que señala que el costo señalado aplica a casos diésel o dual.
186	Generadora Metropolitana SpA	Capítulo 6, sección 6.2.2.3, página 258	Se establece una operación de 500 hr de operación anuales y un stock de seguridad del orden del 60%. ¿Cómo se determinaron esos números? Sería deseable considerar una operación y un stock diferenciado para cada zona (Subestación) en función de las necesidades		No se acoge la observación. En el presente Informe Técnico de Costos de la Unidad de Punta se dimensiona una unidad de modo tal que pueda cubrir la demanda en el periodo de control de punta. 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. Por otra parte, respecto de la observación asociada al stock de

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			del sistema eléctrico. Tener en cuenta que la zona quinta costa o el extremo sur del SEN (Pto. Montt/Chiloe), opera de distinta manera que otras zonas del SEN.		combustible, este se encuentra dimensionado para poder contar con un stock tal que permita el funcionamiento de la unidad durante tres días, de los cinco, de una semana asociada al periodo de control de punta (60%). 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 Finalmente, la operación de horas indicadas en la observación se obtiene al aproximar las horas del periodo de control de punta, considerando los meses desde abril a septiembre.
187	Generadora Metropolitana SpA	303	En la tabla 33 se señalan los costos fijos de operación de las turbinas, en el cual aparecen los jefes de turno y operadores asociados a la operación de la Unidad, pero no se hace referencia al personal interno calificado para el proceso de abastecimiento de combustible.	Incluir a personal de descarga y reposición	No se acoge la observación. Los operadores considerados no están asociados exclusivamente a la Unidad de Punta, sino a la operación de toda la central (Unidad y BOP).
188	Generadora Metropolitana SpA	304 y 305	En las tablas 35 y 36, que tienen por título "Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS - SEN" y "Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS - SSMM" no permite identificar el nivel de potencia para la cual se	Esclarecer y definir en el título de las tablas el nivel de potencia para el cual se presentan los presentados costos fijos de operación o el rango de potencia para el cual los valores mencionados pueden ser válidos.	Se acoge parcialmente la observación. La tabla 35 corresponde a los Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS - SEN, para un tamaño de 150 MW. Se incorpora una tabla adicional para la misma tecnología con Almacenamiento BESS - SEN de 70 MW. Por su parte, la tabla 36 corresponde a los Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS- SSMM, para un tamaño de 6 MW. Para mejor comprensión y claridad de las tablas antes señaladas, en el Informe Técnico Definitivo se indicarán los tamaños de la Unidad Generadora.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			presentan aquellos costos fijos de operación, ya que previamente se establece el estudio para 150 MW, 70 MW y 6 MW en tecnología de almacenamiento por baterías.		
189	ESPINOS S.A.	Capítulo 1, Análisis de Alternativas Tecnológicas de Generación disponibles para Suministrar Potencia de Punta, Sección 1.1 pág. 27	En esta sección se plantea una serie de aspectos a considerar en la selección de unidades generadoras que puedan proveer potencia de punta. Pero, falta una definición previa de las características que deben tener las unidades de punta. Esta falta de definición se aprecia a lo largo de todo el informe.	Un análisis de las opciones tecnológicas requiere definir previamente las propiedades que deben tener las centrales generadoras para que puedan cumplir el rol de unidades de punta en el SEN y los SSMM. A modo de sugerencia, las unidades de punta debieran ser, a lo menos: 1) altamente confiables, 2) robustas, 3) con bajos costos de partida y detención, 4) de partida rápida, 5) con bajo mínimo técnico, 6) con bajos tiempos de toma y reducción de carga, 7) con bajos niveles de emisiones de ruido y contaminantes, 8) bajo costo de inversión	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 43.
190	ESPINOS S.A.	Capítulo 1, Análisis de Alternativas Tecnológicas de Generación disponibles para Suministrar	Se menciona que podría considerarse centrales renovables con sistema de almacenamiento. En particular, solar FV más baterías, eólica más baterías e hidroeléctrica	Se propone considerar los bancos de baterías en el análisis del Capítulo 1 y entre las opciones que se estudian a lo largo de todo el informe.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 5.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		Potencia de Punta, Sección 1.1 General, pág. 27	más baterías. ¿Por qué razón no se incluye como opción lo que permite a las centrales mencionadas entregar potencia de punta, que son los bancos de baterías?		
191	ESPINOS S.A.	Capítulo 2, Características y Atributos de Flexibilidad de Distintas Tecnologías. Y sección 14 denominada "Mayores Costos de la Unidad de Punta"	Se muestran los atributos de flexibilidad de las distintas tecnologías analizadas y que corresponden a características bastante estándar (Tabla Nº1), pero no se realiza ningún análisis de nuevas características o exigencias que deberían tener las unidades bajo las nuevas condiciones en el mercado ante la irrupción de las energías variables e intermitentes ni menos de los costos que involucraría dotar y mantener a las unidades de dichas características. En la sección 14 se incluye una sección cuyo título sugiere que se trata de una sección llamada a incluir los nuevos costos que demanda la flexibilidad pero el contenido es sólo conceptual, indicando los tipos de costos que se incurren en el corto y largo	Se propone incorporar al capítulo un verdadero análisis de los atributos de flexibilidad que deben tener las unidades de punta. Se solicita completar las sección 14 denominada "Mayores Costos de la Unidad de Punta por Efectos de Incorporar Requerimientos de Flexibilidad", incluyendo los costos tal como lo indica el título. Sólo completando este análisis, se podrá costear la unidad de punta bajo el complejo escenario de transición que se está presentando en el Sistema.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 9.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			plazo pero sin incluir valores. Los primeros consistentes en mayores costos de operación producto de operaciones más cíclicas y los segundos consistentes en costos provocados por el mayor estrés mecánico y que provocan en definitiva reducción de la vida útil (e inversiones para restablecerla).		
192	ESPINOS S.A.	Capítulo 3, Evolución de los Costos de Inversión (CAPEX) Período 2021-2024 de Distintas Tecnologías de Generación. Págs. 60 a 69.	El capítulo se limita a informar lo que dicen tres fuentes sin mencionar por qué fueron seleccionadas. No hay una conceptualización o análisis que permita explicar la evolución pasada y futura de los costos. No hay ninguna discusión sobre la representatividad y validez de los valores para Chile ni cómo se debiera usar la información para fijar los costos de las unidades de punta. No se comparan ni analizan los valores que muestran los distintos informes, que tienen algunas cifras manifiestamente contradictorias.	Se propone incorporar un análisis que permita explicar la evolución de los costos de las diversas tecnologías. El análisis debe incluir los aspectos que son relevantes para Chile y sobre el uso de esta información para la estimación de los costos de las centrales de punta.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 46.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
193	ESPINOS S.A.	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 70	Esta sección aplica "criterios de selección" de tecnologías para suministrar Potencia de Punta. El primer criterio es "los tamaños de potencia requeridos" y para el SEN se menciona 70, 150 y 300 MW. Se destaca que las bases del estudio señalan que esos tamaños son lo mínimo que el consultor debe considerar. Con respecto a las unidades de gran tamaño consideradas en el estudio (150 y 300 [MW]), es posible señalar que son máquinas diseñadas pensando en su utilización en ciclos combinados para lograr eficiencias lo más altas posibles, lo que tiene algunas implicancias importantes en comparación con las unidades de menor tamaño, hay pocos proveedores y la producción de unidades por año es limitada en comparación con la de unidades de menor	Se propone agregar un estudio sobre los tamaños de las unidades de punta que necesita el SEN y usar las conclusiones en la selección de opciones tecnológicas. Se propone agregar a los bancos de baterías como opción para suministrar potencia de punta. Se solicitan los respaldos técnicos por el cual solo se analizan unidades de 70 150 y 300 MW.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 141.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			tamaño. No se visualiza en el Informe un respaldo del por qué se analizaron solamente estos 3 tamaños para la Unidad de Punta.		
194	ESPINOS S.A.	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	Se descarta la opción de centrales renovables con capacidad de regulación diciendo “dado las actuales restricciones principalmente ambientales”. En primer lugar, no se entrega la más mínima información sobre las eventuales restricciones ambientales que enfrentarían estas centrales. En segundo lugar, ¿por qué en este capítulo se aplican restricciones ambientales solo a las renovables con capacidad de regulación?	Entregar un analisis de las restricciones ambientales que se mencionan en particular para cada una de las localizaciones incluidas y para cada tecnología.	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 48.
195	ESPINOS S.A.	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	En general los análisis son muy simples y basados en "la experiencia del consultor" más que en datos objetivos. En la mayoría de los casos, no se detectan limitaciones para instalar la unidad de punta en las diversas subestaciones analizadas lo	Se solicita revisar en mayor detalle las restricciones medioambientales dado que este aspecto es uno de los que más ha cambiado en la sociedad, elevando significativamente los estándares y por lo tanto encareciendo los proyectos en algunos casos o incluso	No se acoge la observación. En relación con las restricciones medioambientales, se analizó la restricción contenida en la normativa vigente, y metodológicamente en consistencia con los estudios anteriores de la Unidad de Punta, y con los objetivos tarifarios y de fijación de precios que la regulación define para el mismo.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			que no se condice con la realidad a la hora de desarrollar proyectos de esta envergadura y complejidad. En aspectos territoriales, el análisis del cumplimiento de la norma de emisiones es muy general. En particular llama la atención que en el área de Santiago sólo la S/E Polpaico tiene limitaciones de tipo ambiental y no la S/E Lo Aguirre. En otras SS/EE, cercanas a zonas complejas, como Nogales también se esperarían restricciones de este tipo. En aspectos técnicos los análisis son muy simples. No se condicen con uno de los elementos más escasos como son las conexiones a la red. Dada la enorme cantidad de proyectos de generación de todo tipo y tamaño, hoy no existen conexiones económicas a las SS/EE. En el informe no se aprecia esta escasez que se constata en el mundo real cuando se solicita acceso al Coordinador	impidiendo su realización en otros Se solicita revisar en mayor detalle el cumplimiento de la norma de emisiones en las diversas subestaciones, y en particular en la S/E Lo Aguirre, pues este aspecto es uno de los más críticos a la hora de desarrollar los proyectos. Adicionalmente, Se solicita que se incluya un análisis más detallado de los aspectos técnicos e idealmente que el Coordinador Eléctrico Nacional exprese su opinión técnica en cada una de las SS/EE analizadas.	En particular, respecto al cumplimiento de la normativa de emisiones, se realizó un análisis de la normativa aplicable y su cumplimento, estimando la compatibilidad con planes de descontaminación y norma de emisiones (DS 13 del MMA) en chimenea para centrales termoeléctricas. En particular se destaca que, de acuerdo con lo descrito en el Capítulo 7, Lo Aguirre tiene la misma restricción ambiental que Polpaico respecto del Plan de descontaminación de la RM, la que fue abordada con la misma metodología, correspondiente a desplazar la Unidad de Punta fuera de la RM. Finalmente, en relación con los aspectos técnicos, en el presente Informe Técnico se analizó la disponibilidad de espacio en las subestaciones existentes en base a la información disponible en Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional. Respecto a los costos asociados a equipos de compensación o refuerzos en el sistema, en el Informe Técnico se presentan los análisis en el Capítulo 9 y Anexo 4.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			Eléctrico Nacional. Por ejemplo, se indica en otra sección (sección 8) que para cumplir la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio se asume que no se necesitará costos asociados a equipos de compensación o refuerzos en el sistema porque la unidad de punta se conectará en puntos del sistema en los cuales no se requerirá de estos equipos. Esta aseveración es muy simplista, sobre todo que las S/E analizadas son en general muy críticas y fundamentales en el sistema eléctrico. En cuanto a la existencia de paños disponibles, se indica que en aquellos casos en que no existe dicha disponibilidad, existe la posibilidad de ampliación con puesta en servicio en 2020-2024. Obviamente que esto último no es posible con lo cual debería descartarse la S/E como posible para la instalación de la unidad de punta.		
196	ESPINOS S.A.	Capítulo 4, Criterios de Selección de Tecnologías para	Con relación a la logística de combustibles, el informe se limita a considerar la distancia a la cual estaría el	El informe debe incluir un análisis de las condiciones específicas de suministro de combustibles (proveedores),	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 49.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		Suministrar Potencia de Punta. Pág. 72	punto de abastecimiento más cercano. Pero, no hay un análisis de las condiciones de cada zona que permitan asegurar que habrá suministro cuando la unidad de punta lo requiera. Cabe destacar que los momentos en que ocurren las demandas de punta son muy variables a lo largo de cada año. Por esta razón, las centrales de punta podrían estar obligadas a asumir costos de inversión adicionales y/o tener que incurrir en costos fijos de operación.	y a partir de dicho analisis determinar los requerimientos adicionales de inversión.	
197	ESPINOS S.A.	Capítulo 5. Diseño detallado de los proyectos a analizar, identificando los requerimientos y equipos principales. Págs. 222 a 249.	En el texto del informe aparece una descripción genérica de los principales componentes de las centrales. Aunque en el Anexo 3 se aprecian listados bastante completos de componentes, no se acompañan los cálculos que permitan justificar, y verificar, la cubicación y los precios respectivos.	Se solicita incorporar los criterios de diseño y los detalles de los cálculos y consideraciones que justifican los elementos considerados, con sus capacidades, en cada proyecto de generación y de conexión al sistema. Estos antecedentes son esenciales para la valorización posterior.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 50.
198	ESPINOS S.A.	Capítulo 6. Determinación de Ítems incluidos en las partidas de costos de los	Se observa que el informe contiene una descripción muy general de las partidas de costos. Aun cuando en el Anexo 3 se muestran los	Se solicita realizar una descripción detallada de los ítems considerados en los costos de inversión y fijos de operación, incorporando	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 53.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		distintos proyectos analizados. Págs. 250 a 260.	componentes de las centrales con bastante detalle, el cuerpo del informe debiera ser más preciso en la descripción. Cabe destacar que en el capítulo 16, página 394, se muestra una tabla con el tipo de detalles que hacen falta en el capítulo 6. De todas formas, en el Anexo se puede apreciar que no se incluyen, por ejemplo, las chimeneas, los costos de conexión, bodegaje, fletes, intereses durante la construcción, seguros durante la construcción, costos de desarrollo, etc.	tablas explicativas de apoyo, para cada una de las opciones de centrales consideradas. Esto es fundamental para que puedan ser presupuestados y valorizados en la siguiente etapa. Junto con lo anterior, se solicita revisar y completar los ítems.	
199	ESPINOS S.A.	Capítulo 7, Dispositivos de Mitigación o Eliminación de Contaminación Ambiental págs. 261 a 267	De acuerdo a lo indicado en la regulación vigente, se concluye que en Chile no se podría instalar turbinas de tamaño mayor a 50 MWt, y en la RM de ningún tipo, a menos que se compensen las emisiones. Respecto a instalar una central fuera de la RM y conectarla a Polpaico o a Lo Aguirre, lo que implica evaluar ambientalmente no solo una central sino	Se propone que el estudio analice los impactos ambientales de todas las tecnologías y tamaños de centrales sobre al aire, el agua y el suelo. Enseguida, determine los elementos específicos que deben incluir las centrales para mitigar los impactos ambientales, de forma tal que, posteriormente, se puedan costear. Finalmente, presentar un análisis de las condiciones que se presenta en las diversas zonas del país,	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 54.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			también una línea, no parece razonable.	donde se debieran instalar unidades de punta. Además, debe agregar información relevante respecto a la posibilidad de compensar las emisiones. Esto último es indispensable para, enseguida, estimar sus costos. En el caso de las unidades de punta en Polpaico o Lo Aguirre, se sugiere no incluirlas por motivos ambientales de la RM. Si fueran indispensables, buscar las tecnologías y tamaños que lo permitan y/o estimar el costo de las compensaciones requeridas para generar los espacios ambientales.	
200	ESPINOS S.A.	Capítulo 9. Estudios eléctricos para la conexión de la unidad de punta. Págs. 270 a 273.	No se observan los supuestos ni metodologías de los estudio eléctricos realizados. Falta incluir un detalle del cumplimiento normativo y en caso de que no se cumpla, las inversiones necesarias para cumplir con la Normativa Vigente Adicionalmente, no se visualiza el estudio de capacidad de barras,	Se solicita incorporar los cumplimientos y no cumplimientos de la Normativa y las adecuaciones que serían necesarias para cumplir con ella. Se solicita incorporar un estudio de capacidad de barra para la conexión de las centrales.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 57.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			estudio de suma relevancia para los procesos de conexión, el cual entrega importantes antecedentes para determinar factibilidad en una subestación.		
201	ESPINOS S.A.	Capítulo 10. Partidas de costos de conexión al sistema eléctrico. Págs. 274 a 293.	Falta un análisis del proceso de conexión de los proyectos, por lo que no se especifican los costos del proceso de conexión de acceso abierto y sus estudios, así como las etapas previas a la definición de conexión. Adicionalmente, no se indica la metodología y supuestos para la valorización de estas partidas de costos.	Se solicita incorporar el proceso de conexión y sus costos.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 58.
202	ESPINOS S.A.	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Págs. 294 a 301.	La parte más importante del costo de las centrales son los equipos de generación: en el caso de las turbinas a gas, representan entre el 50 y el 60 % del costo total. Por lo tanto, sus precios debieran establecerse con información confiable y una representatividad que no deje espacios de duda. Respecto a los costos de las turbinas, el informe toma	Por la importancia del precio de los equipos de generación, se propone que el informe incluya un estudio del mercado de turbinas y proponga precios que sean representativos de tendencias de largo plazo, con fundamentos claros y metodologías comprobables. Favor aclarar el por qué no se consideraron las cotizaciones, en particular se requieren	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 59.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			valores de un Handbook sin mayor análisis y las cotizaciones presentan valores diferentes al Handbook. El informe no menciona el resultado de las cotizaciones obtenidas. En la planilla de cálculo donde se encuentra el precio asignado a las turbinas, se puede apreciar que se recibieron tres cotizaciones: una de Siemens para una turbina de 67,4 MW, una de Pratt & Whitney de 142 MW y una de Siemens de 329 MW. Llama la atención que tanto la cotización de Pratt & Whitney como la de Siemens de 329 MW, que son muy superiores a lo que dice el Handbook no se consideran en el cálculo.	todos los respaldos con cotizaciones actualizadas	
203	ESPINOS S.A.	Capítulo 11, Costos de Inversión y Fijos de Operación de la Unidad de Punta. Sección 11.2, págs. 302 a 308.	El informe plantea una estructura de personal de operación idéntica para los tres tamaños de turbinas considerados sin ninguna justificación. Para los demás costos, el informe supone que son iguales en todas las localizaciones. Por ejemplo, para el costo de capital del combustible almacenado se supone que	Se pide justificar adecuadamente la planta de personal de operación y mantenimiento para los diferentes tamaños, tipos de plantas y localización. Análogamente, se pide revisar las demás fuentes de costos fijos que se suponen idénticas para los diferentes tamaños y/o localizaciones.	Se acoge parcialmente la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 61.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			los precios del petróleo son iguales de Parinacota a Tineo.		
204	ESPINOS S.A.	Capítulo 12. Partida de costos que varían según la localización. Págs. 313 a 323.	En este capítulo se describe en forma muy general los ítems de costos que se considera diferentes por efectos de la ubicación de los proyectos. No se aprecia una descripción metodológica y criterios para determinar los costos que se ven afectados por la localización.	Se solicita incorporar una descripción de la metodología y criterios que permitan determinar las variaciones de costos producto de la localización de las centrales.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 63.
205	ESPINOS S.A.	Capítulo 13, Descripción del Cálculo y Resumen de Resultados. Págs. 326 a 345	Los costos de inversión en turbinas muestran resultados erráticos cuando se comparan con los valores del estudio previo realizado el 2015. A modo de ejemplo, en cifras de enero 2020, el costo de las turbinas diésel en Polpaico de 70 MW baja 3%, las de 150 MW sube 6,5% y las de 300 MW baja 19%.	Favor revisar y corregir ya que se visualizan inconsistencias en la planilla de cálculo.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 64.
206	ESPINOS S.A.	Capítulo 16, Determinación del Polinomio para la Indexación. Págs. 401 a 403	Se han seleccionado fórmulas con valores de índices de un solo período.	Dado que las fijaciones son válidas para períodos de 6 meses, para reducir la volatilidad que genera incertidumbre, se propone usar valores promedios de índices para períodos de tres a seis meses.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 65.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
207	ESPINOS S.A.	6.1.5 Gastos generales de la central generadora	Los costos para los imprevistos si bien están explicitados dentro del Ítem "Contingencias" y se estima en un 1%, este valor está muy por debajo de lo que se maneja en un proyecto real, donde el valor para contingencias e imprevistos ronda el 10% del total del proyecto.	Se solicita incluir una partida de imprevistos que sea un reflejo de la realidad de un proyecto.	No se acoge la observación. En primera instancia es importante relevar que la observante no presenta respaldos que permitan revisar el antecedente señalado, sin embargo, al realizar una revisión del guarismo indicado, y dado el nivel de detalle de las partidas de costos utilizadas para la determinación del Costo de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta se ha estimado que el valor de contingencias resulta adecuado, por lo tanto, se mantiene el valor incorporado en el Informe Técnico Preliminar.
208	ESPINOS S.A.	Cumplimiento norma técnica de seguridad y calidad de servicio y capacidad de partida autónoma	Se indica en el informe que este requerimiento no será considerado y no se incluirá este costo por cuanto su remuneración se haría a través de SSCC. No obstante, es un requisito que debe cumplir la unidad de punta y por lo tanto incluir su costo en el análisis de acuerdo a lo establecido en las Bases.	Se solicita revisar porque la remuneración como SSCC estaría más bien asociada a la recuperación de costos operacionales del servicio y no a la remuneración de la inversión y los costos fijos.	No se acoge la observación. La partida autónoma es una de las componentes del Servicio Complementario (en adelante, "SC") del Plan de Recuperación de Servicio (en adelante, "PRS"), el cual, en caso de ser instruido por el Coordinador, se pagan todas sus componentes, según lo indica el estudio de costos del Coordinador, asociados a la inversión, habilitación y costos de operación. En caso de ser indicado como un SC competitivo, estos costos deben ser parte de la oferta presentada por los oferentes. El informe de Definición de SSCC indica para la remuneración de la partida autónoma lo siguiente "Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de Partida Autónoma serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC. La prestación de este servicio deberá ser remunerada en todo momento en forma sistémica."
209	ESPINOS S.A.	5.1.1 Requerimientos de espacio y equipamiento principal Página 255	Consumo específico de las TG. En la página 225 se señala que el Heat Rate de los tamaños 70 MW, 150 MW y 300 MW es respectivamente 8.098 BTU/kWh, 9.296 BTU/kWh y 8.744 BTU/kWh. Los valores son muy extraños	Se solicita revisar los valores pues se espera que la menos eficiente sea la más pequeña.	Se acoge parcialmente la observación. Se verificaron los valores del consumo especifico, y la metodología para su determinación, no realizándose cambios. Es necesario relevar que los valores fueron obtenidos de marcas y modelos de Turbinas a Gas de tamaños en el entorno de 70 MW, 150 MW y 300 MW de la publicación especializada Gas Turbine World 2020 GTW Handbook e información técnica de fabricantes y proveedores de Turbinas a Gas.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			pues aparece como más eficiente la unidad más pequeña (70 MW) y menos eficiente la unidad intermedia (150 MW).		
210	ESPINOS S.A.	General	• No se incluye el costo de la Inspección Técnica de Obras Proyecto (ITO) como parte de la inversión del proyecto. • No se incluye un ítem de relacionamiento comunitarios y sostenibilidad para el proyecto (que es distinto del ítem de compensaciones comunitarias). • Costos generales del propietario: no se especifica qué ítems aborda este costo que es parte de la inversión. • No se incluye el costo financiero durante la etapa de desarrollo y de construcción (o llamados IDC, Intereses durante la Construcción).		No se acoge la observación. Es necesario relevar que la observación presentada no incluye una propuesta para lo planteado. Sin perjuicio de lo anterior, se procede a entregar una respuesta de los puntos señalados por la observante: La ITO se encuentra considerada de forma global incluida dentro del costo de "Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto" Los costos generales del propietario se encuentran descritos el Capítulo 6 (gastos generales del propietario). El costo asociado al relacionamiento comunitario y sostenibilidad para el proyecto se encuentra considerado de forma global en el recargo de compensaciones comunitarias. Lo anterior corresponde solo a una modificación del texto. El costo financiero durante la construcción se encuentra considerado en la fórmula del precio básico de potencia de la Unidad de Punta y no en la estructura de costos de inversión, ni de costos fijos.
211	ESPINOS S.A.	Costos de Seguro y Flete Página 325	Flete y seguros: El estudio asigna un recargo total de 3% para los conceptos de flete y seguros. Se estima que estos valores son bajos en relación a valores típicos	Se solicita corregir los valores asignados a flete y seguros de acuerdo a valores de mercado.	No se acoge la observación. En primera instancia es necesario relevar que la observante no presenta antecedentes que permitan respaldar los guarismos indicados en la observación. Sin perjuicio se realiza la revisión de acuerdo con lo señalado por la observante, manteniéndose el guarismo establecido en el Informe Técnico Preliminar.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			de 5% para flete y 1,5% para seguro		
212	ESPINOS S.A.	Anexo 3 Hoja Factor de mano de obra	Valores corresponden al año 2018	Se solicita actualizar los valores al año 2020, si en su defecto no se encuentran disponibles, indexar por IPC el último valor disponible.	Se acoge parcialmente la observación. El texto que indica 2018 no es correcto y se ajustará en el Informe Técnico Definitivo, ya que se utilizaron los valores disponibles en la fuente de información indicada a la fecha de corte para la realización del Informe Técnico.
213	ESPINOS S.A.	Anexo 3 Hoja Índices Base	Valor UF tiene asignado el valor del Dólar Valor del Dólar tiene asignado el valor de la UF	Se solicita modificar los valores de UF y Dólar y corregir todos los valores de las planillas correspondientes.	Se acoge la observación. Se corrige el error de tipeo, sin afectar ningún cálculo. Se corrige donde dice: "Valor UF" por "Valor dólar" y donde dice: "Valor dólar" por "Valor UF".
214	ESPINOS S.A.	Anexo 3 Hoja SSEE	Malla Tierra considera un costo de 0. No están actualizados los valores de los transformadores principales par la unidad de punta, son idénticos a los del 2015. Columna “Fuente Información” sin datos Revisar Celda D154 “Ingenieria” HH menores en un 33% al considerado en 2015.	Favor actualizar y completar la información faltante de acuerdo a cotizaciones actualizadas.	Se acoge parcialmente la observación. A continuación, se procede a realizar un análisis de las partidas y valores señaladas por la observante: Transformador de poder: luego de revisar los valores, y lo indicado por la observante, se mantuvo el valor del ITP. Sin perjuicio de lo anterior, se corrige en el Informe Técnico Definitivo las referencias en la planilla del Anexo 3 asociadas a la hoja “SSEE” y “Costos SSEE 2020”. Malla de tierra: se corrige su costo. Para estos efectos se incluyeron los precios unitarios respectivos en la hoja “Costos SSEE 2020”. HH ingeniería: se corrigieron sus valores.
215	ESPINOS S.A.	Anexo 3 Hoja Costo Gasoducto	Celda “Total Gasoducto” no suma los montos de Tubería + Montaje (se quedaron “pegados” los valores del Estudio del 2015)	Se solicita corregir los valores de acuerdo a cotizaciones actualizadas y/o explicar el motivo del porqué los costos no han sufrido modificaciones en el tiempo.	Se acoge parcialmente la observación. Los valores de costo de tubería y montaje fueron debidamente actualizados. Sin embargo, el valor de Total Gasoducto no fue actualizado (suma de costo de tubería y montaje), valor que será actualizado en el Informe Técnico Definitivo para todos los tamaños de Turbinas a Gas y largos de los gasoductos considerados.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
216	ESPINOS S.A.	Anexo 3 Hoja CF. OP SSEE y L AT	Costo de Cuadrilla de Mantención de Línea y SSEE, se les descuenta un dólar por cada ITEM de la cuadrilla necesaria para la mantención con respecto a lo indicado en el anterior Estudio de Costos. Lo anterior, es contrario a lo que indica el mercado	Se solicitan los respaldos del por qué los costos de una cuadrilla disminuyeron con respecto al Estudio anterior y adicionalmente se solicitan los respaldos que verifiquen dichos valores	No se acoge la observación. Se aclara que se revisaron los valores de costos del personal, y se indica que se consideraron valores de mercado siendo mayores a los del estudio anterior, por aumento de salarios, por lo que no se realiza modificaciones al respecto. No obstante, se debe considerar que los salarios son componente nacional, es decir moneda pesos, luego la disminución en parte tiene su explicación por el mayor valor ($/US$) del tipo de cambio a la fecha de realización de presente estudio.
217	ESPINOS S.A.	Anexo 3 Hoja CF- Costo capital DO	Se reduce en un 20% la capacidad del estanque con respecto al Estudio anterior. Adicionalmente, las centrales en general tienen una capacidad en sus estanques muy superior a lo que indica el consultor en el análisis, lo que resulta en que hay mayores costos de inversión y capital.	Se solicita explicar el motivo de la reducción de la capacidad de los estanques, debido a que las centrales en general tienen una capacidad de almacenamiento superior a lo indicado en la planilla.	No se acoge la observación. La reducción del 20% de la capacidad del estanque de combustible se encuentra en directa relación con el periodo de control de las Horas de Punta, respecto del estudio anterior. Adicionalmente, se considera una reposición menor a 24 horas desde la entrada en operación, lo cual metodológicamente es un supuesto razonable dada la cercanía con los centros de distribución de combustible con la Unidad de Punta analizada en el Informe Técnico.
218	ESPINOS S.A.	Anexo 3 Hoja CF Op. TG 70-150-300	Los costos del personal (Gerente de planta, Adm técnico, Jefes de turno, operadores, etc) son menores respecto al Estudio de Costos anterior, lo cual es contrario a lo que indica el mercado.	Se solicitan los respaldos, los cuales indiquen el por qué los costos del personal han disminuido con respecto al estudio de Estudio de Costos actualmente Vigente,	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 216.
219	ESPINOS S.A.	Anexo 3 Hoja CF Costos de Repuestos	Se encuentran mal asignada las Horas Punta en la zona del SEN-SING, ya que luego de la Interconexión el		No se acoge la observación. Cabe señalar que no hay una propuesta respecto de la observación realizada. Sin embargo, las horas de punta (período de control) considera el periodo de 18:00 a 22:00 hrs. de días hábiles durante los meses de abril a septiembre de cada año. Lo

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			periodo de Punta se encuentra homologado en todo el sistema (de 18:00 a 22:00 del periodo de abril a septiembre).		anterior corresponde a un periodo de control de aproximadamente 528 horas. Por lo anterior, las horas de punta se encuentran bien asignadas en el Anexo 3, Hoja Excel "CF Costos de Repuestos". Sin perjuicio de lo anterior, se realiza una revisión a la planilla indicada, haciendo los ajustes que correspondan, correspondiendo estos solamente de forma, dado que el guarismo utilizado corresponde a considerar abril a septiembre desde las 18:00 a 22:00 hrs.
220	Prime Energía SpA	General	El informe trata unidades de tamaño fijo (70, 150 y 300 MW) siguiendo una metodología que lleva varios cuadrienios siendo implementada de la misma forma. El contexto de la matriz energética actual y futura con una alta participación de energía renovable variable es diferente al de los estudios anteriores, por lo que un análisis secuencial y estático de las características requeridas para aportar potencia en los distintos nudos del sistema no es el más apropiado, al no reflejar adecuadamente las exigencias de suficiencia a las que se ve sometido el sistema eléctrico.	Se solicita considerar un análisis en que se determine el tamaño y el tipo de unidad óptima para cada zona o nodo del sistema eléctrico, considerando sus particularidades y las exigencias a las que se ven sometidos en el actual y futuro contexto de conformación de matriz energética.	No se acoge la observación. Las ubicaciones evaluadas en el Informe Técnico corresponden, al menos, a puntos factibles de conexión al SEN. Dichos puntos determinan subestaciones básicas de potencia en varios nodos. Como primer punto se consideraron aquellos contenidos en los Informes Técnicos de PNCP del periodo 2015-2020 y para el caso de los SSMM, a lo sumo, dos subestaciones en cada uno de éstos, a saber, Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Con todo, el tamaño, tecnología y ubicación óptima de la unidad de punta en el SEN es tratado en el informe técnico de precios de nudo de corto plazo que corresponda. Sin perjuicio de lo antes señalado, el presente Informe Técnico se realiza en consistencia con la metodología de estudios anteriores, considerando la normativa vigente. No obstante, la sugerencia planteada por la observante se tendrá presente para futuros estudios.
221	Prime Energía SpA	Título “2 CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE	En relación a las turbinas evaluadas en los rangos de 150 y 300 MW, es relevante señalar que fueron	1. Las unidades de mayor tamaño (150 y 300 [MW]) no cumplen con las características y atributos	No se acoge la observación. En el punto 2. Características y Atributos de flexibilidad de distintas tecnologías (página 5, Capitulo 2) se hace mención entre otros aspectos a los tiempos de partida, capacidad de toma de carga y mínimo técnico para la tecnología del tipo turbinas a

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		DISTINTAS TECNOLOGÍAS", página 54.	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. Con el trascurso del tiempo, a partir de inicios de los 2010's, la evolución de los sistemas eléctricos y la entrada de las fuentes de generación variables, como las ERNC, los fabricantes de estas turbinas han ido desarrollando más flexibilidad para éstas de modo que sean capaces de ciclar (subir-bajar potencia en caliente) ante variaciones de carga en la operación real de los sistemas. No obstante, estas turbinas tecnológicamente siguen siendo bastante 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 Aeroderivadas de menor	para entregar potencia de punta, de acuerdo a 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 min 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 para turbinas > 100 MW y <50 MW no identificando los atributos de las unidades de 70 MW. Se solicita incluir y diferenciar los atributos de flexibilidad de las unidades de 70, 150 y 300 MW.	gas en ciclo abierto para algunos tamaños en particular. Por su parte, las unidades generadoras candidatas para determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta de tamaño 70 MW, 150 MW y 300 MW que fueron elegidas y analizadas en este informe técnico, corresponde a centrales capaces de operar tanto en base como en rampa, partidas y detenciones sin dificultades. Por su parte, cabe tener presente que el Informe Técnico presenta como objetivo determinar distintos costos de inversión y fijos de operación, permitiendo contar con diversas posibilidades para definir el precio básico de la potencia, lo que se realiza en el contexto del proceso de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo. Finalmente, en virtud de las observaciones, se incorpora un capítulo adicional en el Informe Técnico Definitivo, en el que, a partir de los costos determinados para unidades de 70 MW, 150 MW y 300 MW, es posible determinar un costo para cualquier unidad en el rango indicado de 70 MW a 300 MW. Lo anterior es aplicable para la tecnología turbina a gas operando con diésel, gas o dual, en todas las localizaciones analizadas en el respectivo Informe Técnico.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			tamaño. En efecto, una unidad de estas en un arranque desde frío hasta plena carga puede tomar unos 30 min o más (la Figura adjunta muestra curvas típicas de partida para distintas tecnologías y fabricante, entre ellos el modelo TG Siemens Serie F cotizado para el Estudio). Por lo tanto, este tamaño de turbina no parece adecuada para ser utilizada 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.		
222	Prime Energía SpA	Título "4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE	El título de manera integral es incompleto, dado que el objetivo es establecer los criterios de selección de la unidad de punta y no se hace referencia a criterios de selección. Al respecto y referenciando solo a a las	Por las razones expuestas, se solicita no considerar la instalación de centrales de 150 o 300 MW como una alternativa factible para suministrar potencia adicional al sistema.	No se acoge la observación. En primera instancia es necesario relevar que lo expresado en los Capítulos 1, 2 y 3, son análisis iniciales y referenciales, luego el detalle de las tecnologías y variables analizadas se realiza a partir del Capítulo 4. A su turno, para efectos de la evaluación de conexión al Sistema Eléctrico de los distintos tamaños evaluados en el Informe Técnico, se consideran distintas variables tales como localización, logística, ambiental, estudios eléctricos, entre otros. A mayor abundamiento, a partir de algunas de las variables analizadas

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		PUNTA", página 70 y siguientes.	unidades térmicas solo se expresan los siguientes criterios de selección: 1. Tamaño: El informe indica que existe compatibilidad con tamaños de 70, 150 y 300 MW lo cual es inconsistente con lo expresado en el numeral 1.2.5 donde se indica disponibilidad de turbinas de diseño abierto de hasta 100 MW 2. Emplazamiento: Se indica que las centrales térmicas no deben tener limitaciones en su emplazamiento, sin embargo, se consideró Polpaico para la región metropolitana, siendo que esto no es posible dado que está declarada como zona saturada. Se observa de la tabla 5 del informe que las turbinas de <600 MW y 150 MW son equivalentes en todos los parámetros comparados. Se solicita revisar. Adicionalmente dentro de los criterios de selección no se observa un análisis crítico comparativo de: • Periodos de fabricación y		en el informe se concluye que no es posible la instalación de Unidades de Punta de 300 MW en todas las subestaciones del sistema. Adicionalmente, es necesario relevar que la metodología utilizada para el desarrollo del Informe Técnico es consistente con estudios anteriores de la unidad de punta, y con los objetivos que la regulación mandata para el mismo, no existiendo antecedentes que justifiquen un tratamiento diferente como el propuesto. Por su parte, no corresponde incorporar un análisis de parámetros de flexibilidad para efectos de cuantificar los costos de las distintas tecnologías y tamaños analizados en el Informe Técnico. Finalmente, cabe tener presente que el Informe Técnico presenta como objetivo determinar distintos costos de inversión y fijos de operación, permitiendo contar con diversas posibilidades para definir el precio básico de la potencia, cuya definición se realiza en el contexto del proceso de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			construcción • Diferenciación en parámetros de flexibilidad • Variables ambientales diferenciadas por tamaño de la unidad. • Infraestructura de abastecimiento de combustible • Aceptación comunitaria de turbinas de tamaños grandes Se debe considerar que las unidades de gran tamaño consideradas (150 y 300 [MW]), son máquinas diseñadas pensando en su utilización en ciclos combinados para lograr eficiencias lo más altas posibles, lo que tiene algunas implicancias importantes en comparación con las unidades de menor tamaño. i Son disponibles de un pequeño grupo de proveedores, GE, MHI y SIEMENS y la producción de unidades por año es limitada en comparación con la de unidades de menor tamaño. Los plazos de entrega son mayores, al menos de 12 meses FOB.		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			ii Sólo se dispone de repuestos de parte del proveedor original. Para unidades más pequeñas normalmente hay varios proveedores alternativos de repuestos. Esto motiva que los proveedores originales pierden el poder de controlar el precio de repuestos. iii La mayor cantidad de unidades de menor tamaño en el mercado hace que los proveedores, originales y alternativos dispongan de repuestos en stock. Para el caso de máquinas grandes la disponibilidad de repuestos para pronta entrega es limitada y bajo contratos especiales (más caros). iv Turbinas a gas de última tecnología, como lo son las máquinas clase 150 y 300 [MW] pueden operar con diésel. Pero son máquinas sofisticadas diseñadas para operación en ciclo combinado con gas natural como combustible normal de operación. Las unidades de menor tamaño operan a temperaturas de combustión bastante		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			menores y existe una enorme experiencia práctica de su operación con diésel. v. Debe evaluarse factibilidad real de incrementar la potencia de tamaños 150 y 300 MW en las subestaciones del sistema. Esto implica reconocer, por ejemplo, variables medioambientales y sociales que permitirían o no la construcción de centrales, de acuerdo a las guías que la propia autoridad declara como esenciales en el desarrollo de cualquier proyecto (expresadas en el Plan + Energía). Deberían considerarse los tiempos de tramitación que han tomado en los últimos años la materialización de centrales, los tamaños que efectivamente se han podido instalar, así como también las razones de aquellos proyectos que no se han materializado. En caso de que los tiempos sean más extensos, deben considerarse estos factores como parte del costo.		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
223	Prime Energía SpA	Título "4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA", página 72, primer punto.	Efectivamente las turbinas a gas y grupo motor-generador tienen plazos constructivos menores a otras tecnologías. Sin perjuicio de ello, se debe considerar que el desarrollo de este tipo de proyectos toma plazos muy superiores a los considerados en el estudio. El estudio indica que las unidades de gran tamaño el mantenimiento debe realizarse in-situ debido a su gran tamaño y peso.	Ver plazos indicados en la siguiente observación.	No se acoge la observación. Es importante relevar que no se incorporan antecedentes que permitan respaldar los guarismos indicados por la observante. Por su parte, una vez revisados los plazos, no se realizan modificaciones en el Informe Técnico.
224	Prime Energía SpA	Título "4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA" Tabla 5, página 74.	No es clara la definición de "Periodo de Instalación para unidades estándar". Sin perjuicio de ello, el tiempo considerado (9 a 12 o 12 a 16 meses) no se ajusta a plazos reales de desarrollo, construcción e instalación de este tipo de centrales. Esto, además, debe ser considerado como parte del costo financiero del proyecto.	Tiempos sugeridos para el desarrollo de TG y grupos motor – generador: 1. Desarrollo: - Estudio conceptual+ Preparación EIA 6-8 meses - Proceso de evaluación ambiental para RCA favorable: 12 meses 2. Construcción Instalación y puesta en servicio: 18 meses Total del proyecto: 36 a 38 meses Por tanto, independientemente de la definición de "Periodo de	No se acoge la observación. En primera instancia es importante relevar que la observante no incorpora antecedentes que permitan respaldar los plazos indicados. Por su parte, los plazos que se indican corresponden a tiempos de construcción. A su turno, los tiempos de desarrollo del proyecto no son relevantes para efectos de objeto del presente Informe Técnico. Finalmente, los costos financieros de proyecto se consideran en la fórmula para determinar el precio básico de la potencia de la Unidad de Punta por mes (Cfin).

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
				Instalación para unidades estándar", la evaluación de la unidad de punta debe considerar el tiempo real de desarrollo de acuerdo con los plazos indicados por etapa que se esté considerando. Se adjunta carta Gantt referencial como anexo.	
225	Prime Energía SpA	Título "6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS", página 250 y siguientes. Planilla "Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx"	No se incluye el costo de la Inspección Técnica de Obras Proyecto (ITO) como parte de los costos de inversión del proyecto. No se observan los costos que incurre la unidad generadora en su entrada en operación y vida útil requeridos por la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS) tales como: • Pruebas de Potencia Máxima • Pruebas de Mínimos Técnicos • Pruebas PPYD • Pruebas de Consumo Especifico • Homologación dinámica Recordar que la norma obliga a realizar estas pruebas cada 5 años como máximo a excepción de la Homologación	Se solicita incorporar el costo de la Inspección Técnica de Obras Proyecto (ITO) como parte de los costos de inversión del proyecto. De acuerdo con lo observado en proyectos reales, este valor es del orden de 6,5% de los costos directos. Asimismo, se solicita agregar costos fijos por entrada en operación de acuerdo a las exigencias de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio.	No se acoge la observación. Cabe señalar que el observante no incorpora ningún antecedente que permita respaldar el guarismo señalado. Por su parte, los costos fijos considerados y los recargos utilizados son consistentes con el nivel de ingeniería, cuya metodología es coherente con los estudios anteriores de costos de unidad de punta, y con los objetivos que la regulación vigente define para el mismo. Se debe considerar además que la ITO se encuentra incorporada en el recargo por Servicios de Ingeniería, Estudios y Administración del proyecto. Las partidas de costo que incurre una unidad generadora en su entrada en operación (puesta en marcha) mediante una serie de pruebas y homologaciones, establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) tales como: Pruebas de Potencia Máxima, Pruebas de Mínimos Técnicos, Pruebas PPYD, Pruebas de Consumo Especifico y Homologación dinámica están incorporadas en el Ítem Gastos Generales del Propietario, específicamente a la partida de costos denominada gastos de puesta en marcha.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
226	Prime Energía SpA	Título “6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS“, página 250 y siguientes. Planilla “Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx”	En la actualidad, los desarrollos de los proyectos requieren implementar planes de relacionamiento y sostenibilidad con las comunidades de modo que el proyecto logre una aprobación social en la comuna en que se inserta (que es distinto del ítem de compensaciones comunitarias). Estos planes requieren de equipos de profesionales y técnicos actuando en terreno desde las etapas tempranas del proyecto, y han sido oficialmente recomendados por la autoridad como esenciales en el desarrollo de proyectos a través del plan +Energía del Ministerio de Energía.	Se solicita incorporar un ítem de relacionamiento comunitarios y sostenibilidad para el proyecto (que es distinto del ítem de compensaciones comunitarias).	Se acoge parcialmente la observación. Pese a que los gastos por concepto de compensaciones a la comunidad presentan una gran incertidumbre se incorporó en las partidas de costo. Sin perjuicio de lo antes señalado, el costo asociado al relacionamiento comunitario y sostenibilidad para el proyecto se encuentra considerado de forma global en el recargo de compensaciones comunitarias. Por lo tanto, se realizará un ajuste al Informe Técnico.
227	Prime Energía SpA	Título “6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS“, página 250 y siguientes. Planilla “Precio	Costos generales del propietario: no se especifica qué ítems aborda este costo que es parte de la inversión. (en las planillas anexas, no en el informe).	Se solicita especificar los ítems que abordan estos costos. Cabe señalar que los “Gastos generales del propietario”, que pueden ser sólo una parte de lo que se esté considerando como “Costos generales del propietario”, debería ser del orden de 2% de los costos directos.	No se acoge la observación. En primera instancia se releva que la observante no presenta antecedentes que permitan respaldar el guarismo señalado en la observación. Por su parte, en el Capítulo 6, "Determinación de Ítems incluidos en las partidas de costos de los distintos proyectos analizados", se presenta un detalle de las distintas partidas de costos incluidas en los "Gastos Generales" de la Unidad Generadora. Por su parte en la planilla de cálculo (Excel) denominada "Precio Potencia SEN TG Rev.D.xlsx" se incluyen los valores de las partidas de costos indicadas en el cuerpo del informe antes señalado.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		Potencia SEN TG Rev. D.xlsx”			
228	Prime Energía SpA	Título “6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS“, página 250 y siguientes. Planilla “Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx”	No se incluye el costo financiero durante la etapa de desarrollo y de construcción (o llamados IDC, Intereses durante la Construcción), lo que es un costo real para el desarrollador del proyecto de central de punta.	Se solicita incluir los costos financieros de la etapa de desarrollo, construcción y puesta en servicio del proyecto, de acuerdo a los tiempos señalados en nuestra observación a la Tabla 5, página 74.	No se acoge la observación. En el Capítulo 15, Estructura del Precio Básico de Potencia de Punta presenta la fórmula para la determinación del Precio Básico de Potencia de Punta. En dicha formulación se incluye el "Costo Financiero" del Proyecto. Por lo anterior, no es necesario incluir en las partidas de costos un nuevo ítem relacionado con lo solicitado.
229	Prime Energía SpA	Título “6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS“, página 250 y siguientes. Planilla “Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx”	Contingencias: Se considera que 1% es un valor inferior a lo esperado, bajo el supuesto que el proyecto analizado está definido para ser licitado y construido Se estima que en ese caso debería ser del orden de 5% Incluso, si se costeara el proyecto desde etapas previas (factibilidad), se debería considerar un orden de 10%.	Contingencias: Se considera que 1% es un valor inferior a lo esperado, bajo el supuesto que el proyecto analizado está definido para ser licitado y construido Se estima que en ese caso debería ser del orden de 5% Incluso, si se costeara el proyecto desde etapas previas (factibilidad), se debería considerar un orden de 10%.	No se acoge la observación. En primera instancia es necesario relevar que el porcentaje presentado por la observante no presenta respaldos. Sin perjuicio de lo anterior, la cubicación de los distintos proyectos desarrollada en el presente Informe Técnico presenta un desglose relevante de las partidas, además de considerar el desarrollo de un proyecto eficiente, no correspondiendo el aumento indicado por la observante.
230	Prime Energía SpA	Título “6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE	Costos de terreno, concesión y servidumbres considera valores inferiores a los reales. Se utiliza 0,5%	Se solicita rectificar el porcentaje asignado a los costos de terreno, concesión y servidumbres a valores más acordes a la realidad de los	Se acoge parcialmente la observación. En primera instancia se releva que la observante no presenta antecedentes que permitan respaldar el guarismo indicado en la propuesta. Sin perjuicio de lo antes señalado, se realiza un ajuste de los valores asociados a costos de

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS“, página 250 y siguientes. Planilla “Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx”	y se estima que debería del orden de 3% al 5%.	proyectos, siendo este de al menos 5%, de acuerdo a los últimos proyectos reales desarrollados.	terreno y servidumbres, basado en el estudio de subtransmisión (zonal) 2015 – 2019.
231	Prime Energía SpA	Título “6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS“, página 250 y siguientes. Planilla “Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx”	Gastos generales de “Servicios de Ingeniería, estudios y administración de proyectos” considera 3,5% mientras que la cifra para proyectos reales es del orden de un 5%	Se solicita rectificar el porcentaje asignado a Gastos generales de “Servicios de Ingeniería, estudios y administración de proyectos” a valores más acordes a la realidad de los proyectos, siendo este de al menos 5%.	No se acoge la observación. Resulta necesario relevar que los datos presentados por la observante no contienen respaldos. A pesar de lo anterior, se evaluó la pertinencia de realizar ajustes sobre la partida indicada, los cuales fueron revisados, y no presentaron cambios.
232	Prime Energía SpA	Título “6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS“, página 250 y siguientes. Planilla “Precio	Unidades de 300 [MW] implican peso de la turbina, sin generador, de al menos 300 toneladas. Esto incide en costos de obras civiles, así como de logística de transporte importantes. En el estudio se indican costos de inversión de entre 323 y 442 [USD/kW] para estos tamaños, lo que parece bajo comparado con los	Se solicita considerar lo señalado en relación a los valores de las obras civiles, verificando que el dimensionamiento de las fundaciones en los casos de 70, 150 y 300 MW será acorde con el respectivo tamaño.	No se acoge la observación. Las partidas de costos de las obras civiles (OOCC) se encuentran debidamente consideradas en la determinación de los costos de inversión de la Unidad de Punta. Además, en la observación respectiva se indican valores efectivos observados en el desarrollo de proyectos en torno a los 400 [US$/kW], siendo que los valores determinados se encuentran el Informe Técnico en el rango de 323 a 442 [US$/kW]. En virtud de lo señalado anteriormente, se mantienen los valores contenidos en el Informe Técnico.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		Potencia SEN TG Rev. D.xlsx"	valores efectivos observados en el desarrollo de proyectos, que están en torno a los 400 [USD/kW]		
233	Prime Energía SpA	Título "6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS", Subtítulo "6.2.2.8 COSTOS DE SEGUROS", página 260.Planilla "Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx"	El estudio asigna un recargo total de 3% para los conceptos de flete y seguros. Se estima que estos valores son bajos en relación a valores mínimos de 5% para flete y 1,5% para seguros.	Se solicita revisar y modificar los valores asociados a fletes y seguros, de acuerdo a los valores indicados.	No se acoge la observación. Es necesario señalar que el observante no presenta mayores antecedentes respecto de la partida observada, como tampoco valores, ni sus respaldos, para ser considerados en la presente observación. Sin perjuicio de lo anterior, se revisaron las partidas de costos señaladas por el observante, concluyéndose que, en el contexto de la presente observación, no era necesario realizar modificaciones.
234	Prime Energía SpA	Planilla "Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx", en general para las hojas de valorización por partida del conjunto línea, subestación, turbina. "XXMW-220kV Subestación"	a). Ítem 1.1.6 en turbina 70 MW hay varias partidas que suben en el mismo porcentaje, pero en 150 y 300 no hay variación. b). En la turbina de 70 MW el costo de "servicio de carga, transporte y descarga" (fila 101) es nulo, pero no así el 2016 y para 150 y 300 MW	a) Se solicita incorporar un aumento porcentual para las partidas 1.1.6, con respecto al valor del estudio 2016, para las turbinas de 150 y 300 MW. b) Se solicita agregar un valor al ítem "servicio de carga, transporte y descarga" (fila 101) para las turbinas de 150 y 300 MW. c) Se solicita asignar un valor	A continuación, se desglosa el análisis de cada propuesta presentada por el observante: Propuesta a): La partida de costos del ítem 1.1.6 Sistemas Eléctricos Auxiliares, para los tamaños 70 MW, 150 MW y 300 MW corresponde a los valores determinados en el Informe Técnico, por lo que no corresponde un aumento porcentual de las partidas de costos para los tamaños indicados. Por lo anterior, no se acoge la observación. Propuesta b): El ítem "servicio de carga, transporte y descarga" (fila 101) para las turbinas de 150 y 300 MW si tiene un valor (partida de costos) asignado, por lo que no corresponde lo solicitado. Por lo anterior, no se acoge la observación respecto de este punto.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			c). Item 2 Subestaciones En subestaciones de salida y de enlace se ha considerado valor cero para los ítems malla de tierra y sistema de comunicaciones d). Ítem 2.3.2 Construcción y montaje de SSEE: Se observa que en el presente estudio no se asigna costo a “Montaje Cables de fuerza y Control”. e). Item 2 3 2 Construcción y montaje de SSEE: Se observa que montaje de malla de puesta a tierra baja 5-6% mientras que el resto de los montajes sube.	a los ítems de malla de tierra y sistema de comunicaciones en las subestaciones de salida y enlace. d) Se solicita agregar un costo a la partida “Montaje Cables de fuerza y Control” en Ítem 2.3.2 Construcción y montaje de SSEE. e) Considerando que el costo de montaje es mayoritariamente mano de obra, se solicita corregir el costo de montaje de malla de malla de puesta a tierra en línea con el aumento observado en otras partidas de montaje.	Propuesta c): De la malla de tierra, se acoge la observación respecto de este punto. Respecto al sistema de comunicaciones, su costo se encuentra incluido en la partida de paneles, según detalle en hoja "Paneles". Propuesta d): se acoge la observación respecto de este punto, aplicándose los cambios en el Informe Técnico Definitivo. Propuesta e): No se acoge la observación respecto de este punto. Los valores determinados para el montaje de la malla de tierra corresponden a los determinados según los costos debidamente actualizados.
235	Prime Energía SpA	Parte 4, Informe Final Estudio Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM. Punto 24.2	La metodología contempla un “análisis heurístico” a partir de prueba y error, dependiendo, por tanto, fuertemente de quien esté ejecutando la metodología.	Se solicita considerar una metodología clara, transparente y reproducible de determinación de la unidad de punta.	No se acoge la observación. De acuerdo con lo estipulado en el artículo 50° del Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 debe realizar un estudio de Costos de la Unidad de Punta, dicho estudio es un insumo para el Informe Técnico 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 a los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta. Cabe tener presente que el Informe Técnico presenta como objetivo determinar distintos costos de inversión y fijos de operación, para ser

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
					un insumo al proceso de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo donde se indica la unidad de punta.
236	Prime Energía SpA	Parte 4, Informe Final Estudio Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM. Punto 24.2	La metodología parte pre concebida con unidades discretas de 70, 150 y 300 MW. Sin embargo, las condiciones del sistema a lo largo del país son muy diferentes, y la composición de la tanto de la oferta como de la demanda en cada uno de los nodos también lo es.	La metodología debe considerar no sólo los tamaños técnicamente óptimos desde el punto de vista eléctrico, sino que también la factibilidad real de que esas plantas se puedan construir atendiendo variables prácticas como lo son los temas ambientales, sociales, modelo de negocios del inversionista, etc.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 235.
237	Prime Energía SpA	Parte 4, Informe Final Estudio Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM. Punto 24.2	La metodología utiliza una simulación basada en energía, con 16 bloques horarios con curva de duración y no con curva de demanda horaria. Esto no refleja adecuadamente la exigencia de suficiencia a la que se podría ver sometido el sistema, en particular respecto a las tomas de carga y las instalaciones que estarían capacitadas para aportar potencia en esas condiciones. Asimismo, la metodología no considera simulaciones dinámicas que pudieran dar mayor grado de certeza a que los despachos resultantes de las	Se solicita utilizar una metodología de potencia, no de energía, que permita cuantificar efectivamente la capacidad de suficiencia del sistema considerando sus variaciones horarias. Asimismo, se solicita considerar las características técnicas de las unidades que se están evaluando, en particular teniendo a la vista que las de mayor tamaño (>100 MW) no necesariamente son capaces de dar una respuesta rápida a las contingencias simuladas.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 235.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			simulaciones efectivamente sean factibles.		
238	Prime Energía SpA	Parte 4, Informe Final Estudio Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM. Punto 24.2	La metodología considera contingencias puntuales y específicas. Esto contrasta con el avance en modelos que utilizan criterios probabilísticos para las instalaciones y los recursos disponibles en el sistema que permita que el resultado no dependa de quién lo está aplicando, siendo estas metodologías más transparentes, robustas y reproducibles.	Se solicita utilizar una metodología que utilice múltiples escenarios provenientes de simulaciones probabilísticas.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 235.
239	Prime Energía SpA	Parte 4, Informe Final Estudio Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM. Punto 24.5	En relación a la recomendación de tamaños de 100 y 150 MW en el subsistema norte, se debe considerar la factibilidad ambiental y social real de desarrollar y poner en servicio proyectos de estos tamaños. Como antecedente, se debe tener en cuenta que actualmente no hay centrales de estas características de más de 100 MW en proceso de tramitación ambiental.	Se solicita considerar en los resultados de la metodología la factibilidad real de la instalación de turbinas de mayor tamaño.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 235.
240	Prime Energía SpA	Parte 4, Informe Final Estudio Determinación de los costos de	Se señala que “De acuerdo con esta información, la capacidad térmica instalada sobrepasará los 13000 MW,	Se solicita corregir los argumentos expuestos, considerando que la capacidad instalada no es una	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 235.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM. Punto 24.5	siendo ella suficiente para suministrar la demanda del SEN y con holgura. Por lo tanto, lo valores de capacidad adicional requerida para suministrar las variaciones horarias, más las reservas, quedan largamente sobrepasados con el actual nivel de capacidad disponible, no siendo necesario incentivar el ingreso de nueva capacidad al sistema cuyo objetivo sea operar solamente en la punta de demanda." La métrica utilizada para cuantificar la holgura no es adecuada. La capacidad instalada térmica per se no refleja la potencia efectiva que tienen las instalaciones para aportar al sistema, pudiendo ser más representativo, por ejemplo, usar la potencia de suficiencia preliminar de las unidades térmicas para conocer realmente la suficiencia que, en condiciones normales, podría tener el sistema. De esta forma, la metodología propuesta no refleja	medida adecuada de holgura de suficiencia sistémica y previendo, además, la salida de centrales de carbón junto con la disminución de proyectos térmicos a desarrollarse en el país.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			adecuadamente la realidad que vive el sistema. Se sugiere analizar, por ejemplo, casos reales ocurridos durante marzo de 2021, en los que de acuerdo a la información de la operación real del Coordinador Eléctrico Nacional, la holgura efectiva llegó a niveles mínimos. Estas condiciones críticas se podrían incrementar con la salida de centrales a carbón, y la dificultad de instalación de nuevos proyectos térmicos.		
241	Engie Energía Chile	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA General Pág.26	Hay algunos objetivos, que estaban descritos en los TdR (Re 166), que no están abordados en el documento y son importantes desde el punto de vista regulatorio, estos son: a) Realizar un análisis crítico del impacto de las definiciones de subsistema de potencia y subestación básica de potencia como señal para la definición de los precios de potencia de punta, y proponer criterios y metodologías para su determinación en el SEN.	Completar los puntos descritos en los TdR. En particular: a) Dado que se definió solo estudiar las unidades de 70, 150 y 300 MW, la pregunta que se debería responder es ¿cuál va a ser el criterio para definir uno u otro tamaño? Históricamente no hay antecedentes documentados (procedimiento) que permitan justificar la definición o elección.	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 235.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			b) Proyectar los desacoples económicos en bloques de punta para el periodo 2021-2024. A partir de lo anterior, y de las metodologías desarrolladas, proyectar los subsistemas susceptibles de ser definidos durante el periodo 2021-2024. c) Diseñar una metodología para determinar justificadamente la selección de tamaño eficiente de la unidad de punta de un determinado subsistema del SEN. d) Realizar un análisis del Margen de Reserva Teórica como señal de inversión en el mercado de la potencia. A partir de dicho análisis, elaborar propuestas de modificaciones legales y/o regulatorias, que permitan dar señales de sobre instalación eficiente para cumplir con los niveles de suficiencia y confiabilidad en el SEN. e) Elaborar un análisis de recuperación de costos de		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			inversión a través de la remuneración recibida por los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia, para las tecnologías identificadas en los objetivos anteriores. Un punto crítico en la definición de costos tiene que ver con la definición del tamaño de la unidad de punta (se podría profundizar en el detalle de los costos y su estructura, pero en general es relativamente estándar). Luego, dado que la CNE definió estudiar unidades de 70, 150 y 300 MW, la pregunta que se debería responder es ¿cuál va a ser el criterio para definir uno u otro tamaño? Históricamente se ha optado por 70 MW, pero no hay antecedentes documentados (procedimiento) que permitan fundamentar la definición.		
242	Engie Energía Chile	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR	Se indica que se continuará con el criterio de seleccionar una unidad diésel ("Respecto del tipo de combustible, en el SEN	Se solicita considerar en el Estudio lo consignado en los TdR, según lo cual se solicitaba:	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 235.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		POTENCIA DE PUNTA Pág 70	para el caso de las unidades generadoras térmicas resulta más adecuado el uso/disponibilidad de petróleo diésel en comparación con el gas natural, dado que para este último tipo de combustible se debe disponer de la infraestructura de transporte como sería gasoductos o gasoducto virtual (GNL)").	a) Elaborar un análisis de recuperación de costos de inversión a través de la remuneración recibida por los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia, para las tecnologías identificadas en los objetivos anteriores. Además, hoy se encuentra en discusión la Estrategia de Flexibilidad, en la cuál se plantean cambios y perfeccionamientos al Mercado de Potencia (Suficiencia Flexible) y donde se ha propuesto la incorporación de un factor asociado a eficiencia económica y que pudiese provocar distorsiones a la hora de remunerar y</o reconocer el aporte de una unidad en base al uso del diésel como combustible base.	
243	Engie Energía Chile	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA Pág 71	A diferencia de otros estudios, en el actual (en desarrollo) se evalúan opciones distintas a unidades diésel, gas y duales, particularmente se incluyen opciones ERFV + BESS. Estas últimas opciones son bastante más	Se solicita considerar en el Estudio lo consignado en los TdR, según lo cual se solicitaba: Elaborar un análisis de recuperación de costos de inversión a través de la remuneración recibida por	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 235.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			costosas que las tradicionales actualmente, con costos reduciéndose rápidamente (detalles en capítulo 3). Al respecto, en el Capítulo 4 se indica: "Respecto de los costos unitarios de inversión referenciales, de la tabla anterior es posible determinar que las tecnologías que representa a las unidades generadoras térmicas presentan valores menores respecto de las tecnologías de centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento". Sin embargo, posteriormente no se profundiza en esta materia, tal como se consignó en los TdR del estudio.	los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia, para las tecnologías identificadas en los objetivos anteriores.	
244	Engie Energía Chile	DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES CENTRAL GENERADORA	Se indican los criterios de diseño de estanque diésel: "Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad3 estimada será de 540 m3, 1.200 m3 y 2.080 m3, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, para un consumo	Poner atención de forma prospectiva, sobre todo cuando se tiene operación más continua, en particular en condiciones de contingencia o mayor requerimiento por operación flexible. Es relevante considerar y discutir el grado de resiliencia de la cadena de suministro de	No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 15.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		CON TURBINA A DIÉSEL/GAS NATURAL DE 70 MW, 150 MW Y 300 MW REQUERIMIENTOS DE ESPACIO Y EQUIPAMIENTO PRINCIPAL Pág. 226	estimado de 17 t/h, 36,6 t/h y 63,9 t/h para tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente". Entendemos que en general, los criterios pueden considerarse correctos, se ha observado condiciones donde la cadena de distribución de diésel enfrenta desafíos.	combustible, en especial en las zonas de borde del sistema eléctrico.	
245	Engie Energía Chile	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACION LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS COSTO DE CAPITAL DEL PETRÓLEO ALMACENADO Pág. 258	Se menciona que el Costo de Capital del Petróleo Almacenado, "Es el costo del almacenamiento de petróleo en el estanque de la Central, con un costo financiero anual al 6%." Además, establece que: "El criterio considerado para el costo anual del 6% está en directa relación con el número de horas esperadas de operación de la Unidad de Punta, al considera un valor de aproximadamente 500 horas anuales." Considerando el nivel de inventario necesario para la operación de la unidad, como parte de su "Capital de Trabajo" o "Necesidades Operativas de Fondos" sería	Cambiar la tasa con la que se determina el costo financiero de inventario a la tasa con la que se evalúa el proyecto (10%	Se acoge parcialmente la observación. Para efectos de lo anterior, se considera una tasa anual del 10%, pero considerando un reconocimiento del stock de combustible en el periodo de control de punta. En el Informe Técnico Definitivo se detalla la modificación realizada.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			necesario explicitar la justificación financiera que lleva a tener o utilizar una tasa distinta a la que se debe usar para estimar el precio de corte o precio nivelado de la unidad de punta.		
246	Engie Energía Chile	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS COSTOS DE SEGUROS Pág. 260	El costo de seguro considera únicamente lo asociado al transporte del equipamiento.	Se sugiere incluir los costos de seguro asociados a la operación de la unidad dada su magnitud.	Se acoge parcialmente la observación. En la sección 6.2.2.8 “Costos de seguro” se corrige solo el texto, dado que los seguros para la operación se encuentran considerados en el costo fijo, según se muestra en el Anexo 3 con el resumen de los costos fijos.
247	Engie Energía Chile	DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL CONCLUSIONES Pág. 266/306	En el capítulo 7 se abordan los dispositivos de mitigación o eliminación de contaminación ambiental. Se indica "… no se debe considerar la instalación de unidades de punta en las zonas reguladas por el Artículo 64 del D.S. 31 de 2017, por cuanto con la tecnología comercialmente disponible no es posible lograr el cumplimiento de las emisiones máximas		No se acoge la observación. En primera instancia, es necesario relevar que la observante no presenta propuesta para la observación. Sin perjuicio de lo anterior, dada las consideraciones de proyectos en zonas saturadas, y para no profundizar las dificultades ambientales que se presentan en estas zonas, en el Informe Técnico se plantea que las Unidades de Punta se encuentren fuera de las zonas mencionadas, aumentando con ello el costo de la línea de transmisión, dada la lejanía con respecto a la subestación de punta.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			anuales y la opción que permite dicha regulación, que es compensar emisiones, no es evaluable económicamente en esta etapa de los proyectos, dado que no es factible conocer las fuentes de emisión en la zona, que puedan estar disponibles para la mencionada compensación.". Lo indicado anteriormente también fue señalado en el estudio de costos anterior (hace 4 años). Lo anterior lleva a que, según se indica en el informe, "… en el caso particular de la Subestaciones Polpaico y Lo Aguirre emplazadas en la Región Metropolitana, declarada zona saturada se ha considera un emplazamiento de la Unidad de Punta fuera de la Región Metropolitana mediante la extensión de la línea de transmisión que conecta la unidad generadora con el Sistema Eléctrico Nacional." Es necesario hacer un esfuerzo que estime los costos de mitigación y		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			realizar una correcta comparación con la solución que considera la extensión de la transmisión para instalar fuera de la zona saturada.		
248	Engie Energía Chile	COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA COSTO DE MANTENIMIENTO Y ATENCIÓN DE FALLAS Pág. 302	En base a los costos considerados para cada tecnología, se deduce que las fallas consideradas son de bajo costo de reparación cuando la práctica de la industria indica algo distinto.	Se sugiere considerar el costo asociado a la ocurrencia de fallas mayores producto de la operación normal y/o ciclado, las que son intrínsecas a esta industria.	No se acoge la observación. Cabe señalar que la central de punta considerada corresponde a una unidad nueva instalada en las ubicaciones de la subestación de punta, si corresponde, o a través de una línea de interconexión que llega a la subestación de punta. Adicionalmente, se considera que dicha unidad de punta dispone de los mantenimientos preventivos que permite que ella cumpla con la vida útil de la instalación. En virtud de lo anterior, y de todas las consideraciones contenidas en el Informe Técnico, no corresponde incorporar el costo indicado por la observante.
249	Engie Energía Chile	COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA COSTO DE MANTENIMIENTO Y ATENCIÓN DE FALLAS Pág. 302	No se ha considerado el costo asociado a la eficiencia de carga y descarga de las baterías ni el vertimiento normal de este equipamiento.	Se sugiere incorporar en los costos operacionales las condiciones de que para alcanzar un 100% de carga, se necesita “cargar” con una cantidad que incorpore la pérdida por rendimiento de la batería. También, al momento de una descarga, se obtiene un monto menor al 100% de la carga. Por otro lado, estando la batería en stand-by estos equipos sufren un proceso normal de descarga paulatino que	No se acoge la observación. Respecto de la operación de la central renovable con sistemas de almacenamiento, que se encuentra regulada de acuerdo con el Decreto N°125/2019 del Ministerio de Energía, esta se obtiene a partir de la disponibilidad del recurso primario de la central, por lo que no corresponde incorporar en los costos operacionales asociados las pérdidas por rendimiento de la batería. Por otra parte, de forma análoga a las otras tecnologías estudiadas, se cubicaron las partidas de costos de las centrales generadoras FV o eólicas + baterías considerando que la componente de almacenamiento presenta un ciclo de carga y descarga diario, en un porcentaje de horas del año, razón por la que no se incorporan costos operacionales asociados a la descarga en estado "stand-by" señalada por el observante.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
				debiera considerarse como un costo operacional.	
250	Engie Energía Chile	COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA COSTO DE MANTENIMIENTO Y ATENCIÓN DE FALLAS Pág. 303	La dotación de personal considerada es insuficiente para operar la unidad de punta por requerirse de otras especialidades además del personal de Operación y Mantenimiento.	Se sugiere considerar personal para las áreas de apoyo como ser Medio Ambiente, Compras y Suministros, Salud Ocupacional, Contabilidad, Finanzas, etc.	No se acoge la observación. De acuerdo con lo señalado en la normativa vigente, y reflejado en los objetivos del estudio, corresponde a éste la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de una unidad de punta, y no deben incluirse los costos de personal adicional relativos a la administración que permita el funcionamiento de la empresa.
251	Engie Energía Chile	COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA COSTO DE MANTENIMIENTO Y ATENCIÓN DE FALLAS Pág. 303	La remuneración del personal considerada en la Tabla 32 y posteriores con el mismo concepto, podrían estar subestimadas con respecto a lo que se observa en el mercado laboral de esta industria.	Se sugiere consultar guías o referencias salariales de empresas especializadas: Robert Half tomando el percentil 50, datos informados por el INE y/o realizar encuestas a las áreas de Recursos Humanos de las empresas de energía.	No se acoge la observación. Es necesario relevar que la observante no incorpora antecedentes que permitan respaldar la observación, desde el punto de vista de la subestimación señalada. A pesar de lo anterior, se evaluó la pertinencia de realizar ajustes sobre la partida indicada, los cuales fueron revisados, y no presentaron cambios.
252	Engie Energía Chile	MAYORES COSTOS DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTO	En el Capítulo 14 se aborda el tema de eventuales mayores costos de la unidad de punta por efectos de incorporar requerimientos de flexibilidad. Entendemos	Considerar las horas de ciclaje en parte de la operación y su afectación (EOH, Costo Mantenimiento, Vida Útil). También se sugiere	No se acoge la observación. En primera instancia se releva que el presente Informe Técnico, que determina los costos de distintas unidades de punta, considerando tecnologías, tamaño, localización, entre otros, se realiza de acuerdo con la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, se realizan modificaciones en el Informe Técnico Definitivo al Capítulo señalado por la observante.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
		S DE FLEXIBILIDAD ANTECEDENTES Pág. 374	que en general las unidades de ciclo abierto son flexibles en términos de tiempos rápidos de partidas, bajos tiempos mínimos de operación, bajo tiempo entre arranque y bajo mínimo técnico. El estudio no especifica si hay una opción de distinto costo donde se aumente o disminuya la flexibilidad de la unidad. También se indican conclusiones como: a) “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).” No obstante, esto es un tema de gestión, pues el procedimiento de CVNC (en revisión) permite en cierta forma contabilizarlos. Este procedimiento se puede mejorar. a) También se indica que: "Actualmente, la	considerar los costos indicados por Kumar et al en el documento “Power Plant Cycling Cost” preparado para el NREL.	

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			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 ciclados frecuentes.". Aquí se debe tener en consideración el hecho que el número de partidas si es considerado en la determinación del CVNC (procedimiento que está en desarrollo para después comenzar su Consulta Pública). • También se agrega: "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). • En primer lugar, están los mayores costos de		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			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 periodos de mantenimiento preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc. • 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. • Si bien existen otros tipos de costos asociados a la operación flexible de la Unidad de Punta, como aquellos derivados de la mayor cantidad de partidas,		

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			paradas y pérdida de eficiencia por operación a menor nivel de carga, estas componentes corresponden a mayores costos de operación variable y no se consideran para efectos del cálculo del costo fijo de operación de la Unidad de Punta en régimen flexible." Lo indicado anteriormente es correcto. El primer punto está abordado en el CVNC. El segundo punto no está abordado en la definición del informe, se asume vida útil de 25 años debido que corresponde a una unidad de "punta" que no cicla, es decir, que no opera en modo flexible en función de apoyar el suministro de la demanda neta.		
253	Colbun S.A.	General	De la revisión de la Resolución Exenta N° 166 del 25 de mayo de 2020, que estable las bases del estudio de determinación de costos de unidad de punta, se observan objetivos específicos que van más allá de establecer los costos de la unidad de punta y están mas		No se acoge la observación. Remitirse a la respuesta de la observación ID N° 1..

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			relacionados con la discusión de la modificación al Reglamento de Transferencias de Potencia de suficiencia que lidera el Ministerio de Energía. Sería interesante saber si el informe desarrollado por el consultor será utilizado en la discusión de esta mesa de trabajo. Creemos que no corresponde estar incorporando en un informe como este, temáticas que recién están siendo discutidas para modificar la regulación actual, podrían generarse inconsistencias.		
254	Colbun S.A.	Pág. 54	Resulta poco claro el análisis de la flexibilidad, que tiene que ver más con temas de seguridad del Sistema, que con atributos de suficiencia. Adicionalmente, se señala que la flexibilidad presenta varias perspectivas distintas para medirla. En ese sentido, resulta deseable primero definir el atributo de flexibilidad y enmarcarlo dentro de un mercado más	Sin perjuicio de los análisis que se solicitaron en las bases, creemos que se debe evitar incorporar atributos que pueden ser propios de otros productos (por ejemplo, flexibilidad y seguridad de corto plazo, entre otros). La Potencia de Suficiencia se enfoca correctamente en un objetivo de confiabilidad de largo plazo. Luego, las necesidades de	Se acoge parcialmente la observación. La página señalada tiene como objetivo realizar una descripción de distintos parámetros de las máquinas generadoras de acuerdo con sus tecnologías. Cabe señalar que las distintas tecnologías y tamaños evaluados para la unidad de punta contienen una gran cantidad de estos atributos a partir de sus características constructivas y de diseño. Sin perjuicio de lo anterior, al final de dicho capítulo se señala explícitamente que la cubicación de costos se realiza de acuerdo con la normativa vigente.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			ad-hoc, como el de servicios complementarios. Por lo tanto, entendemos que esto resulta en señales equívocas pues se estarían discutiendo atributos de mercados que son distintos (Mercado de Capacidad y SSCC).	perfeccionamiento no deben incorporar aspectos que no se sitúen sobre este horizonte de tiempo.	
255	Colbun S.A.	Pág. 62	Falta una referencia que aparece como error	Arreglar referencia.	Se acoge observación.
256	Colbun S.A.	Pág. 234	Para un proyecto Solar FV más Sistema de Almacenamiento. Define la capacidad del Sistema de Almacenamiento de energía para un período de 4 horas.	Para una correcta comparación con tecnologías térmicas que tienen disponibilidad para 24h. Se debe considerar un Sistema de Almacenamiento de 14 horas que sumados a las horas donde opera la central Solar FV se logra cubrir las 24 horas del día.	No se acoge la observación. La evaluación de las potenciales unidades de punta es en base a la capacidad de cubrir el horario de control de punta, y no respecto a su funcionamiento en las 24 horas del día.
257	Colbun S.A.	Pág. 374	Insistimos con la idea expuesta de la página 54: Se están analizando costos asociados a un atributo que tiene que ver con la seguridad del sistema y no con el mercado de capacidad (suficiencia). Por ejemplo, en los SSCC los costos de mantenimiento adicional se incluyen dentro del Estudio de Costos (EDC), por lo que éstos sí estarían siendo considerados para la		No se acoge la observación. En primera instancia se releva que el presente Informe Técnico, que determina los costos de distintas unidades de punta, considerando tecnologías, tamaño, localización, entre otros, se realiza de acuerdo con la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, se realizan modificaciones en el Informe Técnico Definitivo al Capítulo señalado por la observante.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			remuneración. Sin perjuicio de los análisis que se consideraron en las bases del estudio, creemos que este capítulo debería ser considerado en el Informe de SSCC. Interesa conocer las razones de su incorporación en el presente informe técnico.		
258	Colbun S.A.	Pág. 378	Para determinar Factor de recuperación de capital (FRC) del BESS, considera una vida útil de 15 años.	El proyecto Solar FV más BESS considera una vida útil de 25 años. Por lo anterior, se debe agregar en el año 16 del proyecto el CAPEX de reemplazo del Sistema de Almacenamiento ya que ha terminado de vida útil.	No se acoge la observación. Se considera cada parte del conjunto central generadora, sistema de almacenamiento de energía, línea de transmisión y conexión a la subestación del SEN, de forma independiente para efectos de la vida útil del proyecto.
259	Grupo SAESA	General	En la página 28 se hace referencias a las exigencias de carácter ambiental en general (niveles de emisiones, ruidos, control de contaminantes, etc.), además de los impactos en centros poblados próximos (atenuación de ruido, altura de chimeneas, etc.). Respecto a las emisiones de ruido, no se aprecia que en los módulos suministradores de potencia analizados estén	Se solicita incorporar o aclarar que están incorporadas las mitigaciones de ruido.	No se acoge la observación. Para efectos de mitigación de ruido se considera silenciador de chimenea y la insonorización estándar del fabricante para el equipo principal, todo la cual es parte del costo del equipamiento principal. No se consideran medidas adicionales de mitigación de ruido.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			considerados los costos de mitigación de ruido.		
260	Grupo SAESA	General	No queda claro si se considera un diferencial de precio para el costo de capital del petróleo almacenado en los SSMM	Se solicita aclarar	No se acoge la observación. Para mayor abundamiento, el costo de capital del petróleo almacenado no considera una diferencia en el precio de este combustible.
261	Grupo SAESA	Pag 62	Errores de referencia a figura dentro del mismo documento	Se solicita corregir	Se acoge observación. Se realiza el ajuste de la referencia en el Informe Técnico Definitivo.
262	Grupo SAESA	Capítulo 8	No parece que tenga que estar en un mismo capítulo la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS) con la Capacidad de partida autónoma.	Se solicita separar este capítulo en 2	No se acoge la observación. Los elementos incorporados, y el orden en sus distintos capítulos en el Informe Técnico, son lo suficientemente explicativos.
263	Grupo SAESA	4.Criterios de Tecnologías para suministrar Potencia de Punta, Pag.72	Los SSMM se caracterizan por ser abundantes en recursos renovables. Se debe tener en consideración las centrales seleccionadas en el estudio tarifario de sistemas medianos comprendidas en el periodo 2022-2026.	Por su parte, para los SSMM se analizarán las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en particular, parques eólicos, plantas fotovoltaicas, centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse con sistemas de baterías.	No se acoge la observación. El estudio tarifario al que hace mención la observante aún no es realizado, por lo que no es factible su utilización como antecedente.
264	Grupo SAESA	4.4.1 Zona de la Subestación Tehuelche, 4.4.1.2 Aspectos Territoriales, Pag 198	Se debe tener en consideración que la Central Térmica Tehuelche se encuentra dentro del polígono de restricción ambiental de emisiones de material particulado, puesto que la ciudad de Coyhaique es una de las	Existen restricciones medio ambientales.	Se acoge parcialmente la observación. Se complementa la revisión ambiental de acuerdo con el PPDA vigente.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
			ciudades más contaminadas de América Latina.		
265	Grupo SAESA	4.4.1 Zona de la Subestación Tehuelche, 4.4.1.1 Ubicación Unidad de Punta, Pag 198	Considerar que desde el año 2021 (agosto) entra en operación comercial la Central Hidroeléctrica San Víctor de 3 MW, propiedad de EPA S.A.	En el Sistema mediano de Aysén, desde el año 2021 (agosto) existirán dos empresas propietarias de las instalaciones de generación eléctrica.	Se acoge la observación. Se corrige la sección señalada del informe.
266	Grupo SAESA	4.4.5.4 Aspectos Técnicos, Pag. 214	En la Central Térmica Cochamó no existe un patio disponible en 33 kV.	Se dispone de paños existentes en el patio de 13,2 kV para la conexión de nuevas unidades.	Se acoge la observación. La conexión se realiza en el patio de 13,2 kV y se corrige el texto del Informe Técnico. Cabe señalar que lo anterior corresponde a un error de tipeo en la sección respectiva.
267	Grupo SAESA	9 periodo Estudios Eléctricos para la conexión de la Unidad de Punta-9.1 Resumen, Pag 270	El título del Capítulo 9 está dice "PERIODOPERIODOSESTUDIOS"	Corregir a Periodo de Estudios	Se acoge observación, incorporándose el cambio en el Informe Técnico Definitivo
268	Grupo SAESA	9 periodo Estudios Eléctricos para la conexión de la Unidad de Punta-9.1 Resumen-Tabla 24 Resumen de factibilidad de conexión en régimen permanente para distintas potencias de Unidad de Punta en los SSMM-Pag 270	Editar los niveles de tensión de las barras de inyección de las centrales para las unidades de punta.	Cochamó 13,2 kV	Se acoge la observación. Se modificó el nivel de tensión de barras de inyección de la Subestación Cochamó de 33 kV a 13,2 kV.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
269	Grupo SAESA	13.1.8 Resumen de los resultados del costo de Inversión- Tabla 75-Pag 357	Columna Palena Considerar Total Central Generadora 0,3 MW 450.000 USD	Columna Palena Considerar Total Central Generadora 0,3 MW 450.000 USD	No se acoge la observación. Los resultados contenidos en el Informe Técnico se determinan a partir de la metodología indicada en el cuerpo del informe.
270	Grupo SAESA	13.1.8 Resumen de los resultados del costo de Inversión- Tabla 76-358	Columna Hornopirén y Cochamó Considerar Total Central Generadora 0,5 MW 550.000 USD y 600.000 USD, respectivamente	Columna Hornopirén y Cochamó Considerar Total Central Generadora 0,5 MW 550.000 USD y 600.000 USD, respectivamente.	No se acoge la observación. Los resultados contenidos en el Informe Técnico se determinan a partir de la metodología indicada en el cuerpo del informe.
271	Grupo SAESA	13.1.8 Resumen de los resultados del costo de Inversión- Tabla 77-359	Columna Chacabuco Considerar Total Central Generadora 0,8 MW 900.000 USD.	Columna Chacabuco Considerar Total Central Generadora 0,8 MW 900.000 USD.	No se acoge la observación. Los resultados contenidos en el Informe Técnico se determinan a partir de la metodología indicada en el cuerpo del informe.
272	Grupo SAESA	13.1.10 Resumen Costos Unitarios de Inversión y Costos Fijos Unitarios de operación por tecnología- Tabla 89- Pag.372	El costo de Inversión de unidades térmicas GMG es de 2000 USD/kW para el SSMM Aysén	CI 2000 USD/kW y CFO 4,7 USD/kW	No se acoge la observación. Los resultados contenidos en el Informe Técnico se determinan a partir de la metodología indicada en el cuerpo del informe.