

REF.: Aprueba las respuestas a observaciones formuladas al Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2020 - 2023.

SANTIAGO, 13 de febrero de 2018

RESOLUCION EXENTA N° 121

VISTOS:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificada por Ley N°20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo dispuesto en el D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, modificado por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente la "Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 380, de fecha 20 de julio de 2017, que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, y de las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 380", modificada y complementada por la Resolución Exenta N° 743, de fecha 22 de diciembre 2017, rectificada por la Resolución Exenta N° 36, de 22 de enero de 2018 y modificada por la Resolución Exenta N° 111, de 5 de febrero de 2018;
- d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 382, de fecha 20 de julio de 2017, que "Establece las normas necesarias para la adecuada implementación del registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos", en adelante e

Indistintamente "Resolución Exenta N° 382";

- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 759, de fecha 27 de diciembre de 2017, que constituye registro de participación ciudadana del proceso cuadrienal de calificación de las instalaciones de los sistemas de transmisión para el período 2020-2023, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 771, de 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2020 - 2023;
- g) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 14, de 11 de enero de 2018, que aprueba prórroga de vigencia de las resoluciones exentas CNE con normas de carácter reglamentario que indica, durante el tiempo en el que el reglamento de valorización de la transmisión se encuentre en trámite y hasta la entrada en vigencia del mismo, en conformidad a lo dispuesto en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936; y,
- h) Lo señalado en la Resolución N°1.600 de 2008 de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de calificación de las instalaciones de los sistemas de los distintos segmentos del sistema de transmisión, en consistencia con las consideraciones a que hace referencia el artículo 87° de la Ley;
- b) Que, es necesario dar cumplimiento a cada una de las etapas que establece la Ley y la Resolución Exenta N° 380 y sus modificaciones, para la determinación del informe técnico definitivo relativo al proceso de calificación de las instalaciones de los sistemas de los distintos segmentos del sistema de transmisión antes señalado;
- c) Que, mediante Resolución Exenta CNE N° 759, de fecha 27 de diciembre de 2017, complementada mediante Resolución

Exenta N° 782, de 29 de diciembre del mismo año, se constituyó el registro de participación ciudadana del proceso cuatrienal de calificación de los sistemas de transmisión para el período 2020-2023;

- d) Que, mediante Resolución Exenta N° 771, de 29 de diciembre de 2017, se aprobó el Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023;
- e) Que, conforme lo dispuesto en el inciso primero del artículo 101° de la Ley, los participantes e instituciones interesadas inscritos en el Registro de Participación Ciudadana presentaron sus observaciones al documento individualizado en el considerando precedente;
- f) Que, con ocasión de la revisión y análisis de las observaciones presentadas en el proceso a que se ha hecho referencia, esta Comisión identificó la necesidad de efectuar algunas modificaciones a la Resolución Exenta N° 380, con el objeto de mantener la debida consistencia entre lo dispuesto en dicha resolución y en el Informe Técnico de Calificación, modificaciones las cuales se realizaron a través de la Resolución Exenta N° 111, de 5 de febrero de 2018;
- g) Que, presentaron observaciones al Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2020 – 2023, las empresas: Acciona Energía Chile Holdings S.A.; AELA Generación S.A.; AES Gener S.A.; Almeyda Solar SpA; Andes Mainstream SpA; Arauco Bioenergía S.A.; Compañía General de Electricidad S.A.; Chilquinta Energía S.A.; Colbún S.A.; Colbún Transmisión S.A.; Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM; Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional; Edelnor Transmisión S.A.; Empresa Eléctrica de Arica S.A.; Empresa Eléctrica de Iquique S.A.; Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.; Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.; Empresa Eléctrica Lican S.A.; Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.; Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.; Enel Green Power del Sur SpA; Enel Green Power Chile Ltda.; Enel Distribución Chile S.A.; Enel Generación Chile S.A.; ENGIE Energía Chile S.A.; Gasatacama S.A.; Generadora Corcovado SpA; Geotérmica del Norte S.A.; Guacolda

Energía S.A.; Pacific Hydro Chile S.A.; Parque Eólico Taltal S.A.; Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.; Parque Talinay Oriente S.A.; Pequeños y Medianos Generadores A.G.; Quemchi Generadora de Electricidad S.A.; Sociedad Austral de Electricidad S.A.; Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.; Sierra Gorda SCM; Sistema de Transmisión de Los Lagos S.A.; Sistema de Transmisión del Norte S.A.; Sistema de Transmisión del Centro S.A.; Sistema de Transmisión del Norte S.A.; Total Sunpower El Pelicano SpA; Transelec S.A.; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.; Transmisora Eléctrica del Norte S.A.; Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.; y

- h) Que, se hace necesario mencionar que las empresas Pacific Hydro Chile S.A. y Total Sunpower El Pelicano SpA, a pesar de no encontrarse inscritas en el registro señalado en el considerando c), materialmente presentaron observaciones al Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023, las que fueron respondidas por esta Comisión, en el sentido de hacer presente dicha situación.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase las siguientes respuestas efectuadas por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión" a las observaciones formuladas por las empresas Acciona Energía Chile Holdings S.A.; AELA Generación S.A.; AES Gener S.A.; Almeyda Solar SpA; Andes Mainstream SpA; Arauco Bioenergía S.A.; Compañía General de Electricidad S.A.; Chilquinta Energía S.A.; Colbún S.A.; Colbún Transmisión S.A.; Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM; Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional; Edelnor Transmisión S.A.; Empresa Eléctrica de Arica S.A.; Empresa Eléctrica de Iquique S.A.; Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.; Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.; Empresa Eléctrica Lican S.A.; Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.; Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.; Enel Green Power del Sur SpA; Enel Green Power Chile Ltda.; Enel Distribución Chile S.A.; Enel Generación Chile S.A.; ENGIE Energía Chile S.A.; Gasatacama S.A.; Generadora Corcovado SpA; Geotérmica del Norte S.A.; Guacolda Energía S.A.; Pacific Hydro Chile S.A.; Parque Eólico Taltal S.A.; Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.; Parque Talinay Oriente S.A.; Pequeños y Medianos Generadores A.G.; Quemchi Generadora de Electricidad S.A.; Sociedad Austral de Electricidad S.A.; Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.; Sierra Gorda SCM; Sistema de Transmisión de Los Lagos S.A.; Sistema de Transmisión del Norte S.A.; Sistema de Transmisión del Centro S.A.; Sistema de Transmisión del Norte S.A.; Total

Sunpower El Pelicano SpA; Transelec S.A.; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.; Transmisora Eléctrica del Norte S.A.; Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda..

Respuestas de la Comisión Nacional de Energía a las Observaciones presentadas al Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023, de acuerdo a lo señalado en los artículos 101° y siguientes de la Ley.

INTRODUCCIÓN

Conforme a lo establecido en el inciso segundo del artículo 101° de la Ley, el día 23 de enero de 2018, los Participantes y Usuarios e Instituciones Interesadas inscritas en el Registro creado mediante Resolución Exenta CNE N° 759, de fecha 27 de diciembre de 2017, complementada mediante Resolución Exenta N° 782, de 29 de diciembre del mismo año, Acciona Energía Chile Holdings S.A.; AELA Generación S.A.; AES Gener S.A.; Almeyda Solar SpA; Andes Mainstream SpA; Arauco Bioenergía S.A.; Compañía General de Electricidad S.A.; Chilquinta Energía S.A.; Colbún S.A.; Colbún Transmisión S.A.; Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM; Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional; Edelnor Transmisión S.A.; Empresa Eléctrica de Arica S.A.; Empresa Eléctrica de Iquique S.A.; Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.; Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.; Empresa Eléctrica Lican S.A.; Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.; Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.; Enel Green Power del Sur SpA; Enel Green Power Chile Ltda.; Enel Distribución Chile S.A.; Enel Generación Chile S.A.; ENGIE Energía Chile S.A.; Gasatagama S.A.; Generadora Corcovado SpA; Geotérmica del Norte S.A.; Guacolda Energía S.A.; Pacific Hydro Chile S.A.; Parque Eólico Taltal S.A.; Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.; Parque Talinay Oriente S.A.; Pequeños y Medianos Generadores A.G.; Quemchi Generadora de Electricidad S.A.; Sociedad Austral de Electricidad S.A.; Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.; Sierra Gorda SCM; Sistema de Transmisión de Los Lagos S.A.; Sistema de Transmisión del Norte S.A.; Sistema de Transmisión del Centro S.A.; Sistema de Transmisión del Norte S.A.; Total Sunpower El Pelicano SpA; Transelec S.A.; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.; Transmisora Eléctrica del Norte S.A.; Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda., comunicaron a la Comisión Nacional de Energía, sus observaciones al Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023.

Mediante el presente documento y, en concordancia a los plazos y etapas establecidas en la Ley y la Resolución Exenta N° 380 y sus modificaciones, la Comisión da respuesta a las observaciones presentadas al **Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023**.

De esta forma, la Comisión da respuesta a las observaciones presentadas por las empresas antes individualizadas, conforme se señala a continuación:

RESPUESTA A OBSERVACIONES REALIZADAS POR LAS EMPRESAS AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR DE CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

1. ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	RE 771 3.3.1. TRAMOS DE SUBESTACIÓN	<p>El actual Sistema Eléctrico Nacional se encuentra totalmente desadaptado a nivel de Transmisión. Es así como actualmente en la Zona que incluye las barras de Diego de Almagro 220 kV y Los Vilos 220 kV han presentado numerosos casos de congestiones. Así mismo, a pesar de la energización de la línea 2x500 kV Cardones – Polpaico se prevén reducciones de energía solar y eólica en las zonas de 220 kV para abastecer la demanda.</p> <p>Así mismo, la CNE ha realizado la calificación de líneas de acuerdo a lo metodología que indica la RE743 y que en la RE 771 indica la calificación de todas las líneas de SEN. Sin embargo, no es posible replicar la calificación realizada por la CNE por lo cual no se logra determinar la validez del análisis realizado.</p> <p>Por otro lado, el Artículo 74°.- define el Sistema de Transmisión Nacional: “El sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común...” Lo anterior, sustenta el hecho que la segregación del Sistema de Transmisión Diego de Almagro 220 kV a Los Vilos 220 kV va en contra del presente artículo y sustenta nuestra observación.</p>	<p>Se solicita que el siguiente tramo de Subestación sea restituido a calificación Nacional:</p> <p>SE-D_100 Don Héctor</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
2	RE 771 3.3.2. TRAMOS DE TRANSPORTE Tabla 8	<p>El actual Sistema Eléctrico Nacional se encuentra totalmente desadaptado a nivel de Transmisión. Es así como actualmente en la Zona que incluye las barras de Diego de Almagro 220 kV y Los Vilos 220 kV han presentado numerosos casos de congestiones. Así mismo, a pesar de la energización de la línea 2x500 kV Cardones – Polpaico se prevén reducciones de energía solar y eólica en las zonas de 220 kV para abastecer la demanda.</p> <p>Así mismo, la CNE ha realizado la calificación de líneas de acuerdo a lo metodología que indica la RE743 y que en la RE 771 indica la calificación de todas las líneas de SEN. Sin embargo, no es posible replicar la calificación realizada por la CNE por lo cual no es posible lograr determinar la validez del análisis realizado.</p> <p>Por otro lado, el Artículo 74°.- define el Sistema de Transmisión Nacional: “El sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común...” Lo anterior, sustenta el hecho que la segregación del Sistema de Transmisión Diego de Almagro 220 kV a Los Vilos 220 kV va en contra del presente artículo y sustenta nuestra observación.</p>	<p>Se solicita que los siguientes tramos de líneas sean restituidos a calificación Nacional:</p> <p>D_1 Maitencillo 220->Don Héctor 220 D_2 Maitencillo 220->Tap El Romero 220 D_3 Tap El Romero 220->Don Héctor 220 D_4 Don Héctor 220->Punta Colorada 220 D_308 La Cebada 220->Punta Sierra 220</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas. Por otra parte, respecto a la replicabilidad de la calificación realizada, esta Comisión presentó todos los antecedentes utilizados para llevarla a cabo, los cuales se encuentran disponibles como anexo las bases de simulación, junto con herramientas que permiten extraer de forma rápida y ordenada los distintos resultados de las simulaciones.</p>
3	RE 771 3.3.2. TRAMOS DE TRANSPORTE Tabla 8	<p>En caso de no acoger nuestra solicitud de propuesta anteriormente expuesta, nos acogemos a lo estipulado en la RE 743 art 70 referente a la prescindencia de los circuitos, utilizando dicha definición en todo el horizonte de planificación y valorización se solicita modificar la tabla antes descrita y eliminar los siguientes tramos de línea por ser indicados como “no necesarios” en la operación y que Acciona no incurra en el pago de dichas líneas.</p>	<p>Se solicita que los siguientes tramos de líneas sean eliminados de calificación Dedicada</p> <p>D_1 Maitencillo 220->Don Hector 220 D_308 La Cebada 220->Punta Sierra 220</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas. Ahora bien, se hace presente que el ejercicio de malla de análisis es</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				un ejercicio teórico, en el cual no se determina si es que una instalación debe ser desconectada. De acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 100° de la actual LGSE, en este proceso se "deberán definir asimismo la desconexión de aquellas líneas y subestaciones que no sean necesarias para el sistema eléctrico, considerando los antecedentes que emanen de los procesos de planificación de la transmisión". De esta manera, no habiéndose llevado a cabo procesos de planificación de la transmisión bajo la actual LGSE, no existen antecedentes que permitan determinar una decisión de este tipo en el proceso de calificación de instalaciones.

2. AELA GENERACIÓN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Título 5 "Calificación de instalaciones de transmisión", página 81 y siguientes del Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023	<p>Debido a que, conceptualmente, la recalificación de instalaciones de transmisión nacionales o zonales como instalaciones de transmisión dedicada (i) implica, potencialmente, una menor vigilancia y control por parte de las diferentes entidades con competencias en el sector eléctrico, al prestarse a través de las instalaciones nacionales y zonales un servicio público de transmisión electricidad, circunstancia que no se verifica tratándose de las instalaciones de transmisión dedicada; y (ii) puede producir efectos negativos desde la perspectiva de la eficiencia económica, la Comisión Nacional de Energía (CNE) tiene la obligación legal, a la luz de los principios de seguridad de servicio y optimización económica, de fundamentar detalladamente las razones por las cuales realizó dicha recalificación.</p> <p>En el presente Informe Preliminar, la CNE no ha presentado tal justificación, por lo que se solicita la inclusión de una nueva sección, como consta en la columna de "Propuesta".</p> <p>Conceptualmente, la recalificación de instalaciones de transmisión nacional o zonal como instalaciones de transmisión dedicada puede producir efectos negativos desde la perspectiva de la eficiencia económica, por las siguientes razones:</p> <p>1. Expansión de la Transmisión:</p> <p>a) Conforme a la normativa eléctrica, la expansión de las instalaciones de transmisión nacional y zonal se realiza a través de procedimientos reglados y participativos, liderados por la autoridad, en virtud de los cuales se planifica y ordena su expansión.</p> <p>Por regla general, la expansión de las instalaciones de transmisión dedicada, en cambio, depende de las decisiones autónomas de los propietarios de las mismas. Debido a asimetrías de información u otras fallas de mercado, los particulares dueños de</p>	<p>Incorporar en el Título 5 del Informe Técnico Preliminar de la CNE una nueva sección del siguiente tenor:</p> <p>"5.4. "Instalaciones recalificadas desde la categoría de instalación de transmisión Nacional o Zonal a la categoría de instalación de transmisión Dedicada. Fundamentación.</p> <p>En la presente Sección se fundamentan las recalificaciones realizadas en el presente Informe Técnico desde la categoría de instalaciones de transmisión nacional o zonal a instalaciones de transmisión dedicada, sobre la base de acreditar su conveniencia a la luz de los siguientes principios:</p> <p>(i) Mayor seguridad de servicio para el Sistema Eléctrico Nacional;</p> <p>(ii) Incremento de la optimización económica para el conjunto de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional".</p>	<p>No se acoge la observación presentada. El Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones, en tanto acto administrativo dictado por un organismo público -en la especie, la Comisión Nacional de Energía- es esencialmente un acto fundado. El carácter fundado del referido Informe se extiende a todo su contenido, considerando los términos empleados por la Ley para normar el proceso de calificación, y considerando las diferencias que el actual marco legal presenta con aquel existente hasta antes de la entrada en vigencia de la Ley. Sobre la base de lo anterior, la Comisión, precisamente, mediante Resolución Exenta N 743, de 2017, aprobó una regulación asociada al establecimiento de los criterios y metodologías aplicables al proceso de calificación de instalaciones de transmisión. En el sentido anotado, la observación presentada, desde que pretende sostener que las decisiones de la Comisión carecen de fundamento, es errada y no se aviene con el proceso regulado llevado a cabo. Los resultados obtenidos en el proceso de calificación y que se expresan en el Informe</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>instalaciones de transmisión dedicada no siempre realizan una expansión eficiente de la transmisión, lo que unido al hecho de que los procesos de calificación (y recalificación) son cuatrienales, podría derivar en potenciales escenarios de años de congestión de instalaciones dedicadas que, eventualmente, lleguen a poner en peligro la seguridad de servicio y/o determinen mayores costos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”).</p> <p>b) Asimismo, las obras de expansión de instalaciones de transmisión nacional y zonal se licitan, conforme lo establece el artículo 95 de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), adjudicándose su ejecución y explotación (o construcción o ejecución) a aquella empresa que haya ofrecido el menor valor anual de transmisión por tramo (o el menor valor de inversión, según corresponda).</p> <p>De este modo, la licitación regulada por la LGSE es conceptualmente un proceso diseñado de manera más eficiente económicamente, que la vía o procedimiento por medio del cual el titular de una instalación de transmisión dedicada decida ejecutar su ampliación, sin que ello asegure la competencia de varios oferentes interesados en su construcción, como sí ocurre en la licitación de obras de expansión de instalaciones de transmisión nacional o zonal.</p> <p>En razón a lo anterior, cuando una instalación de transmisión pertenece actualmente al sistema de transmisión nacional o zonal y ésta es recalificada como instalación de transmisión dedicada, debe justificarse detalladamente su nueva calificación, dado el significativo cambio de régimen de remuneración y de expansión que ella implica.</p> <p>2. Mayores costos de transacción asociados a su uso: Conceptualmente, el uso de instalaciones de transmisión dedicada supone mayores costos de transacción para su titular y usuarios, todos los cuales deben firmar contratos para su uso, según lo dispuesto por el artículo 76 inciso tercero de la LGSE.</p> <p>Luego, resulta necesario que la CNE fundamente —en base a mayores eficiencias económicas acreditadas o acreditables— la recalificación de una línea nacional o zonal como dedicada, de tal manera que, con la recalificación, los beneficios para el SEN sean mayores que los costos operacionales del SEN con la calificación anterior de dichas líneas.</p> <p>Finalmente, es necesario destacar que, si bien, la potestad de recalificación de líneas de transmisión no es nueva, la obligación de fundamentación de dicha recalificación cuando se trata de líneas nacionales o zonales que se recalifican como dedicadas, cobra mayor relevancia a la luz de las modificaciones incorporadas por la Ley N°20.936 a la LGSE.</p> <p>Lo anterior, en cuanto el nuevo Título III de la LGSE le otorga un ámbito de discrecionalidad a la CNE para realizar la calificación de instalaciones, ya que a diferencia de lo que sucedía antes de la Ley, en donde el antiguo artículo 74 establecía criterios técnicos objetivos para calificar una instalación como troncal (como el nivel de tensión nominal o la existencia de flujos bidireccionales), de acuerdo a la regulación actual, la CNE tiene una potestad calificadora amplia para calificar una línea como nacional (o recalificarla en otro segmento) en cuanto el artículo 74 utiliza como criterio general para determinar si una instalación debe calificarse como nacional, que las instalaciones “permitan el desarrollo del mercado eléctrico común” y posibiliten el abastecimiento de la totalidad de la demanda.</p>		<p>observado, se realizaron con estricto apego a las disposiciones legales pertinentes que regulan la materia, y de acuerdo a la metodología que en uso de sus atribuciones aprobó la Comisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Una contrapartida necesaria y lógica de esta potestad de la CNE, es la obligación que tiene este mismo organismo de justificar detalladamente, a la luz de la normativa eléctrica, las recalificaciones de instalaciones desde la categoría de instalaciones de transmisión nacional o zonal a la categoría de instalaciones de transmisión dedicada.		

3. AES GENER S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado	<p>El Tap Pachacama debe calificársele como parte de los sistemas zonales de acuerdo a lo que se señala a continuación:</p> <p>El Tap Pachacama no tiene generación ni consumos conectados directamente en el, por lo cual su calificación se debe resolver de acuerdo a lo siguiente.</p> <p>El artículo 72° de la RE 743 señala que la calificación de subestaciones restantes se realizará mediante la determinación de un guarismo relacionado a la capacidad instalada de las líneas que se encuentran conectadas a la subestación. En el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión zonal sea mayor a un 50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la subestación bajo análisis, ésta será parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>En ejecución de la premisa antes indicada, a continuación se presenta la capacidad de las líneas que se conectan al Tap:</p> <p>Líneas zonales: San Pedro – Pachacama 2x110kV : 384 MVA Pachacama – Las Vegas 2x110kV : 384 MVA Total 768 MVA</p> <p>Líneas dedicadas: Pachacama – Calera 2x110kV : 108MVA Total 216 MVA</p> <p>Porcentaje zonal ~ 78%</p>	Calificar al Tap Pachacama como instalación del sistema de transmisión zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Porcentaje dedicado ~ 22%</p> <p>En razón de lo expuesto y de acuerdo a lo señalado en el artículo 72° antes citado, el Tap Pachacama debe ser parte de los sistemas de transmisión zonales.</p> <p>A mayor abundamiento, el Tap Pachacama debe ser calificado igualmente como parte del sistema de transmisión zonal, en virtud del artículo 75° de la RE 743, en cuanto señala que la Comisión efectuará un análisis de cada uno de los conjuntos de instalaciones interconectadas eléctricamente entre sí, identificando aquellas que presentan una calificación distinta a la de las instalaciones unidas eléctricamente en forma contigua a ellas, denominándose las primeras como “instalaciones islas”.</p> <p>Identificadas las instalaciones islas, el artículo en cuestión dispone que éstas cambiarán su calificación a aquellas que presentan las instalaciones a las cuales se encuentra interconectada, de manera de asegurar la continuidad del respectivo conjunto de instalaciones adyacentes.</p> <p>Al respecto, señalamos que el Tap Pachacama pertenece a la “isla” formada por dicha subestación, la línea Pachacama – Calera 2x110kV y la subestación La Calera, las cuales están conectadas a las instalaciones zonales:</p> <p>San Pedro – Pachacama 2x110kV Pachacama – Las Vegas 2x110kV La Calera 110/44 kV La Calera 110/12 kV La Calera – El Melón 44kV El Melón – Túnel El Melón 44kV El Melón 44/12 kV Túnel El Melón 44/12 kV</p> <p>En consecuencia, de acuerdo a lo señalado en el artículo 75° de la RE 743, el Tap Pachacama debe en todo caso calificarse como parte de las instalaciones zonales.</p>		
2	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado	<p>La subestación Torquemada debe calificarse como parte de los sistemas zonales de acuerdo a lo que se señala a continuación:</p> <p>La subestación Torquemada no tiene generación ni consumos conectados directamente en ella, por lo cual su calificación se debe resolver de acuerdo a lo siguiente.</p> <p>El artículo 72° (Calificación de subestaciones restantes) de la RE 743 señala que se debe determinar un guarismo relacionado a la capacidad instalada de las líneas que se encuentran conectadas a la subestación. En el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión zonal sea mayor a un</p>	Calificar la subestación Torquemada como instalación del sistema de transmisión zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la subestación bajo análisis, ésta será parte del sistema zonal.</p> <p>La capacidad de las líneas que se conectan a la subestación se muestran a continuación:</p> <p>Líneas zonales: Ventanas – Torquemada 2x110kV : 324 MVA Torquemada – Miraflores 2x110kV : 324 MVA Torquemada - Concón 2x110kV : 152 MVA Total 800 MVA</p> <p>Líneas dedicadas y centrales: Central - Torquemada 1x110kV: 125 MVA Torquemada - Mauco 1x110kV : 158 MVA Total 283 MVA</p> <p>Porcentaje zonal ~ 74% Porcentaje dedicado ~ 26%</p> <p>De acuerdo a lo señalado en el artículo 72° la subestación Torquemada debe calificarse como parte de los sistemas de transmisión zonales.</p> <p>Con todo, la Subestación Torquemada debe en todo caso calificarse como parte del sistema de transmisión zonal, en virtud de lo establecido en el artículo 75° de la RE 743, que señala que la Comisión efectuará un análisis de cada uno de los conjuntos de instalaciones interconectadas eléctricamente entre sí, identificando aquellas que presentan una calificación distinta a la de las instalaciones unidas eléctricamente en forma contigua a ellas, denominándose las primeras como “instalaciones islas”.</p> <p>Identificadas las instalaciones islas, éstas cambiarán su calificación a aquellas que presentan las instalaciones a las cuales se encuentra interconectada, de manera de asegurar la continuidad del respectivo conjunto de instalaciones adyacentes.</p> <p>Al respecto, señalamos que la subestación Torquemada constituye en todo caso una “instalación isla”, toda vez que está conectada a las instalaciones zonales:</p> <p>Ventanas – Torquemada 2x110kV Torquemada – Miraflores 2x110kV Torquemada - Concón 2x110kV</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por consiguiente, de acuerdo a lo señalado en el artículo 75° de la RE 743 la subestación Torquemada, en cualquier caso, debe ser parte de las instalaciones zonales.</p>		
3	<p>3.3 Sistema de Transmisión Dedicado</p>	<p>La subestación Ventanas debe ser parte de los sistemas zonales de acuerdo a lo que se señala a continuación:</p> <p>La subestación Ventanas no es radial, por lo cual su calificación se debe resolver de acuerdo a lo siguiente.</p> <p>El artículo 72° (Calificación de subestaciones restantes) de la RE 743 señala que se debe determinar un guarismo relacionado a la capacidad instalada de las líneas que se encuentran conectadas a la subestación. En el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión zonal sea mayor a un 50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la subestación bajo análisis, ésta será parte del sistema zonal.</p> <p>La capacidad de las líneas que se conectan a la subestación se muestran a continuación:</p> <p>Líneas zonales: Ventanas – Torquemada 2x110kV : 324 MVA Ventanas – Tap Codelco 2x110kV : 430MVA Ventanas - Quintero 1x110kV : 115 MVA Total 869 MVA</p> <p>Líneas dedicadas y centrales: Ventanas 1: 110 MW Ventanas 2: 220 MW Autotransformador 220/110: 298 MVA Ventanas - GNLQ 1x110kV: 82 MVA</p> <p>Total 710 MVA</p> <p>Porcentaje zonal ~ 55 % Porcentaje dedicado ~ 44 %</p> <p>De acuerdo a lo señalado en el artículo 72° la subestación Ventanas debe ser parte de los sistemas de transmisión zonales.</p>	<p>Calificar la subestación Ventanas como instalación del sistema de transmisión zonal.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Además, en cualquier caso, el artículo 75° de la RE 743 señala que la Comisión efectuará un análisis de cada uno de los conjuntos de instalaciones interconectadas eléctricamente entre sí, identificando aquellas que presentan una calificación distinta a la de las instalaciones unidas eléctricamente en forma contigua a ellas, denominándose las primeras como “instalaciones islas”.</p> <p>Identificadas las instalaciones islas, éstas cambiarán su calificación a aquellas que presentan las instalaciones a las cuales se encuentra interconectada, de manera de asegurar la continuidad del respectivo conjunto de instalaciones adyacentes.</p> <p>Al respecto, señalamos que la subestación Ventanas está en “isla”, ya que está conectada a las instalaciones zonales:</p> <p>Ventanas – Torquemada 2x110kV Ventanas – Tap Codelco 2x110kV Ventanas - Quintero 1x110kV Quintero 110/12 kV</p> <p>Por consiguiente, de acuerdo a lo señalado en el artículo 75° de la RE 743 la subestación Ventanas debe ser parte de las instalaciones de transmisión zonales.</p>		
4	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado	<p>La línea Pachacama – Calera 2x110kV y la subestación La Calera deben ser parte de los sistemas zonales.</p> <p>El artículo 75° de la RE 743 señala que la comisión efectuará un análisis de cada uno de los conjuntos de instalaciones interconectadas eléctricamente entre sí, identificando aquellas que presentan una calificación distinta a la de las instalaciones unidas eléctricamente en forma contigua a ellas, denominándose las primeras como “instalaciones islas”.</p> <p>Identificadas las instalaciones islas, éstas cambiarán su calificación a aquellas que presentan las instalaciones a las cuales se encuentra interconectada, de manera de asegurar la continuidad del respectivo conjunto de instalaciones adyacentes.</p> <p>Al respecto, señalamos que línea Pachacama – Calera 2x110kV y la subestación La Calera pertenecen a la “isla” formada por dichas instalaciones, y el Tap Pachacama, las cuales están conectadas a las instalaciones zonales:</p> <p>San Pedro – Pachacama 2x110kV Pachacama – Las Vegas 2x110kV</p>	Calificar la línea Pachacama - Calera y la subestación la Calera como instalaciones de los sistemas de transmisión zonales.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La Calera 110/44 kV La Calera 110/12 kV La Calera – El Melón 44kV El Melón – Túnel El Melón 44kV El Melón 44/12 kV Túnel El Melón 44/12 kV</p> <p>De acuerdo a lo señalado en el artículo 75° de la RE 743 la línea Pachacama – Calera y la subestación La Calera deben ser parte de las instalaciones zonales.</p>		
5	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado	<p>La línea Vizcachas – Florida 2x110kV debe ser parte de los sistemas zonales.</p> <p>El artículo 75° de la RE 743 señala que la comisión efectuará un análisis de cada uno de los conjuntos de instalaciones interconectadas eléctricamente entre sí, identificando aquellas que presentan una calificación distinta a la de las instalaciones unidas eléctricamente en forma contigua a ellas, denominándose las primeras como “instalaciones islas”.</p> <p>Identificadas las instalaciones islas, éstas cambiarán su calificación a aquellas que presentan las instalaciones a las cuales se encuentra interconectada, de manera de asegurar la continuidad del respectivo conjunto de instalaciones adyacentes.</p> <p>Al respecto, señalamos que línea Vizcachas- Florida 2x 110kV en conjunto con el Tap Las Vizcachas están en “isla”, ya que están conectadas entre las siguientes instalaciones zonales:</p> <p>Subestación Florida Las Vizcachas – Puente Alto 1x110kV Puente Alto – Costanera 1x110kV Puente Alto 110/12 kV</p> <p>De acuerdo a lo señalado en el artículo 75° de la RE 743 la línea Pachacama – Calera y la subestación la Calera deben ser parte de las instalaciones zonales.</p>	Calificar la línea Vizcachas – Florida 2x110kV y el Tap Las Vizcachas como instalaciones de los sistemas de transmisión zonales.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
6	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado	De acuerdo a los documentos entregados como anexo a la RE 771, que aprueba el Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, la línea Nueva Ventanas – Nogales 2x220kV fue calificada como dedicada al ser sometida al análisis denominado “Fase 1” (Análisis de Instalaciones Radiales”). Al respecto señalamos que la línea en comento no es radial, ya que en conjunto con el	Realizar el análisis de instalaciones enmalladas para la línea Nueva Ventanas – Nogales 2x220kV y verificar que la ausencia de esta provoca desmedro en la calidad de suministro y el suministro propiamente tal,	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Autotransformador Nueva Ventanas 220/110 enmalla el Sistema Nacional con el Sistema Zonal, conectando la subestación Ventanas con la subestación Nogales.</p> <p>En consideración a lo señalado, la línea Nueva Ventanas – Nogales 2x220kV debe ser sometido al análisis de instalaciones enmalladas, en conformidad al artículo 63 de la RE 743.</p> <p>En dicho análisis se podrá verificar la importancia de la línea y el autotransformador señalado para permitir el abastecimiento de los consumos regulados de la quinta región para condiciones en que no haya despacho económico de las unidades del complejo Ventanas, tal como ocurrió el año 2017 ante condiciones de bajos costos marginales.</p>	<p>con lo cual debe ser calificada como parte de los sistemas zonales.</p>	<p>Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
7	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado	<p>De acuerdo a los documentos entregados como anexo a la RE 771, que aprueba el Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, la línea Nueva Ventanas – Nogales 2x220kV fue calificada como dedicada al ser sometida al análisis denominado “Fase 2” (Análisis de Instalaciones Enmalladas”).</p> <p>Según se desprende de la minuta DOp N°1 01/2013, que el Coordinador Eléctrico Nacional nos informó aún está vigente para determinar la operación segura de la Quinta Región, la instalación en comento es necesaria para permitir la seguridad de abastecimiento, en casos que no sea requerido el despacho económico de las unidades del complejo Ventanas, tal como ocurrió durante el año 2017 ante escenarios de bajos costos marginales.</p> <p>En caso de no haber despacho económico para las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2, es claramente necesario contar con el apoyo del sistema nacional que se obtiene a través del autotransformador en comento, para permitir el suministro seguro para la Quinta Región, por consiguiente constituye una instalación dispuesta para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación, en los términos expresado en la definición de sistema de transmisión adicional.</p>	<p>Calificar el Autotransformador Nueva Ventanas 220/110 como instalación del sistema de transmisión zonal.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

4. ANDES MAINSTREAM SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	RE 771 4.5.3 Proyectos Comprometidos Pág. 77	No se incorpora el punto de conexión y potencia en la tabla de los proyectos.	Agregar 2 columnas más de Potencia y Punto de conexión.	Se acoge la observación. Sin perjuicio de que la información se encuentra contenida en las bases de simulación que permitieron llevar a cabo la calificación de instalaciones de transmisión, la cual fue entregada como anexo en conjunto al Informe.
2	RE 771 5.1.2 Calificación de Instalaciones Radiales Número 5 Pág. 84	Número 5 dice que, en caso de coexistir inyección y consumo regulado en el mismo punto, solo con ser la demanda regulada menor a la potencia generada en ese nodo, se considera un sistema dedicado. Lo que contradice al artículo 61 de la Resolución Exenta N°743 que señala que la potencia generada más la potencia de consumos no regulados tiene que ser superior a un 50% respecto a la demanda máxima de clientes regulados para calificarse como un sistema dedicado ($P_{clibres} + P_{gen} > 50\% \cdot P_{reg}$). Respecto a esto, si no existe el consumo no regulado, la potencia inyectada debe ser superior a un 50% respecto a la demanda máxima regulada.	Se debe considerar el 50% descrito en el artículo 61 de la Resolución Exenta N°743	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.
3	RE 771 5.1.2 Calificación de Instalaciones Radiales Número 6 Pág. 84	Número 6 dice que, en caso de coexistir consumo libre y consumo regulado en el mismo punto, solo con ser la demanda regulada menor a la demanda no regulada en ese nodo, se considera un sistema dedicado. Lo que contradice al artículo 61 de la Resolución Exenta N°743 que la potencia generada más la potencia de consumos no regulados tiene que ser superior a un 50% respecto a la demanda máxima de clientes regulados para calificarse como un sistema dedicado. Respecto a esto, si no existe inyección, el consumo libre debe ser superior a un 50% respecto a la demanda máxima regulada.	Se debe considerar el 50% descrito en el artículo 61 de la Resolución Exenta N°743	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.
4	RE 771 5.1.2 Calificación de Instalaciones Radiales Número 7 Pág. 84	Número 7 la ecuación contradice a lo presentado en el artículo 61 de la Resolución Exenta N°743.	Se debe considerar el 50% descrito en el artículo 61 de la Resolución Exenta N°743	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.

5. ARAUCO BIOENERGÍA S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta																												
1	<p>3.3.2. TRAMOS DE TRANSPORTE</p> <p>Tabla 8 Tramos de Transporte pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado</p>	<p>En la tabla 8 de la sección “3.3.2 Tramos de transporte” se listan tramos de transporte por los cuales se realizan retiros de clientes regulados.</p> <p>En dicha condición, la calificación del tramo de transmisión debiese mantenerse como Zonal (Subtransmisión)</p> <p>Los tramos a los que se hace referencia, son los siguientes:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ID</th> <th>Elemento</th> <th>Calif.Actual</th> <th>Nueva Calif.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>D_237</td> <td>Cholguan STS 220->Charrua 220</td> <td>Zonal</td> <td>Dedicado</td> </tr> <tr> <td>D_238</td> <td>Cholguan STS 220->Cholguan STS 13.8</td> <td>Zonal</td> <td>Dedicado</td> </tr> <tr> <td>D_239</td> <td>Cholguan STS 13.8->Cholguan STS 023</td> <td>Zonal</td> <td>Dedicado</td> </tr> <tr> <td>D_255</td> <td>Tap El Nevado 066->Santa Elvira 066</td> <td>Zonal</td> <td>Dedicado</td> </tr> <tr> <td>D_260</td> <td>Hualañe 066->Licanten 066</td> <td>Zonal</td> <td>Dedicado</td> </tr> <tr> <td>D_274</td> <td>Lota 066->Horcones 066</td> <td>Zonal</td> <td>Dedicado</td> </tr> </tbody> </table>	ID	Elemento	Calif.Actual	Nueva Calif.	D_237	Cholguan STS 220->Charrua 220	Zonal	Dedicado	D_238	Cholguan STS 220->Cholguan STS 13.8	Zonal	Dedicado	D_239	Cholguan STS 13.8->Cholguan STS 023	Zonal	Dedicado	D_255	Tap El Nevado 066->Santa Elvira 066	Zonal	Dedicado	D_260	Hualañe 066->Licanten 066	Zonal	Dedicado	D_274	Lota 066->Horcones 066	Zonal	Dedicado	<p>Mantener la calificación actual de las instalaciones descritas (ID D_237, D_238, D_239, D_255, D_260, D_274) como de Transmisión Zonal (Subtransmisión)</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
ID	Elemento	Calif.Actual	Nueva Calif.																													
D_237	Cholguan STS 220->Charrua 220	Zonal	Dedicado																													
D_238	Cholguan STS 220->Cholguan STS 13.8	Zonal	Dedicado																													
D_239	Cholguan STS 13.8->Cholguan STS 023	Zonal	Dedicado																													
D_255	Tap El Nevado 066->Santa Elvira 066	Zonal	Dedicado																													
D_260	Hualañe 066->Licanten 066	Zonal	Dedicado																													
D_274	Lota 066->Horcones 066	Zonal	Dedicado																													

6. COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>3. Calificación de instalaciones de transmisión para el Cuadrienio 2020-2023, página 6</p>	<p>En el numeral observado se listan los tramos de subestación y de transporte pertenecientes a los sistemas de Transmisión Nacional, de Transmisión Zonal y de Transmisión Dedicada.</p> <p>Al respecto, no se incluye en la referida calificación los patios de subestación ni a los paños que no forman parte de los tramos de transporte ya definidos, tales como, paños acopladores de barra, seccionadores de barra, de retiros de clientes libres y de alimentadores de media tensión.</p> <p>En atención a lo anterior, se debe incluir dichos elementos, pues no es posible asociarlos unívocamente a alguno de los tramos definidos.</p>	<p>Se debe incorporar los patios de subestación y los paños que no son parte de los tramos de transporte a la calificación de instalaciones del respectivo segmento.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Respecto a la calificación de patios y paños de alimentadores de empresas concesionarias de distribución, estos se encontrarán contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
2	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, página 49	<p>En el numeral observado se ha incluido como parte del sistema de Transmisión Dedicada a instalaciones que no se encuentran dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de centrales generadoras al sistema eléctrico, pues parte importante de su capacidad es requerida por usuarios sometidos a regulación de precios.</p> <p>Al respecto, es necesario hacer presente que la calificación realizada tiene los siguientes efectos principales:</p> <p>El criterio establecido parece ser contrario al espíritu de las modificaciones introducidas por la Ley de Transmisión, la cual buscó reducir la incertidumbre para los generadores, traspasando los costos de los sistemas de transmisión a los clientes finales.</p> <p>Algunos generadores y clientes libres deberán pagar importantes valores anuales que no consideraron en los flujos al momento de decidir ejecutar sus proyectos o suscribir contratos con clientes finales, ya sean libres o regulados. Esto podría poner en riesgo la continuidad de sus negocios. Algunos ejemplos, considerando los valores anuales de transmisión por tramo (VATT) del Decreto 6T-2017, actualmente en tramitación, son:</p> <p>Cliente libre en SE Alhué 023 deberá pagar más del 50% de la SE Alhué, el transformador Alhué 66/23 kV (278.170 US\$/año) y la LT Santa Rosa – Alhué 66 kV (659.404 US\$/año).</p> <p>Centrales en Angol 023 deberán pagar más del 50% de la transformación Angol 66/23 kV (199.130 US\$/año).</p> <p>Central Coronel conectada en Escuadrón 066 deberá pagar más del 50% de la LLTT Coronel 066->Arenas Blancas 066 (121.424 US\$/año), Arenas Blancas 066->Tap Polpaico 066 (143.042 US\$/año) y Tap Polpaico 066->Escuadrón 066 (73.129 US\$/año).</p> <p>Centrales conectadas en Calama 220, Calama 110 y Valle de los Vientos 110 deberán pagar más del 50% de SE Calama (398.560 US\$/año) y de las LLTT Salar 220->Calama 220 (1.271.000 US\$/año) y Nueva Chuquicamata – Calama 220 kV (recientemente incluida en Decreto de expansión Troncal), entre otras.</p> <p>Centrales solares conectadas en Los Loros 110, Los Loros 023 y Cerrillos 023 deberán pagar más del 50% de SE Los Loros y de las LLTT Copayapu 110->Cerrillos 110 (244.846 US\$/año) y Cerrillos 110->Los Loros 110 (338.811 US\$/año).</p> <p>Central Los Olivos conectada en Olivos 023 deberá pagar más del 50% de la SE Choapa, del transformador Choapa 220/110 kV (1.095.038 US\$/año) y de la LT Los Vilos 220->Choapa 220 (204 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Lo Miranda 015 deberá pagar más del 50% de la transformación Lo Miranda 066->Lo Miranda 015 (520.678 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Pillanlelbún 015 deberá pagar más del 50% de la transformación Pillanlelbún 066->Pillanlelbún 015 (107.983 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Rosario 015 deberá pagar más del 50% de SE Rosario, de la transformación Rosario 066->Rosario 015 (374.967 US\$/año) y de la LT Rosario 066->Chumaquito 066 (181.862 US\$/año).</p> <p>Cliente libre y generador conectados en San Francisco de Mostazal 015 deberán pagar más del 50% de la SE San Francisco de Mostazal, de la transformación San Francisco de Mostazal 066->San Francisco de Mostazal 015 (600.786 US\$/año) y de la LT Tap Graneros 066->San Francisco de Mostazal 066 (165.178 US\$/año).</p>	Se debe modificar la calificación de instalaciones de Transmisión Dedicada, como resultado de la consideración del resto de las observaciones realizadas.	Se acoge parcialmente la observación, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Generador Río Huasco conectado en Tap El Edén 110 deberá pagar más del 50% de Tap El Edén (173.071 US\$/año) y de la LT Vallenar 110->Tap El Edén 110 (13.604 US\$/año).</p> <p>De la misma manera, podría ponerse en riesgo la ejecución de proyectos que hoy se encuentran en desarrollo o lo tienen comprometido (por ejemplo, proyectos asociados al abastecimiento de clientes regulados como resultado de los recientes procesos licitatorios).</p> <p>Se incrementa el riesgo para las empresas transmisoras, al aumentarse la proporción de las instalaciones que deberán ser pagadas, como resultado de negociaciones bilaterales, por los clientes libres o por las centrales de generación.</p>		
3	5.1 Análisis de instalaciones radiales	<p>En el numeral observado se establece que para el caso de instalaciones utilizadas por para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios y/o para el suministro de clientes regulados y/o para la inyección de centrales generadoras, se entenderá que la instalación de transmisión analizada es dedicada en caso que la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios, en caso que corresponda, sea mayor a un 50% a la demanda máxima de clientes regulados. En caso contrario, la instalación será calificada como perteneciente al sistema de Transmisión Zonal.</p> <p>Al respecto, el artículo 76° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que “Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.”</p> <p>Pues bien, de lo anterior, parece entenderse que se ha considerado que una instalación es destinada esencialmente para el suministro a clientes libres o para la inyección de centrales la suma de la capacidad de generación y la demanda de los clientes libres representa al menos el 50% de la suma de la capacidad de generación, la demanda de los clientes libres y la demanda de los clientes regulados.</p> <p>Al respecto, el límite definido (50%) no tiene fundamento, sobre todo si se considera el antiguo artículo 76° de la Ley General de Servicios Eléctricos -previo a la modificación introducida por la Ley de Transmisión- señalaba que “Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquéllas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.”. Así, como se aprecia, el nuevo artículo 76° parece no establecer cambios relevantes respecto de su redacción anterior, sin perjuicio de lo cual, sí se han introducido cambios que tienen efectos significativos en los criterios empleados para la clasificación de instalaciones, sobre todo considerando que en el pasado se definió que una instalación era de Transmisión Dedicada cuando era usada en más de un 90% por las centrales de generación y los clientes libres.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la aplicación efectuada adolece de algunos errores:</p>	<p>Se debe incrementar el guarismo definido para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación (50%), de modo que represente adecuadamente dicha situación.</p> <p>Adicionalmente, se debe considerar, para determinar el uso que hacen las centrales de generación y los clientes libres no debe emplearse la suma de potencia inyectada de generación y la demanda de los clientes libres, sino que la diferencia entre la dicha inyección de generación y la demanda de los clientes libres -considerando la diversidad que corresponda-, la que en ningún podrá superar el mayor valor entre dichas variables.</p> <p>Asimismo, se debe considerar para efectos de determinar el nivel de uso de los clientes regulados su potencia conectada, en lugar de su demanda.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Se compara la capacidad de generación con la demanda de los clientes libres y regulados. Sin embargo, una comparación más “justa” debería considerar la potencia inyectada generación y no la capacidad de generación.</p> <p>Alternativamente, se podrían emplear la potencia conectada de los clientes libres y regulados, en lugar de sus demandas, de modo de contrastarla con la capacidad de generación.</p> <p>Se suma directamente la capacidad de generación (inyección) con la demanda de los clientes libres (retiro), en circunstancia que ellas tienen “signo opuesto”. En efecto, la instalación de transmisión no está dimensionada para satisfacer la suma de dichas variables, ya que ellas tienen efectos contrarios, debiendo permitir el tránsito de la diferencia de ellas. Una mejor aproximación sería usar como indicador del uso que hacen de la instalación las centrales de generación y los clientes libres la diferencia entre la potencia inyectada (o la capacidad de generación) y la demanda de los clientes libres (o su potencia conectada) -considerando la diversidad que corresponda-, la que nunca podrá superar el mayor valor entre dichas variables.</p> <p>En los casos donde existe más de una central de generación, sus capacidades instaladas son sumadas linealmente, sin considerar ningún tipo de factor de diversidad ni de disponibilidad. Lo anterior sobrevalora la potencia que se compara con la correspondiente a los clientes regulados,</p>		
4	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_241: “Tap Polpaico 066->Ecuadrón 066”, página 64	<p>Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_241: “Tap Polpaico 066->Ecuadrón 066” ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe.</p> <p>En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 6,43 MW y una demanda de clientes regulados de 22,32 MW.</p> <p>Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: “Anexo - Tramos Dedicados.xlsx”</p>	El tramo Tramo D_241: “Tap Polpaico 066->Ecuadrón 066” se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
5	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_207: “El Espino 066->El Espino 011”, página 63	<p>Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_207: “El Espino 066->El Espino 011” ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe.</p> <p>En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 0,01 MW y una demanda de clientes regulados de 0,02 MW (dicha demanda está asociada a la barra de 66kV, pero corresponde a la barra de 0,11 kV).</p> <p>Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: “Anexo - Tramos Dedicados.xlsx”</p>	El tramo Tramo D_207: “El Espino 066->El Espino 011” se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
6	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_241: “Tap Polpaico 066->Ecuadrón 066”, página 64	<p>Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_205: “El Peñón 110->El Peñón 023” ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe.</p> <p>En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 6,37 MW y una demanda de clientes regulados de 15,94 MW.</p> <p>El error tendría su origen en que se asoció a la barra “El Peñón 023” la capacidad de generación de la central de propiedad de Enlisa ubicada en una S/E contigua a S/E El Peñón, vale decir, la citada central está conectada a otra barra en tensión 23 kV.</p>	El tramo Tramo D_205: “El Peñón 110->El Peñón 023” se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Además, se hace presente que tampoco se encuentra modelado el transformador 110/23 kV emplazado en la S/E donde se conecta la referida central.</p> <p>Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"</p>		
7	<p>3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramos SE-D_159: "La Palma", página 53; D_257: "La Palma 066->San Javier 066", y D_258: "Talca 066->La Palma 066", página 64</p>	<p>Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, los tramos SE-D_159: "La Palma", D_257: "La Palma 066->San Javier 066" y D_258: "Talca 066->La Palma 066", han sido erróneamente calificados como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe.</p> <p>En efecto, dichos tramos no tienen generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 0 MW y una demanda de clientes regulados de 5,01 y 23,76 MW.</p> <p>Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"</p>	<p>Los tramos SE-D_159: "La Palma", D_257: "La Palma 066->San Javier 066" y D_258: "Talca 066->La Palma 066" se deben calificar como Transmisión Zonal.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
8	<p>3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramos SE-D_176: "Los Ángeles", página 53 y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154", página 64</p>	<p>Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, los tramos SE-D_176: "Los Ángeles" y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154", han sido erróneamente calificados como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe.</p> <p>En efecto, dichos tramos tienen generación conectada de 36,59 MW, existe una demanda de clientes libres de 3,29 MW y una demanda de clientes regulados de 56,73 MW.</p> <p>Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"</p>	<p>Los tramos SE-D_176: "Los Ángeles" y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154" se deben calificar como Transmisión Zonal.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
9	<p>5.2.3 Calificación de instalaciones de Transmisión Zonal en tensión inferior a 220 kV 5.2.4 Calificación de tramos de transporte en nivel de tensión inferior a 220 kV</p>	<p>De lo señalado en los numerales observados se concluye que, si bien el análisis de prescindencia se realiza por pares de "subestaciones contiguas", se incluye en estas a tap-offs, lo que no es consistente con lo establecido en los artículos 67° y 70° de la RE N° 380-2017, modificada por la RE N° 743-2017, ya que los tap-offs no deben ser considerados como subestaciones.</p>	<p>Se debe efectuar el análisis de prescindencia entre subestaciones contiguas (sin considerar los tap-offs como subestaciones).</p>	<p>No se acoge la observación. El ejercicio que se realiza para la calificación de instalaciones de transmisión no corresponde a un análisis de falla del sistema eléctrico, por lo tanto las conexiones en derivación son válidas para diferenciar tramos de transporte. Adicionalmente este tipo de solución de transmisión que tuvo cabida en la regulación anterior se encuentra en un proceso continuo de normalización, siendo a esta altura una anomalía en vías de solución.</p>
10	<p>5.2.4 Calificación de tramos de transporte en nivel de tensión inferior a 220 kV</p>	<p>En el numeral observado se establece que el escenario base corresponde al resultado del despacho óptimo del año 2021. En efecto, se listó para cada tramo la o las utilidades máximas al mes de diciembre del 2021, cuya información se encuentra desagregada por bloque, hidrología y simulación. Adicionalmente, y en base a la misma simulación se obtuvo los factores de participación Generalized Load Distribution Factors (GLDF), los cuales relacionan la inyección total de una carga L_j en una barra j, con un flujo $Fl-k$ por un tramo $l-k$.</p> <p>Al respecto, la consideración del estado de la red de un mes en particular (diciembre de 2021) podría no ser representativa del periodo durante el cual la calificación de instalaciones se encuentre vigente.</p>	<p>Se debe considerar un período representativo de la vigencia que tendrá la calificación de instalaciones.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
11	<p>5.2.4 Calificación de tramos de transporte en</p>	<p>En el numeral observado se establece que para precisar y encontrar el conjunto de mallas de análisis a estudiar se utilizó como estadígrafo los factores GLDF de los usuarios finales sobre los tramos de transporte, considerando que si el GLDF de los</p>	<p>En conformidad con lo observado respecto del numeral 5.1, Análisis de instalaciones radiales, se debe incrementar el guarismo definido</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N°</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	nivel de tensión inferior a 220 kV	<p>clientes regulados es mayor o igual a un 50% sobre un tramo en análisis, entonces el tramo de transporte resulta esencialmente dispuesto para el abastecimiento de clientes regulados, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión zonal. Por otra parte, utilizando el mismo estadígrafo, si los GLDF de los clientes libres es mayor o igual al 90% sobre un tramo en análisis, este tramo se encuentra esencialmente dispuesto a este conjunto de usuarios, y su forma de operación no producirá impactos o modificaciones significativas en el resto del sistema, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión dedicado.</p> <p>Al parecer, existe un error en el estadígrafo empleado para determinar cuándo una instalación debe ser calificada de Transmisión Dedicada (en el texto dice 90%, en lugar del 50% que se habría empleado).</p>	para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación, de modo que represente adecuadamente dicha situación.	743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final, respecto a la metodología empleada para la determinación de calificación de instalaciones radiales. Sin perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.
12	5.2.6 Calificación de Subestaciones Restantes	<p>En el numeral observado se establece que, una vez realizado lo descrito en los numerales anteriores del Informe Preliminar, se procedió a realizar la calificación de las subestaciones que no se encuentren contenidas de acuerdo al marco metodológico contenido en este capítulo. Para efectos de lo anterior, se realizó la calificación determinando un guarismo relacionado a la capacidad instalada de las líneas que se encuentran conectadas a la subestación que es objeto de análisis. En el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión zonal, para dicha subestación, sea mayor a un 50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la respectiva subestación, ésta es calificada como perteneciente al sistema de transmisión zonal, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 77° de la Ley.</p> <p>Se agrega además que, en el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión dedicado, para dicha subestación, sea mayor a un 50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la subestación respectiva, ésta es calificada como perteneciente al sistema de transmisión dedicado, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 76° de la Ley.</p>	En conformidad con lo observado respecto del numeral 5.1, Análisis de instalaciones radiales, se debe incrementar el guarismo definido para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación, de modo que represente adecuadamente dicha situación.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.

7. CHILQUINTA ENERGÍA S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.2. Sistema de Transmisión Zonal 3.2.2. Tramos de Transporte Página 29	<p>Tramos de transporte no encontrados en ITP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tap Algarrobo 066->Casablanca 066 I - Tap Algarrobo 066->Casablanca 066 II - Tap Algarrobo 066->San Jerónimo 066 - Tap Algarrobo 066->Tap San Sebastian 066 I - Tap Algarrobo 066->Tap San Sebastian 066 II 	<p>Favor indicar y confirmar si corresponden a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Z_244 Algarrobo Chilquinta 066->Casablanca 066 Zonal Área C - Z_245 Algarrobo Chilquinta 066->San Jerónimo 066 Zonal Área C - Z_246 Algarrobo Chilquinta 066->Tap San Sebastian 066 Zonal Área C 	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas. Específicamente respecto a lo observado, serán calificadas las

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Corroborar si Algarrobo Chilquinta corresponde al Tap Algarrobo 066. De lo contrario, incluir los tramos en la calificación zonal.		instalaciones que se encuentren en operación desde el año 2018 hasta diciembre del 2021.
2	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1 Tramos de Subestación, Página 52	SE-D_149 La Calera Dedicado Cliente libre conectado en Barra 110kV. Esta subestación es primaria de distribución, suministra clientes regulados.	Calificar como zonal	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
3	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1 Tramos de Subestación, Página 55	SE-D_270 Quintay Dedicado Subestación solo alimenta cliente regulados. Existe PMG en la subestación, pero normalmente no genera (petróleo)	Calificar como zonal	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
4	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte Página 57	SE-D_352 Tap Pachacama Dedicado Existen dos Tap Pachacama, en 110 kV y en 44 kV Cliente libre en barra 110 kV, todos los demás clientes de la subestación La Calera, cuya alimentación se realiza por esta instalación, son regulados Similar situación con Tap Pachacama 44 kV, que conecta clientes de subestaciones El Melón y Túnel El Melón.	Calificar como zonal Especificar nivel de tensión	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas. Por otra parte, con relación a las instalaciones señaladas en distinto nivel de tensión, estas se diferenciarán en el Informe Técnico
5	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte Página 64	D_210 Tap Quintay 066->Quintay 066 Dedicado Instalación solo alimenta clientes regulados. Existe PMG en la subestación, pero normalmente no genera (petróleo).	Calificar como zonal	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
6	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte Página 64	D_211 Quintay 066->Quintay 012 Dedicado Transformador de poder solo alimenta clientes regulados. Existe PMG en la subestación, pero normalmente no genera (petróleo).	Calificar como zonal	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
7	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado	D_212 Tap Pachacama 110->La Calera 110 Dedicado Cliente libre en barra 110 kV, todos los demás clientes de la subestación La Calera, cuya alimentación se realiza por esta línea, son regulados	Calificar como zonal	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	3.3.2. Tramos de Transporte Página 64			de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
8	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte Página 64	D_213 La Calera 044->Tap Pachacama 044 Dedicado Instalación conecta subestación Melón y Túnel El Melón, que alimenta clientes regulados	Calificar como zonal	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
9	3.1. Sistema de Transmisión Nacional 3.1.2. Tramos de Transporte	Tramo Tap Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220 no está incluido en calificación. Todos los tramos en operación a la fecha debieran tener una calificación.	Incluir en la calificación el tramo Tap Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas. Específicamente respecto a lo observado, serán calificadas las instalaciones que se encuentren en operación desde el año 2018 hasta diciembre del 2021.
10	3.2. Sistema de Transmisión Zonal 3.2.2. Tramos de Transporte	Tramos de transporte no calificados en ITP: <ul style="list-style-type: none"> - Tap Placeres 110->Tap Valparaíso 110 I - Tap Placeres 110->Tap Valparaíso 110 II - Tap Valparaíso 110->Valparaíso 110 I - Tap Valparaíso 110->Valparaíso 110 II - Tap Valparaíso 110->Tap Playa Ancha 110 I - Tap Valparaíso 110->Tap Playa Ancha 110 II - Tap Playa Ancha 110->Playa Ancha 110 I - Tap Playa Ancha 110->Playa Ancha 110 II - Tap Playa Ancha 110->Laguna Verde 110 I - Tap Playa Ancha 110->Laguna Verde 110 II <p>Según el ITP se considera que hay tramos que están fuera de la calificación, debido a que se consideran instalaciones futuras. Sin embargo, estos se encuentran operativos mientras no se concreten dichas obras de expansión.</p> <p>Todos los tramos en operación a la fecha debieran tener una calificación.</p>	Incluir en la calificación los siguientes tramos zonales: <ul style="list-style-type: none"> - Tap Placeres 110->Tap Valparaíso 110 I - Tap Placeres 110->Tap Valparaíso 110 II - Tap Valparaíso 110->Valparaíso 110 I - Tap Valparaíso 110->Valparaíso 110 II - Tap Valparaíso 110->Tap Playa Ancha 110 I - Tap Valparaíso 110->Tap Playa Ancha 110 II - Tap Playa Ancha 110->Playa Ancha 110 I - Tap Playa Ancha 110->Playa Ancha 110 II - Tap Playa Ancha 110->Laguna Verde 110 I - Tap Playa Ancha 110->Laguna Verde 110 II 	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas. Específicamente respecto a lo observado, serán calificadas las instalaciones que se encuentren en operación desde el año 2018 hasta diciembre del 2021.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
11	General	El decreto de calificación debe contener todas las instalaciones de transmisión en servicio a la fecha y en el plan de expansión del periodo en estudio. Existen instalaciones que no tienen calificación en el ITP, como por ejemplo las instalaciones comunes de patio (por nivel de tensión), paños acopladores y seccionadores (que no se asocian directamente a un tramo de transporte) y los paños de alimentadores en nivel de tensión de distribución.	Agregar la calificación de todas las instalaciones de transmisión en servicio y las incluidas en los planes de expansión.	Se acoge parcialmente la observación. Específicamente respecto a lo observado, serán calificadas las instalaciones que se encuentren en operación desde el año 2018 hasta diciembre del 2021. Respecto a la calificación de patios y paños de alimentadores de empresas concesionarias de distribución, estos se encontrarán contenidos en el Informe Técnico Final.

8. COLBUN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	General	La subestación Tap El Llano y por consiguiente las líneas Quilapilún -> Tap El Llano y Tap El Llano -> Los Maquis, que actualmente forman parte del Sistema Nacional, están omitidas en el Informe Preliminar, no apareciendo en ninguna de las categorías de clasificación de instalaciones (Nacional, Zonal o Dedicada).	Incorporar y considerar en las simulaciones, a la subestación Tap El Llano y los tramos de líneas Quilapilún -> Tap El Llano y Tap El Llano -> Los Maquis para que la CNE establezca su clasificación. Entendemos en todo caso que estas instalaciones debieran permanecer con la clasificación Nacional, conforme a lo que se señalará más adelante.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
2	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.1 TRAMOS DE SUBESTACIÓN Tabla 7 Tramos de Subestación pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado.	La interpretación incorrecta que a nuestro juicio contiene del Informe Preliminar respecto del artículo 76 de la LGSE (como se señala más adelante), genera perjuicios a Colbún Transmisión S.A., toda vez que la subestación Los Maquis, como parte del sistema de transmisión troncal (hoy Nacional), está siendo objeto de importantes mejoras que fueron mandatas por la propia CNE. En efecto, como es de conocimiento de la CNE, mediante el Decreto Exento 373, se mandató a Colbún Transmisión S.A. para que realizara mejoras de acuerdo con la NTSyCS para la subestación Los Maquis, exigidas para una instalación troncal (Nacional). Este proyecto está actualmente en desarrollo desde el 18 de noviembre de 2017, cuando fue adjudicado a una empresa constructora, y debiera ponerse en servicio en julio de 2019. Este proyecto implica una inversión de más de 8 millones de USD los que están siendo financiados por Colbún Transmisión S.A. y serían remunerados por la tarificación Nacional, valorizando las instalaciones en cada proceso tarifario, conforme la legislación vigente en su momento. La clasificación de instalación dedicada del informe, conlleva a que esta ampliación dejaría de ser valorizada en el proceso vigente y no sería remunerada, causando un perjuicio a su titular. Hacemos presente que la nueva normativa, para evitar este tipo de perjuicios, establece que este tipo de proyectos de ampliación, tiene asegurada su remuneración por 20 años.	Mantener la subestación Los Maquis como perteneciente al Sistema de Transmisión Nacional.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
3	3.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.2 TRAMOS DE TRANSPORTE Tabla 8 Tramos de Transporte pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado.	Las líneas Polpaico -> Quilapilún y Quilapilún -> Los Maquis fueron traspasadas de Colbún S.A. a Colbún Transmisión S.A. como consecuencia de la obligación legal que devino al ser clasificadas como instalaciones pertenecientes al Sistema Troncal (ahora Nacional) mediante el Decreto 23T. La clasificación de instalaciones, sobre todo del sistema Nacional, debe tener cierta estabilidad y no variar cada cuatro años por todas las obligaciones legales que implica, además de los costos de realizar el traspaso de activos. Estos cambios regulatorios son intempestivos, no se ajustan al texto legal, no están debidamente justificados ni causados administrativamente, siendo por ende arbitrarios, y pueden producir perjuicios a los administrados, vulnerando el principio administrativo de confianza legítima.	Mantener las líneas Quilapilún – Los Maquis y Quilapilún – Tap El Llano – Los Maquis como pertenecientes al sistema de transmisión Nacional.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
4	3.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.2 TRAMOS DE TRANSPORTE Tabla 8 Tramos de Transporte pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado.	Las nuevas obras de ampliación Zonal “Seccionamiento en S/E Pirque” y “Ampliación en subestación Pirque” incluidas en el Decreto Exento N°418 del 4 de agosto de 2017, que está actualmente licitando el Coordinador Eléctrico Nacional, quedarían aisladas del resto del sistema zonal, ya que de acuerdo al Informe, la línea Maipo - > Pirque y el transformador Maipo 220/110 kV, que actualmente están clasificadas como Zonales, pasarían a ser Dedicadas. Esta situación no cumpliría lo establecido en el título 5.3 ANÁLISIS DE CONTINUIDAD DE INSTALACIONES NACIONALES, ZONALES Y DEDICADAS.	Para efectos de cumplir lo establecido en el título 5.3 del Informe Preliminar respecto de continuidad de los sistema de transmisión, se debe mantener la clasificación como instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión zonal a la S/E Pirque, a la línea Maipo - > Pirque, y al transformador Maipo 220/110	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
5	4.10. METODOLOGÍA EMPLEADA PARA DETERMINAR EL DESPACHO ECONÓMICO A UTILIZAR EN EL SOFTWARE DIGSILENT	En este punto el Informe Preliminar establece que: <i>“Se debe señalar que cada instalación es analizada para un o unos bloques, hidrologías y simulaciones en las cuales se tiene la mayor exigencia sobre esta. Debido a lo anterior, podrían existir múltiples opciones de despacho, sin embargo, para los análisis en el software DigSilent se utilizará aquel despacho óptimo que se encuentre más cercano a una excedencia hidrológica del 50%.”</i> Utilizar el despacho óptimo que se encuentra más cercano a una excedencia hidrológica del 50%, no garantiza la mayor exigencia sobre cada instalación.	Se propone utilizar un despacho óptimo para cada instalación que garantice la máxima exigencia sobre ésta.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
6	4.13 HORIZONTE DE ANÁLISIS	En este punto, el Informe Preliminar establece que: <i>“Sin perjuicio de lo anterior, el periodo de análisis para efectos de determinar la calificación de instalaciones se fijó a la mitad del período cuatrienal de vigencia del presente proceso de calificación, esto es, diciembre del año 2021, conforme se establece en el inciso segundo del artículo 57° de la Resolución Exenta N°743”</i> Esta consideración resulta arbitraria y contraria a la Ley que establece los períodos cuatrienales para definir las vigencias de los procesos de tarificación de la transmisión.	Se propone respetar los períodos cuatrienales para efectos de determinar la calificación de las instalaciones, calificándolas anualmente y estableciendo que, si al menos en dos años una instalación clasifica en un segmento, debe ser clasificada en dicho segmento por todo el período.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
7	5.1. ANÁLISIS DE INSTALACIONES RADIALES	Los criterios establecidos en estos puntos del Informe Preliminar para calificar las instalaciones radiales como pertenecientes al sistema de transmisión dedicado o zonal, presentan las siguientes inconsistencias:	Proponemos que el Informe Preliminar mantenga la coherencia con la definición legal de los artículos 74 y siguientes de la LGSE, así como con los criterios cuantitativos que han sido usados históricamente por la	Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Sin

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>5.1.2 CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES RADIALES. Puntos 5, 6 y 7</p> <p>1.-No se ajustan a lo establecido en la Resolución Exenta N° 380, modificada en lo pertinente por la Resolución Exenta N° 743, que señala que una instalación es dedicada si la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios sea mayor a un 50% respecto de la demanda máxima de clientes regulados. Es decir:</p> $D_{gen} + D_{lib} > 50\% \times D_{reg} \rightarrow \text{Dedicada}$ <p>No obstante, en el Informe Preliminar la fórmula que se usa es la siguiente:</p> $D_{gen} + D_{lib} > D_{reg} \rightarrow \text{Dedicada}$ <p>2.- Sin perjuicio de lo anterior, el criterio establecido en la Resolución Exenta 743, modifica sustantivamente el criterio que existía hasta esa fecha para clasificar a las instalaciones radiales mixtas, sin que existan fundamentos claros y categóricos que justifiquen dicho cambio.</p> <p>En especial se debe tener en consideración que el texto legal establece expresamente lo siguiente: <i>“Artículo 76°.- Definición de Sistemas de Transmisión Dedicados. Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico”</i> (las negritas son nuestras).</p> <p>La RAE define esencial en su segunda acepción como: <i>“Sustancial, principal, notable”</i>, por lo que no existe justificación para variar el criterio que se utilizaba desde el 90% al 50% más uno.</p> <p><i>“Mayoritariamente”</i>-nuevo criterio administrativo- no es lo mismo que <i>“esencialmente”</i>-criterio definido en la ley-, por lo que las resoluciones ministeriales referidas están modificando el sentido natural y obvio de la definición legal indicada.</p> <p>Es decir, se está cambiando la definición legal a través de una Resolución Exenta de alcance temporal, que por una disposición transitoria viene a suplir un reglamento, por lo que el criterio que subyace en este Informe Preliminar además no ha pasado por control de legalidad ante la CGR.</p> <p>3.- Por otro lado, el informe presenta una falta de coherencia en el tratamiento de las instalaciones radiales mixtas, del punto 5.1.2. y las instalaciones enmalladas del punto 5.2.4. Mientras que en las primeras se establece un criterio de 50% más uno, para las segundas se mantiene el criterio vigente del 90% sobre el tramo.</p>	<p>Administración, para calificar a las instalaciones radiales mixtas, lo que requiere modificar el punto 5.2.4 CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN INFERIOR A 220 KV. Por consiguiente, si el GLDF de los clientes libres es mayor o igual al 90% sobre un tramo en particular, ese tramo debe entenderse esencialmente dispuesto a este conjunto de usuarios. Luego, en tramos radiales, el tramo debe ser dedicado si la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios sea mayor o igual a un 90% respecto de la suma de la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación, más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios, más demanda máxima de clientes regulados.</p>	<p>perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>	

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
8	<p>5.2. ANALISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.4 CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVELES DE TENSIÓN INFERIOR A 220 KV.</p>	<p>En este punto el Informe Preliminar establece que:</p> <p><i>“Para precisar y encontrar el conjunto de mallas de análisis a estudiar se utilizó como estadígrafo los factores GLDF de los usuarios finales sobre los tramos de transporte, considerando que si el GLDF de los clientes regulados es mayor o igual a un 50% sobre un tramo en análisis, entonces el tramo de transporte resulta esencialmente dispuesto para el abastecimiento de clientes regulados, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión zonal. Por otra parte, utilizando el mismo estadígrafo, si los GLDF de los clientes libres es mayor o igual al 90% sobre un tramo en análisis, este tramo se encuentra esencialmente dispuesto a este conjunto de usuarios, y su forma de operación no producirá impactos o modificaciones significativas en el resto del sistema, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión dedicado.”</i></p> <p>Como se aprecia en el párrafo anterior, se muestra una contradicción en el Informe Preliminar, ya que para las instalaciones clasificadas como dedicadas, sigue vigente el criterio del 90% por tramo, mientras que para las instalaciones clasificadas como zonales aplica el criterio del 50% más uno, no siendo coherentes ambos criterios para clasificar una misma instalación.</p>	<p>Se propone que, si el GLDF de los clientes libres es mayor o igual al 90% sobre un tramo en particular, ese tramo debe entenderse esencialmente dispuesto a este conjunto de usuarios. Es decir ser clasificado como instalación dedicada. De lo contrario debe ser clasificada como instalación zonal.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>
9	<p>5.2. ANALISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.5. CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN IGUAL A 220 KV</p>	<p>En este punto se establece que, una vez aplicados los criterios para definir los tramos de transporte Nacionales, se verifican las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecido en la normativa vigente, conforme a lo dispuesto en el artículo 74 de la Ley. En específico, disminución en la seguridad del abastecimiento.</p> <p>En particular, frente a una salida intempestiva de la subestación Río Aconcagua o un atraso en su puesta en servicio (octubre de 2021), sin la existencia de la línea Quilapilún – Los Maquis 2x220 kV, se vería afectada la seguridad de abastecimiento de clientes regulados de las ciudades de San Felipe y Los Andes.</p>	<p>Mantener como instalaciones Nacionales las líneas Quilapilún – Los Maquis y la subestación Los Maquis.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

9. COLBUN TRANSMISIÓN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	CAPITULO I BASES ADMINISTRATIVAS DEL ESTUDIO. 2 DE LOS SERVICIOS A CONTRATAR	Dice: "La elaboración y presentación de los resultados de los Estudios deberá realizarse en planillas autocontenidas, en los formatos y desagregación definidos por la CNE para efectos de los Estudios." En nuestra opinión, deberían darse a conocer los formatos de la presentación de los resultados de los estudios a los proponentes en las Bases de licitación.	Incorporar en las Bases un Anexo con el formato y desagregación definidos por la CNE para las planillas autocontenidas para la elaboración y presentación de los resultados de los Estudios.	Se rechaza la observación. La materia observada no corresponde al proceso de calificación de instalaciones de transmisión.
2	CAPITULO I BASES ADMINISTRATIVAS DEL ESTUDIO. 7 DE LA OFERTA Y SUS ANTECEDENTES	Dice: "a) Oferta Técnica: Ver Capítulo II de las presentes Bases." En el punto 7.1 de las Bases Administrativas se refiere a que se tiene que remitir al Capítulo II de las Bases.	Se solicita que la frase sea cambiada por: "a) Oferta Técnica: Ver punto 7.1 de las presentes Bases Administrativas."	Se rechaza la observación. La materia observada no corresponde al proceso de calificación de instalaciones de transmisión.
3	CAPITULO I BASES ADMINISTRATIVAS DEL ESTUDIO. 8 EVALUACIÓN DE LAS OFERTAS 8.2 Evaluación Técnica	Se divide la evaluación técnica en cinco puntos, comprendidos desde la letra A a la letra E, transfiriéndoles un porcentaje de ponderación a cada uno. Para las letras B y C este porcentaje está claramente expresado en el título de la letra, pero en las demás letras (A, D y E), está al final del párrafo.	Dejar claramente expresados los porcentajes de ponderación en el comienzo de cada letra, tal cual como lo hecho en las letras B y C (y en los subíndices de esta).	Se rechaza la observación. La materia observada no corresponde al proceso de calificación de instalaciones de transmisión.
4	CAPITULO I BASES ADMINISTRATIVAS DEL ESTUDIO. 8 EVALUACIÓN DE LAS OFERTAS 8.3 Evaluación económica y 8.4 Evaluación Final	Dejar en un mejor formato las formulas y especificar debajo de éstas a qué se refiere cada dato de entrada con su subíndice.	Mejorar formato.	Se rechaza la observación. La materia observada no corresponde al proceso de calificación de instalaciones de transmisión.
5	CAPITULO II BASES TÉCNICAS DE LOS ESTUDIOS. 5. De los resultados de estudio 5.3 Formatos de presentación	Dice: "Las empresas integrantes del respectivo segmento de transmisión y/o sistema zonal deberán poner a disposición del Consultor todos los antecedentes que este solicite a fin de determinar la caracterización y topología". Esto deja a las empresas con la responsabilidad de poseer la totalidad de la información que el Consultor solicite.	Se solicita que la frase sea cambiada por: "Las empresas integrantes del respectivo segmento de transmisión y/o sistema zonal deberán poner a disposición del Consultor todos los antecedentes que estas dispongan y que sean solicitados a fin de determinar la caracterización y topología".	Se rechaza la observación. La materia observada no corresponde al proceso de calificación de instalaciones de transmisión.

10. COMPAÑIA MINERA DOÑA INES DE COLLAHUASI SCM

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	General	<p>No parece técnicamente correcto calificar instalaciones a través de análisis en los que se prescinde de instalaciones de transmisión del sistema eléctrico. Entendemos que lo correcto y teóricamente aceptable, es simular fallas con la profundidad y duración señaladas en la NTSyCS.</p> <p>En particular, los estándares de diseño del sistema de transmisión tienen un alto nivel de exigencia técnico y redundancia de operación, si a esto, se suma un análisis en extremo exigente asociado a “quitar instalaciones” del sistema, se pueden obtener resultados poco eficientes e inconsistentes con la realidad operativa del sistema interconectado.</p>	Se solicita presentar los análisis técnico – económicos que justifican la aplicación del criterio de prescindencia, indicando, en particular, qué tan recurrente es esta situación en el sistema eléctrico Chileno.	No se acoge la observación. Específicamente, el ejercicio de prescindencia es un ejercicio teórico para determinar los efectos que la operación de la instalación bajo análisis produce al resto del sistema, y se aviene con lo dispuesto en el artículo 76°, inciso segundo de la Ley. Por su parte, respecto a la referencia que se realiza a la NTSyCS, cabe señalar que esta es aplicable a todas las instalaciones del sistema independiente de la calificación que ellas presentan, y por tanto, no puede ser considerada como un elemento diferenciador entre instalaciones del sistema, que es el objeto central del proceso de calificación.
2	Sección 5.1. Análisis de Instalaciones Radiales	<p>Para la proyección de demanda se utiliza como base la demanda máxima de potencia, en MW, de los clientes para el año 2016, la cual se proyecta en función de la proyección de demanda realizada por la Comisión de acuerdo a la sección 4.4.</p> <p>En general el objetivo primario de los informes de licitaciones, que se utilizan como base para la proyección de demanda de clientes regulados en esta instancia, es proyectar el consumo de energía eléctrica (GWh/año), y no tiene la intención de proyectar demanda máxima anual.</p> <p>El crecimiento de la demanda máxima anual no necesariamente sigue la misma tendencia del crecimiento del consumo de energía eléctrica. Recientemente se ha observado un desacople entre el crecimiento de la demanda de energía y la demanda máxima del sistema. Por ejemplo, se publicó que la demanda máxima del sistema eléctrico nacional aumentó un 7,3% el año 2017, mientras el consumo la generación acumulada aumentó sólo un 1,4% en el mismo periodo.</p> <p>A nuestro juicio, la metodología para proyectar la demanda máxima en el periodo de análisis está abierta, ya que el estudio de licitaciones que se toma como referencia en este caso cubre proyección de consumo de energía, no demanda máxima de los clientes regulados.</p>	Se solicita mejorar la proyección de demanda, considerando un análisis más detallado de la demanda máxima de sistema.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
3	En la Sección 5.2.4, Calificación de Tramos de Transporte en Nivel de Tensión Inferior a 220 kV	"Para precisar y encontrar el conjunto de mallas de análisis a estudiar se utilizó como estadígrafo los factores GLDF de los usuarios finales sobre los tramos de transporte, considerando que si el GLDF de los clientes regulados es mayor o igual a un 50% sobre un tramo en análisis, entonces el tramo de transporte resulta esencialmente dispuesto para el abastecimiento de clientes regulados, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión zonal. Por otra parte, utilizando el mismo estadígrafo, si los GLDF de los clientes libres es mayor o igual al 90% sobre un tramo en análisis, este tramo se encuentra esencialmente dispuesto a este conjunto de usuarios, y su forma de operación no producirá impactos o modificaciones significativas en el	Se solicita cambiar y/o complementar dicho criterio simulando contingencias.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>resto del sistema, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión dedicado.</p> <p>Una vez utilizado el estadígrafo mencionado en el párrafo precedente, se revisaron las mallas de análisis. En el caso de que al prescindir de algún tramo de transporte no exista energía no suministrada respecto al caso base, de acuerdo al artículo 68 se verificó si es que existen aumentos significativos de los costos marginales, entendiéndose como aumento significativo una variación de un 10% en las barras bajo estudio respecto al caso base. En caso de no existir diferencias, entonces se revisaron los perfiles de tensión, respecto al caso base, de acuerdo a lo señalado en los artículos 68 y 69 de la Resolución Exenta N° 743. Específicamente respecto del punto anterior, se consideró que en caso de que una subestación que abastece a clientes regulados se encuentra fuera del rango de los perfiles de tensión, entonces dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>En el caso de que no se cumplió ninguna de las hipótesis antes mencionadas, el respectivo tramo de transporte es calificado como parte del sistema de transmisión dedicada."</p> <p>La RE 743, artículo 68, indica: "Aquellas instalaciones que fueron analizadas conforme a lo dispuesto en el artículo precedente, y que no fueron calificadas como pertenecientes a los sistemas de transmisión zonal, se someterán a un nuevo análisis para verificar los impactos o modificaciones significativas que ellas generan en la operación del resto del sistema..."</p> <p>Luego, pareciera que hay inconsistencia en utilizar los GLDF como una señal para definir impactos en la operación del sistema.</p>		
4	<p>En la Sección 5.2.5, Calificación de Tramos de Transporte en Nivel de Tensión Igual a 220 kV</p>	<p>En el proceso de análisis de prescindencia de instalaciones y evaluación de afectación de la operación del sistema, al aplicar los criterios definidos en el Artículo 70 de la RE 743, se definió como aumento significativo de flujo en el sistema de transmisión nacional respecto del caso base un umbral de 10%. El informe no plantea un análisis para definir dicho umbral (10%). El umbral de 10% no está definido en el artículo 70 de la RE 743, literal a).</p> <p>En el proceso análisis de prescindencia de instalaciones y evaluación de afectación de la operación del sistema, al aplicar los criterios definidos en el Artículo 70 de la RE 743, se definió como aumento significativo de costos marginales, cuando al comparar con el caso base, estos aumenten al menos un 10%. El informe no plantea un análisis para definir dicho umbral (10%). El umbral de 10% no está definido en el artículo 70 de la RE 743, literal b).</p> <p>No queda claro la estabilidad del resultado ante cambios en el porcentaje de 10%.</p>	<p>Se solicita aclarar y justificar la selección del umbral del 10%.</p>	<p>Se acoge la observación. El criterio de aumento relevante de flujos en los distintos tramos de transporte definidos como parte del sistema de transmisión nacional, se debe a lo dispuesto en el artículo 74° de la actual LGSE, en el cual se señalada que "frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas", junto con lo dispuesto al artículo 87 de la misma LGSE en el que se señala que "el proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente", que de acuerdo a lo establecido en los criterios utilizados para la</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>planificación de la transmisión, se considera una holgura de un 10% en las redes de transmisión; por lo tanto un aumento en un 10% en el flujo de una instalación de transmisión nacional, podría gatillar la utilización de la holgura, con la consiguiente expansión que aquello conllevaría.</p> <p>Respecto a los efectos en los costos marginales, esta se justifica por la consideración de lo establecido en el artículo 87°, literal B de la Ley, en relación a la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio. En relación al 10% de tolerancia para medir las variaciones de precios o costos marginales, se considera adecuado este guarismo en la medida que también es utilizado para hacer una comparación de precios y sus efectos, particularmente en la tolerancia establecida para medir la variación de cuenta final en el marco del cálculo de la Equidad Tarifaria Residencial, en relación al promedio de las cuentas tipo.</p>
5	5.3. Análisis de Continuidad de Instalaciones Nacionales, Zonales y Dedicadas	No se entiende el criterio de continuidad ni con la explicación del presente informe, ni con la lectura del artículo 76 de la RE 743.	Se solicita aclarar en detalle cómo se aplica este criterio y cuál es su razonabilidad técnico-económica.	Se acoge parcialmente la observación. El criterio será explicado a través de un ejemplo en el Informe Técnico Final, y su aplicación nace a través de lo dispuesto en la Res. Ex. N° 743, la cual tiene su alcance en la definición de segmentos de la actual LGSE, específicamente el artículo 73°. Sin perjuicio de lo anterior, en el artículo 74° se cita que "el sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común", por lo tanto, la continuidad de este segmento tiene una exigencia distinta al resto de los segmentos del sistema de transmisión.

11. COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.3.1. Tramos de Subestación	El tramo SE-D_102 "E1 Lircay 066->Maule" está calificado como un tramo de SE Dedicada, sin corresponder sólo a subestación, sino que además incluye un tramo de línea.	Se propone reemplazar el tramo SE-D_102 por la SE "Maule"	Se acoge la observación parcialmente. El tramo de subestación Maule ya se encuentra identificado y calificado, sin perjuicio de lo anterior, no será considerado el tramo mencionado por el observante para efectos de identificarlo como tramo de subestación.
2	3.2.2. Tramos de transporte	El tramo D_143 y D_144, "Lircay 066 -> E1 Lircay 066 -> Maule 066" y "E1 Lircay 066 -> Maule 066 -> Maule 066", respectivamente, corresponden nominalmente a más de un tramo de transmisión, no respetando la nomenclatura habitual para segmentos de transporte utilizada en el documento.	Se propone reemplazar los tramos D_143 y D_144 por "Lircay 066 -> E1 Lircay 066" y "E1 Lircay 066 -> Maule 066", respectivamente.	No se acoge la observación. Se presenta una nomenclatura distinta para presentar los tramos de transporte cuando existen estructuras intermedias.
3	3.2.2. Tramos de transporte	Los tramos D_437, D_438 y D_439 incorporan como uno de sus extremos la subestación "Pozo Almonte PMT", sin corresponder a un elemento eléctrico real, si no uno utilizado en la modelación.	Se propone utilizar el elemento "Pozo Almonte PMT" sólo para fines de la modelación y no para la etapa final de clasificación.	No se acoge la observación. Para efectos de modelación y calificación deben ser utilizados, debiendo ser consistentes en la calificación que presenta el transformador en sí mismo, siendo funcional también para el proceso de valoración de instalaciones de transmisión.
4	3.3.2. Tramos de transporte	El tramo D_426 Nueva Chuquicamata 220->Calama 220 está calificado como "Dedicado", siendo que esta línea de transmisión se encuentra en proceso de licitación para su construcción como obra Nueva de transmisión del Sistema Nacional.	Se propone incorporar este tramo como parte de las instalaciones de Transmisión Nacional.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
5	3.4.1. Tramos de Subestación	Se presenta "Salta" como subestación perteneciente al Sistema de Transmisión Internacional de Interés Privado, sin embargo, esta subestación no pertenece al sistema eléctrico chileno, sino al argentino.	Se propone eliminar esta subestación del informe, por tratarse de una instalación que no pertenece al sistema eléctrico chileno.	Se acoge la observación. El tramo de subestación Salta no será considerado como instalación a calificar, sin perjuicio de su modelamiento para efectos de calificar el tramo de transporte Andes 345->Salta 345.
6	4.7 y anexo BD OSE Centro - Sur	La naturaleza del recurso eólico es estocástica de forma relevante, sin embargo, el modelo de simulación de la operación en el tiempo no lo considera así.	Se propone modelar las centrales eólicas con producción aleatoria, aprovechando que se modela como central hidráulica de pasada, pero generando matrices de generación aleatoria basándose, por ejemplo, en los registros históricos de centrales existentes.	No se acoge la observación. Dado que se tiene una data limitada que permite correlacionar la producción eólica con la hídrica, no es posible relacionar a una serie hidrológica la producción eólica para los (56+3) años de data.
7	4.9, 4.10	Respecto de la modelación empleada en OSE2000 para las redes de transmisión zonales, en particular la correspondiente a casos enmallados en tensiones inferiores a 66 kV (subestaciones AT/MT principalmente), y considerando que la adecuada representación de flujos de carga en corriente continua están restringidos por la relación entre la resistencia y la reactancia de los elementos ($X \ll R$), no serían confiables dichos flujos de carga, y por ende la operación de las instalaciones.	Se propone modelar en OSE2000 sólo las redes que cumplan la relación indicada y emplear modelos AC para representar las instalaciones de menor nivel de tensión (66 kV o menos), acoplado ambas operaciones considerando los resultados OSE2000 como los aportes del sistema mayor a 66 kV en los	No se acoge la observación. En redes con tensiones de niveles hasta 110 kV, la componente resistiva se asemeja en mayor medida a la reactancia, razón por lo cual el considerar solo reactancias para determinar los flujos entrega resultados imprecisos. Producto de lo formulación matemática utilizada para la

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			que lo requieran hacia el sistema de tensión menor o igual a 66 kV.	simulación de la operación económica, en este proceso, que permite mejorar la precisión de los resultados en flujo DC en las redes mencionadas precedentemente, es utilizar el módulo de la impedancia en sustitución de la reactancia, entregando resultados más precisos.
8	4.10	En la metodología se supuso el análisis para la condición hidrológica correspondiente a la mediana, lo cual no necesariamente representa una condición altamente probable para la utilización de las redes de transmisión.	Se propone elegir 3 condiciones hidrológicas, representativas de escenarios húmedo, medio y seco, eligiendo entre ellas, la condición de operación más exigente para cada análisis de prescindencia.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
9	5	En diversas subestaciones del sistema eléctrico existen transformadores de reserva para atender indisponibilidades de otras unidades. En el informe no se indica la forma en que fueron considerados estos transformadores en las evaluaciones.	Se propone indicar la forma en que se abordó la existencia de unidades transformadoras en la aplicación de la metodología.	Se acoge esta observación. La calificación se realiza por tramos, por ende, en el caso de los transformadores en reserva, ellos recibirán la misma calificación que el tramo al cual sirven.
10	5.1.1, 5.2.4	De la redacción del capítulo, no es claro que para los efectos de la verificación de las hipótesis de prescindencia, se considere el hecho que frente a la salida de servicio de una línea que se transforma en radial porque la contigua está normalmente abierta, frente a la salida de dicha línea, se considere la posibilidad de cerrar aquella que antes de la contingencia estaba normalmente abierta.	Si lo indicado en la observación no está considerado, se propone considerar la posibilidad de cerrar la línea normalmente abierta luego de la exclusión de la línea contigua con motivo del análisis de prescindencia.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Específicamente respecto de este punto, se debe mantener en el análisis la condición del caso base.
11	5.2.4	Respecto de los análisis de prescindencia en lo referente a la evaluación de las condiciones de abastecimiento (energía no suministrada a clientes regulados), y de impacto en el perfil de tensiones para las redes enmalladas que interconectan subestaciones primarias de distribución, no se desprende del informe si se consideró la posibilidad de apoyo vía distribución y/o traspasos de cargas de la red de transmisión para verificar si se activan las hipótesis de impacto en el perfil de tensiones y/o en la energía no suministrada.	Confirmar que los análisis de prescindencia se realizaron considerando lo descrito en la observación, de no ser así, se propone incluirlo, ya que podría modificar la calificación de algunas instalaciones.	No se acoge la observación. De acuerdo a lo dispuesto en la Res. Ex. N° 743 de 2017, la calificación de los tramos de transporte AT/MT se realiza a través de lo dispuesto a lo señalado en el Capítulo 3 de dicha resolución, específicamente en su primer epígrafe; en general este tipo de instalaciones se considera que se encuentra en los extremos de las redes de transmisión, siendo útil para su calificación lo que se encuentra conectado a ella, desde el punto de vista de los consumos y generación
12	5.2.4	Se indica en el informe, que el escenario base para realizar los análisis, se extrae de los resultados del modelo de simulación a diciembre de 2021, rescatando las máximas utilidades de los tramos. En rigor, el comportamiento y máxima utilización del cada tamo, no necesariamente se da en diciembre, puede darse en otro mes. Como se utilizan los factores GLDF para generalizar los análisis, creemos que hay que ser cuidadoso con ellos, ya que estos factores poseen propiedades relacionadas con las hipótesis de su cálculo que no harían representativa su aplicación para otros puntos de operación; por ejemplo, la restricción de linealidad de la red (mientras más baja tensión, mayor es el impacto de "r" y por tanto de las pérdidas y del requisito de crecimiento escalado proporcional de los consumos entre escenarios, lo cual no necesariamente es así en los distintos meses del año.	Se propone realizar un barrido las utilidades máximas de todos los meses del período relevante y elegir para el análisis específico siguiente, aquella condición (independiente del mes) que corresponda a la mayor utilización del tramo.	No se acoge la observación. En redes con tensiones de niveles hasta 110 kV, la componente resistiva se asemeja en mayor medida a la reactancia, razón por lo cual el considerar solo reactancias para determinar los flujos entrega resultados imprecisos. La formulación matemática utilizada para la simulación de la operación económica, en este proceso, que permite mejorar la precisión de los resultados en flujo DC en las redes mencionadas precedentemente, es utilizar el módulo de la impedancia en sustitución de la reactancia,

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				entregando resultados más precisos. Por otra parte, respecto al horizonte de evaluación, a materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.

12. EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3. Calificación de instalaciones de transmisión para el cuadrienio 2020-2023 Tablas 3.1.1, 3.2.1 y 3.3.1.	No se especifica la calificación de los paños de retiro de una subestación o la pertenencia de ellos a algún tramo de subestación.	<p>Calificar e incluir los siguientes paños de retiros regulados a tramos de subestación zonal:</p> <p>Tramo Subestación Antofagasta</p> <p>C3 Alimentador 14 de Febrero</p> <p>C6 Alimentador Sur</p> <p>C1 Alimentador Mall Plaza-1</p> <p>C2 Alimentador Mall Plaza-2</p> <p>Tramo Subestación Chapiquiña</p> <p>E1 Alimentador Chungará</p> <p>E2 Alimentado Putre</p> <p>Tramo Subestación Pozo Almonte</p> <p>E1 Alimentador Pampino</p> <p>E2 Alimentador El Carmelo</p> <p>Tramo Subestación Tamarugal</p> <p>E1 alimentador Hospicio</p> <p>E3 alimentador Pica</p> <p>E4 alimentador Huara</p> <p>Tramo Subestación CD Arica</p> <p>C1 Alimentador Centro</p> <p>C2 Alimentador Industrial</p> <p>Tramo Subestación Dolores</p> <p>E1 Alimentador Eliqsa</p>	Se acoge parcialmente la observación. La calificación de paños de alimentadores de empresas concesionarias de distribución, se encontrarán contenidos en el Informe Técnico Final.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Tramo Subestación Arica C2 Alimentador Azapa C7 Alimentador Tucapel		
2	5. Calificación de instalaciones de transmisión. 5.1.2. Calificación de instalaciones radiales	En aquellos casos de instalaciones radiales con uso mixto, se considera la capacidad máxima de generación conectada, y no se discrimina tecnología o factor de planta. Por ejemplo, una planta fotovoltaica (FV) tiene generación solamente unas 10 horas diarias, y una planta diésel, prácticamente no es despachada, ya que corresponde a generación de respaldo y emergencia. Si se considera la energía promedio o esperada que inyectan este tipo de centrales, el consumo regulado conectado a la misma barra podría ser superior a la inyección promedio. Luego, la instalación calificaría como zonal.	Considerar como criterio de calificación, la potencia media en base a la energía esperada para las centrales conectadas a subestaciones, dentro del horizonte de evaluación de cuatro años, según despacho económico y no la potencia instalada.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
3	5. Calificación de instalaciones de transmisión. 5.2.3. Calificación de instalaciones de transmisión zonal en tensión inferior a 220kV	En el informe se considera a los transformadores de poder como tramos de transporte, lo cual iría en contradicción con la definición de tramo de subestación, ya que ésta considera como tramo de subestación al conjunto de instalaciones comunes ubicadas al interior de la S/E y cuyo uso no es atribuible a un tramo de transporte en particular. Por otro lado, el tramo de transporte está definido como compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones para conformar una línea de transmisión.	Considerar a los transformadores de poder como parte de los tramos de subestación	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
4	5. Calificación de instalaciones de transmisión. 5.1. Análisis de instalaciones radiales	El informe considera la aplicación del criterio establecido en el artículo 61 de la Resolución Exenta N°743 publicada el 29 de diciembre de 2017 y que indica que la instalación será calificada como dedicada o zonal de acuerdo a la proporción existente entre capacidad instalada y demanda máxima, siendo declarada zonal sólo si el 50% demanda máxima de los clientes regulados es mayor a la suma de la capacidad instalada de generación y clientes libres. Este criterio contradice lo considerado en los últimos procesos de calificación, al poner como condición de calificación zonal que la demanda máxima de retiros zonales sea el doble de la suma de potencia instalada de generación y retiros libres.	Considerar que una instalación tenga calificación zonal si la demanda máxima sometida a regulación de precios es superior al 10% de la demanda total. En caso de existir generación conectada, la calificación zonal debe darse cuando la demanda máxima regulada sea superior al 10% de la suma de la demanda máxima libre más la generación media esperada de las unidades conectadas.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.
5	4.13 Horizonte de análisis.	El informe considera un escenario de simulación de despacho económico para la calificación de instalaciones fijado en la mitad del periodo cuadrienal (diciembre de 2021), con esto se sesga el análisis debido a la consideración de un escenario único de operación del sistema que no representaría necesariamente las necesidades reales de abastecimiento en la totalidad del periodo de 4 años, sino que se estaría calificando en base a lo observado en la primera mitad del periodo, sin considerar los planes de expansión que entran en servicio y los incrementos de la demanda.	Extender el análisis de calificación a los 4 años que comprende el periodo tarifario, de modo de calificar las instalaciones por el uso que se hará de ellas durante todo el horizonte de evaluación.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
6	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a la subestación CD ARICA como dedicado, no obstante esta calificación no corresponde ya que: 1) No se consideran los retiros regulados de EMELARI que existirán dentro del cuatrienio de análisis y cuyos paños están instalados en la S/E CD ARICA. En el archivo "DemandaAjustada_20171219.csv" los retiros aparecen con valor nulo al igual que en el modelo DigSilent que se adjuntó en los anexos del informe. El retiro informado por la empresa distribuidora EMELARI es de 10,7 MW a través de dos puntos de conexión a la barra de 13.8 kV de la S/E CD ARICA. 2) La generación de la S/E CD ARICA, debido a su costo variable, tiene un bajo factor de planta, por lo cual es despachada solamente en ciertos escenarios puntuales de	1) Considerar dentro del análisis y modelación del sistema los retiros de EMELARI en S/E CD ARICA (10,7 MW) y el nivel de generación esperado para las unidades Diésel. 2) Agregar la S/E CD ARICA al listado de Tramos de Subestación del punto 3.2.1. (Calificación zonal)	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Adicionalmente los antecedentes utilizados para la proyección de demandas son los dispuestos en el Informe Técnico Final.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		operación. Así, la subestación será utilizada principalmente por los retiros regulados de EMELARI.		
7	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación ARICA como dedicado, no obstante esta calificación no corresponde ya que: 1) La subestación tiene su transformador Arica 066->Arica 13.2 calificado como zonal, con lo que se reconoce la existencia de retiros regulados que dependen de la subestación. 2) El abastecimiento de los retiros regulados de EMELARI en S/E CD ARICA depende de la operación de S/E ARICA, por lo tanto, es necesaria para asegurar el suministro regulado desde el sistema nacional en POZO ALMONTE. 3) El transformador ARICA 110 - ARICA 66 es considerado como dedicado, no obstante este es requerido para conectar los consumos de S/E CD ARICA y de S/E ARICA. 4) En la subestación existen equipos de compensación reactiva que son operados frente a contingencias de la línea CÓNDORES - PARINACOTA, luego de cerrar el TAP OFF QUIANI, lo que es necesario para mantener los niveles de tensión dentro de los rangos de la Norma Técnica. S/E Arica cuenta con un reactor y un banco de condensadores en 13,8 kV.	1) Considerar dentro del análisis los retiros de EMELARI que dependen de S/E ARICA, en casos de emergencia y los conectados desde S/E CD ARICA en forma permanente. (Nuevos consumos declarados por EMELARI) 2) Agregar la S/E ARICA al listado de Tramos de Subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal) 3) Agregar el transformador ARICA 110 - ARICA 66 al listado de tramos de subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal) 4) Considerar dentro de los elementos comunes de la subestación ARICA, la compensación reactiva existente. (Calificación Zonal)	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Adicionalmente los antecedentes utilizados para la proyección de demandas son los dispuestos en el Informe Técnico Final.
8	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación CHAPIQUIÑA como dedicado, no obstante esta calificación no corresponde ya que: 1) Parte de la subestación abastece de energía a los alimentadores denominados Putre y Chungará que son retiros regulados, por lo que la operación de la subestación es necesaria para su suministro. 2) En los últimos procesos de calificación de instalaciones se ha declarado al transformador 66/23kV como zonal, por el uso exclusivo para los retiros regulados.	1) Considerar dentro del análisis los retiros de los alimentadores PUTRE y CHUNGARÁ que dependen de S/E CHAPIQUIÑA. 2) Considerar el transformador Chapiquiña 066-> Chapiquiña 023 junto a sus paños de conexión y los paños de retiro, como un tramo de subestación zonal, y agregarlo al listado de Tramos de Subestación del punto 3.2.1. (Calificación zonal)	Se acoge parcialmente la observación. El tramo será incluido, pero su calificación será resultado de los análisis desarrollados en el Informe Técnico Final.
9	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica al Tap Off trifásico DOLORES y a los Tap Off monofásicos; MAL PASO, CHIZA, CERRO BALCÓN y CUYA como dedicados, no obstante esta calificación no corresponde ya que: 1) Todos los Tap Off anteriores son parte de la línea Arica-Pozo Almonte que suministra al área de concesión de la empresa de distribución EMELARI en Arica. Esta línea abastece a clientes territorialmente identificables en caso de emergencias (respaldo) y/o situaciones de mantenimiento programado de las instalaciones de transmisión que abastecen la ciudad de Arica. 2) Aumentarán sus retiros regulados en el cuatrienio 2020-2023. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional en su "Informe Propuesta Expansión Coordinador de Enero 2017", establece que el TAP DOLORES tendrá un aumento en sus retiros regulados por lo que recomienda ampliaciones zonales en el próximo periodo de análisis, es decir, en el proceso 2020-2023. 3) El abastecimiento de los retiros regulados depende de la operación de estos TAP OFF, por lo tanto, son necesarios para asegurar el suministro regulado conectado a la línea ARICA-POZO ALMONTE. 4) Históricamente estos TAP OFF han sido calificados zonales dentro de los procesos de calificación anteriores, cambiando su calificación solamente por el cambio de criterio del artículo N°61 de la Resolución Exenta N°743.	1) Agregar Tap Off trifásico DOLORES y los Tap Off monofásicos; MAL PASO, CHIZA, CERRO BALCÓN y CUYA al listado de Tramos de Subestación del punto 3.2.1. (Calificación zonal) 2) Agregar el transformador Dolores 023->Dolores 13.8 al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1 (calificación zonal). 3) Agregar el transformador Dolores 110>Dolores 023 al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1. (calificación zonal). 4) Agregar los transformadores monofásicos de los Tap Off MAL PASO, CHIZA, CERRO BALCÓN y CUYA al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1. (calificación zonal).	Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Sin perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
10	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación MEJILLONES como dedicado, no obstante esta calificación no corresponde ya que: 1) La subestación tiene su transformador Mejillones PMT->Mejillones 13.8, Mejillones 220->Mejillones PMT, Mejillones PMT->Mejillones 110, calificado como zonal, con lo que se reconoce la existencia de retiros regulados que dependen de la subestación. 2) Esta subestación considera una expansión dentro del "Proceso Zonal AD-HOC 2017", nuevo transformador zonal 220/23kV, por lo que en virtud a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley. 3) La central NORACID, conectada a la subestación, es usada para autoconsumo de la planta Noracid, por lo que solo inyecta al sistema sus excedentes por 17MW máximos. 4) La subestación MEJILLONES abastece la zona de concesión de la empresa de distribuidora ELECDA, territorialmente identificable. 5) El transformador 23/13.2 kV ha sido calificado en procesos anteriores como zonal por lo cual ha sido reconocido como utilizado en el abastecimiento de retiros regulados.	1) Agregar S/E MEJILLONES al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal), 2) Agregar el nuevo transformador Mejillones 220/23kV (calificación Zonal en el proceso Ad-Hoc) y el transformador Mejillones 23/13.2 kV al tramo de subestación Mejillones.	Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Sin perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas
11	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación ANTOFAGASTA como dedicado, no obstante esta calificación no corresponde ya que: 1) La subestación tiene su transformador Antofagasta 110->Antofagasta 13.8 calificado como zonal, con lo que se reconoce la existencia de retiros regulados que dependen de la subestación. 2) El abastecimiento de los retiros regulados de ELECDA dependen de la operación de S/E ANTOFAGASTA, por lo tanto, es necesaria para asegurar el suministro regulado. 3) Esta subestación considera una expansión dentro del "Proceso Zonal AD-HOC 2017", seccionamiento de barra principal de 110 kV, por lo que en virtud a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley. 4) La subestación ANTOFAGASTA está dentro de la zona de concesión de la empresa de distribuidora ELECDA, por lo que abastece clientes regulados territorialmente identificables.	Agregar S/E ANTOFAGASTA al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal)	Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Sin perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas
12	3.2 Sistema de Transmisión Zonal 3.2.2 Tramos de Transporte	El informe de calificación indica que el transformador Tocopilla 005>Tocopilla 023 corresponde a un tramo de transporte zonal. Sin embargo, bajo el criterio de la R. Exenta 743, el transformador sería parte de un tramo subestación.	Considerar el transformador Tocopilla 005>Tocopilla 023 junto a sus paños de conexión, como un tramo de subestación zonal, y agregarlo al listado de tramos de subestación del punto 3.2.1. (Calificación zonal)	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
13	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación CAPRICORNIO como dedicado, no obstante esta calificación no corresponde ya que: 1) La subestación tiene su transformador Capricornio 220 - Capricornio 110 calificado como zonal, con lo que se reconoce la existencia de retiros regulados que dependen de la subestación.	Agregar S/E CAPRICORNIO al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal)	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2) Esta subestación considera una expansión dentro del "Proceso Zonal AD-HOC 2017", Autotransformador de 80MVA, por lo que en virtud a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.</p> <p>3) La subestación Capricornio conecta la línea Capricornio-Antofagasta y Capricornio-Alto Norte hacia la zona de concesión de la empresa de distribución ELECDA, abasteciendo clientes regulados territorialmente identificables.</p>		Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas
14	<p>3.3.Sistema de transmisión dedicado</p> <p>3.3.2 Tramos de transporte</p>	<p>Dentro del listado de tramos de transporte se califican los transformadores Pozo Almonte 220->Pozo Almonte PMT, Pozo Almonte PMT->Pozo Almonte 110, Pozo Almonte PMT->Pozo Almonte 13.8 y Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066, ubicados en la subestación POZO ALMONTE como dedicados, no obstante estos debiesen recibir calificación nacional:</p> <p>1) Los transformadores existentes en la S/E Pozo Almonte reciben el flujo desde el sistema nacional y lo llevan hasta los consumos regulados existentes aguas abajo en el sistema.</p> <p>2) Han sido calificados en procesos anteriores como zonales, por lo tanto, se les ha reconocido como utilizados por retiros regulados.</p> <p>3) Al haber una contingencia en cualquiera de ellos existiría energía no suministrada tanto para el tramo de subestación zonal Tamarugal como para los retiros regulados existentes en los alimentadores Pampino y Carmelo</p>	<p>Agregar al tramo de subestación POZO ALMONTE los transformadores: Pozo Almonte 220->Pozo Almonte PMT Pozo Almonte PMT->Pozo Almonte 110 Pozo Almonte PMT->Pozo Almonte 13.8 Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066</p>	Se rechaza la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
15	<p>3.3. Sistema de Transmisión dedicado</p> <p>3.3.2.Tramos de Transporte</p>	<p>Dentro del informe se ha calificado la línea ARICA-POZO ALMONTE como dedicada, no obstante esta calificación no es adecuada debido a que:</p> <p>1) La línea ARICA-POZO ALMONTE abastece consumos regulados de la empresa distribuidora EMELARI, en Arica, frente a situaciones de emergencia (respaldo) y como apoyo al mantenimiento del sistema de transmisión zonal Cóndores-Parinacota. Además, la línea tiene conectada a lo largo de su trazado subestaciones monofásicas; TAP MAL PASO, TAP CHIZA, TAP CERRO BALCÓN y TAP CUYA, así como subestaciones trifásicas como DOLORES y VITOR, que cuentan con consumos regulados.</p> <p>2) El Coordinador Eléctrico Nacional en su informe "Propuestas de Expansión Nacional 2017" enuncia que al momento del cierre del Tap-Quiani, la línea Arica-Pozo Almonte realiza el abastecimiento regulado para zona Arica (en S/E PARINACOTA y S/E CHINCHORRO), por lo que existen escenarios de contingencia en los cuales la línea es imprescindible para el suministro de clientes regulados.</p> <p>3) En el informe se realiza el análisis de calificación segmentando la línea ARICA-POZO ALMONTE en tramos separados por los distintos Tap Off, siendo la mayoría de ellos "monofásicos" y sin equipos de maniobra en 110kV, es decir, no existen en la línea subestaciones seccionadoras. De este modo, la falla en cualquiera de sus tramos provoca la salida inmediata y completa de la línea, dejando sin suministro a todos los Tap Off conectados y a la subestación ARICA.</p> <p>4) Corresponde a una línea de transmisión que abastece a clientes regulados dentro de una zona territorialmente identificable (zona concesión distribuidora eléctrica) por lo</p>	<p>Agregar la línea ARICA-POZO ALMONTE al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal).</p>	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		tanto en virtud del artículo N°60 de la Resolución Exenta N°743, debe ser declarada zonal.		
16	3.3. Sistema de Transmisión dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte	Dentro del informe se ha calificado la línea ARICA-CD ARICA como dedicada, no obstante esta calificación no es adecuada debido a que: 1) La línea conecta los consumos regulados de EMELARI en S/E CD ARICA que entrarán en servicio durante el primer trimestre de 2017 (10,7 MW). 2) Las unidades Diésel disponibles en la subestación no son despachadas regularmente debido a su costo variable, por lo que tienen un bajo factor de planta. 3) La contingencia simple de la línea ARICA - CD ARICA causaría energía no suministrada de los retiros de EMELARI.	Agregar la línea ARICA-CD ARICA al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)	No se acoge la observación. Los antecedentes utilizados para la proyección de demanda son los dispuestos en el Informe Técnico Final.
17	3.3. Sistema de Transmisión dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte	Dentro del informe se ha calificado la línea POZO ALMONTE-TAMARUGAL, en específico el tramo entre TAP TAMARUGAL y POZO ALMONTE como dedicada, no obstante esta calificación no es adecuada debido a que: 1) Si bien la central FV LA HUAYCA II tiene una capacidad instalada de 30MW, esta por su naturaleza fotovoltaica tiene un factor de planta menor al 25%, razón por la cual el flujo predominante la mayor cantidad del tiempo tiene dirección Pozo Almonte -> Tamarugal. 2) El Tap Tamarugal no corresponde a una subestación seccionadora, por lo tanto, no es posible hacer una segmentación por tramos. 3) La línea Tamarugal-Pozo Almonte conecta la subestación zonal Tamarugal con la subestación nacional Pozo Almonte, por lo que debe ser calificada como zonal.	Agregar la línea TAMARUGAL-POZO ALMONTE al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
18	3.3. Sistema de Transmisión dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte	Dentro del informe se ha calificado la línea CAPRICORNIO-ANTOFAGASTA como dedicada, no obstante esta calificación no es adecuada debido a que: 1) La línea conecta directamente el flujo que proviene desde el tramo subestación Capricornio (zonal), llevando la energía desde el sistema de 220kV hasta los retiros regulados conectados en S/E ANTOFAGASTA y S/E LA NEGRA, consideradas como zonales. 2) Corresponde a una línea de transmisión que abastece a clientes regulados dentro de una zona territorialmente identificable (zona concesión distribuidora eléctrica) por lo tanto en virtud del artículo N°60 de la Resolución Exenta N°743, debe ser declarada zonal.	Agregar la línea CAPRICORNIO - ANTOFAGASTA al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
19	3.3. Sistema de Transmisión dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte	Dentro del informe se ha calificado la línea CAPRICORNIO-ALTONORTE como dedicada, no obstante esta calificación no es adecuada debido a que: 1) La línea conecta directamente el flujo que proviene desde el tramo subestación Capricornio (zonal), llevando la energía desde el sistema de 220kV hasta los retiros regulados conectados en S/E ANTOFAGASTA y en S/E LA NEGRA, considerados como zonales. 2) Corresponde a una línea de transmisión que abastece a clientes regulados dentro de una zona territorialmente identificable (zona concesión distribuidora eléctrica) por lo tanto en virtud del artículo N°60 de la Resolución Exenta N°743, debe ser declarada zonal.	Agregar la línea CAPRICORNIO - ALTO NORTE al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.

13. EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3. Calificación de instalaciones de transmisión para el Cuadrienio 2020-2023, página 6	<p>En el numeral observado se listan los tramos de subestación y de transporte pertenecientes a los sistemas de Transmisión Nacional, de Transmisión Zonal y de Transmisión Dedicada.</p> <p>Al respecto, no se incluye en la referida calificación los patios de subestación ni a los paños que no forman parte de los tramos de transporte ya definidos, tales como, paños acopladores de barra, seccionadores de barra, de retiros de clientes libres y de alimentadores de media tensión.</p> <p>En atención a lo anterior, se debe incluir dichos elementos, pues no es posible asociarlos unívocamente a alguno de los tramos definidos.</p>	Se debe incorporar los patios de subestación y los paños que no son parte de los tramos de transporte a la calificación de instalaciones del respectivo segmento.	Se acoge parcialmente la observación. Respecto a la calificación de patios y paños de alimentadores de empresas concesionarias de distribución, estos se encontrarán contenidos en el Informe Técnico Final.
2	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, página 49	<p>En el numeral observado se ha incluido como parte del sistema de Transmisión Dedicada a instalaciones que no se encuentran dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de centrales generadoras al sistema eléctrico, pues parte importante de su capacidad es requerida por usuarios sometidos a regulación de precios.</p> <p>Al respecto, es necesario hacer presente que la calificación realizada tiene los siguientes efectos principales:</p> <p>El criterio establecido parece ser contrario al espíritu de las modificaciones introducidas por la Ley de Transmisión, la cual buscó reducir la incertidumbre para los generadores, traspasando los costos de los sistemas de transmisión a los clientes finales.</p> <p>Algunos generadores y clientes libres deberán pagar importantes valores anuales que no consideraron en los flujos al momento de decidir ejecutar sus proyectos o suscribir contratos con clientes finales, ya sean libres o regulados. Esto podría poner en riesgo la continuidad de sus negocios. Algunos ejemplos, considerando los valores anuales de transmisión por tramo (VATT) del Decreto 6T-2017, actualmente en tramitación, son:</p> <p>Cliente libre en SE Alhué 023 deberá pagar más del 50% de la SE Alhué, el transformador Alhué 66/23 kV (278.170 US\$/año) y la LT Santa Rosa – Alhué 66 kV (659.404 US\$/año).</p> <p>Centrales en Angol 023 deberán pagar más del 50% de la transformación Angol 66/23 kV (199.130 US\$/año).</p> <p>Central Coronel conectada en Escuadrón 066 deberá pagar más del 50% de la LLTT Coronel 066->Arenas Blancas 066 (121.424 US\$/año), Arenas Blancas 066->Tap Polpaico 066 (143.042 US\$/año) y Tap Polpaico 066->Escuadrón 066 (73.129 US\$/año).</p> <p>Centrales conectadas en Calama 220, Calama 110 y Valle de los Vientos 110 deberán pagar más del 50% de SE Calama (398.560 US\$/año) y de las LLTT Salar 220->Calama 220 (1.271.000 US\$/año) y Nueva Chuquicamata – Calama 220 kV (recientemente incluida en Decreto de expansión Troncal), entre otras.</p> <p>Centrales solares conectadas en Los Loros 110, Los Loros 023 y Cerrillos 023 deberán pagar más del 50% de SE Los Loros y de las LLTT Copayapu 110->Cerrillos 110 (244.846 US\$/año) y Cerrillos 110->Los Loros 110 (338.811 US\$/año).</p>	Se debe modificar la calificación de instalaciones de Transmisión Dedicada, como resultado de la consideración del resto de las observaciones realizadas.	Se acoge parcialmente la observación, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Central Los Olivos conectada en Olivos 023 deberá pagar más del 50% de la SE Choapa, del transformador Choapa 220/110 kV (1.095.038 US\$/año) y de la LT Los Vilos 220->Choapa 220 (204 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Lo Miranda 015 deberá pagar más del 50% de la transformación Lo Miranda 066->Lo Miranda 015 (520.678 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Pillanlelbún 015 deberá pagar más del 50% de la transformación Pillanlelbún 066->Pillanlelbún 015 (107.983 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Rosario 015 deberá pagar más del 50% de SE Rosario, de la transformación Rosario 066->Rosario 015 (374.967 US\$/año) y de la LT Rosario 066->Chumaquito 066 (181.862 US\$/año).</p> <p>Cliente libre y generador conectados en San Francisco de Mostazal 015 deberán pagar más del 50% de la SE San Francisco de Mostazal, de la transformación San Francisco de Mostazal 066->San Francisco de Mostazal 015 (600.786 US\$/año) y de la LT Tap Graneros 066->San Francisco de Mostazal 066 (165.178 US\$/año).</p> <p>Generador Río Huasco conectado en Tap El Edén 110 deberá pagar más del 50% de Tap El Edén (173.071 US\$/año) y de la LT Vallenar 110->Tap El Edén 110 (13.604 US\$/año).</p> <p>De la misma manera, podría ponerse en riesgo la ejecución de proyectos que hoy se encuentran en desarrollo o lo tienen comprometido (por ejemplo, proyectos asociados al abastecimiento de clientes regulados como resultado de los recientes procesos licitatorios).</p> <p>Se incrementa el riesgo para las empresas transmisoras, al aumentarse la proporción de las instalaciones que deberán ser pagadas, como resultado de negociaciones bilaterales, por los clientes libres o por las centrales de generación.</p>		
3	5.1 Análisis de instalaciones radiales	<p>En el numeral observado se establece que para el caso de instalaciones utilizadas por para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios y/o para el suministro de clientes regulados y/o para la inyección de centrales generadoras, se entenderá que la instalación de transmisión analizada es dedicada en caso que la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios, en caso que corresponda, sea mayor a un 50% a la demanda máxima de clientes regulados. En caso contrario, la instalación será calificada como perteneciente al sistema de Transmisión Zonal.</p> <p>Al respecto, el artículo 76° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que “Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.”</p> <p>Pues bien, de lo anterior, parece entenderse que se ha considerado que una instalación es destinada esencialmente para el suministro a clientes libres o para la inyección de centrales la suma de la capacidad de generación y la demanda de los clientes libres representa al menos el 50% de la suma de la capacidad de generación, la demanda de los clientes libres y la demanda de los clientes regulados.</p> <p>Al respecto, el límite definido (50%) no tiene fundamento, sobre todo si se considera el antiguo artículo 76° de la Ley General de Servicios Eléctricos -previo a la modificación</p>	<p>Se debe incrementar el guarismo definido para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación (50%), de modo que represente adecuadamente dicha situación.</p> <p>Adicionalmente, se debe considerar, para determinar el uso que hacen las centrales de generación y los clientes libres no debe emplearse la suma de potencia inyectada de generación y la demanda de los clientes libres, sino que la diferencia entre la dicha inyección de generación y la demanda de los clientes libres -considerando la diversidad que corresponda-, la que en ningún podrá superar el mayor valor entre dichas variables.</p> <p>Asimismo, se debe considerar para efectos de determinar el nivel de uso de los clientes regulados su potencia conectada, en lugar de su demanda.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>introducida por la Ley de Transmisión- señalaba que “Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.”. Así, como se aprecia, el nuevo artículo 76° parece no establecer cambios relevantes respecto de su redacción anterior, sin perjuicio de lo cual, sí se han introducido cambios que tienen efectos significativos en los criterios empleados para la clasificación de instalaciones, sobre todo considerando que en el pasado se definió que una instalación era de Transmisión Dedicada cuando era usada en más de un 90% por las centrales de generación y los clientes libres.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la aplicación efectuada adolece de algunos errores:</p> <p>Se compara la capacidad de generación con la demanda de los clientes libres y regulados. Sin embargo, una comparación más “justa” debería considerar la potencia inyectada generación y no la capacidad de generación.</p> <p>Alternativamente, se podrían emplear la potencia conectada de los clientes libres y regulados, en lugar de sus demandas, de modo de contrastarla con la capacidad de generación.</p> <p>Se suma directamente la capacidad de generación (inyección) con la demanda de los clientes libres (retiro), en circunstancia que ellas tienen “signo opuesto”. En efecto, la instalación de transmisión no está dimensionada para satisfacer la suma de dichas variables, ya que ellas tienen efectos contrarios, debiendo permitir el tránsito de la diferencia de ellas. Una mejor aproximación sería usar como indicador del uso que hacen de la instalación las centrales de generación y los clientes libres la diferencia entre la potencia inyectada (o la capacidad de generación) y la demanda de los clientes libres (o su potencia conectada) -considerando la diversidad que corresponda-, la que nunca podrá superar el mayor valor entre dichas variables.</p> <p>En los casos donde existe más de una central de generación, sus capacidades instaladas son sumadas linealmente, sin considerar ningún tipo de factor de diversidad ni de disponibilidad. Lo anterior sobrevalora la potencia que se compara con la correspondiente a los clientes regulados,</p>		
4	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_241: “Tap Polpaico 066->Escuadrón 066”, página 64	<p>Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_241: “Tap Polpaico 066->Escuadrón 066” ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe.</p> <p>En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 6,43 MW y una demanda de clientes regulados de 22,32 MW.</p> <p>Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: “Anexo - Tramos Dedicados.xlsx”</p>	El tramo Tramo D_241: “Tap Polpaico 066->Escuadrón 066” se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
5	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_207: “El Espino 066->El Espino 011”, página 63	<p>Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_207: “El Espino 066->El Espino 011” ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe.</p> <p>En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 0,01 MW y una demanda de clientes regulados de 0,02 MW (dicha demanda está asociada a la barra de 66kV, pero corresponde a la barra de 0,11 kV).</p>	El tramo Tramo D_207: “El Espino 066->El Espino 011” se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"		Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
6	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_241: "Tap Polpaico 066->Escuadrón 066", página 64	Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_205: "El Peñón 110->El Peñón 023" ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe. En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 6,37 MW y una demanda de clientes regulados de 15,94 MW. El error tendría su origen en que se asoció a la barra "El Peñón 023" la capacidad de generación de la central de propiedad de Enlasa ubicada en una S/E contigua a S/E El Peñón, vale decir, la citada central está conectada a otra barra en tensión 23 kV. Además, se hace presente que tampoco se encuentra modelado el transformador 110/23 kV emplazado en la S/E donde se conecta la referida central. Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"	El tramo Tramo D_205: "El Peñón 110->El Peñón 023" se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
7	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramos SE-D_159: "La Palma", página 53; D_257: "La Palma 066->San Javier 066", y D_258: "Talca 066->La Palma 066", página 64	Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, los tramos SE-D_159: "La Palma", D_257: "La Palma 066->San Javier 066" y D_258: "Talca 066->La Palma 066", han sido erróneamente calificados como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe. En efecto, dichos tramos no tienen generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 0 MW y una demanda de clientes regulados de 5,01 y 23,76 MW. Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"	Los tramos SE-D_159: "La Palma", D_257: "La Palma 066->San Javier 066" y D_258: "Talca 066->La Palma 066" se deben calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
8	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramos SE-D_176: "Los Ángeles", página 53 y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154", página 64	Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, los tramos SE-D_176: "Los Ángeles" y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154", han sido erróneamente calificados como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe. En efecto, dichos tramos tienen generación conectada de 36,59 MW, existe una demanda de clientes libres de 3,29 MW y una demanda de clientes regulados de 56,73 MW. Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"	Los tramos SE-D_176: "Los Ángeles" y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154" se deben calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
9	5.2.3 Calificación de instalaciones de Transmisión Zonal en tensión inferior a 220 kV 5.2.4 Calificación de tramos de transporte en nivel de tensión inferior a 220 kV	De lo señalado en los numerales observados se concluye que, si bien el análisis de prescindencia se realiza por pares de "subestaciones contiguas", se incluye en estas a tap-offs, lo que no es consistente con lo establecido en los artículos 67° y 70° de la RE N° 380-2017, modificada por la RE N° 743-2017, ya que los tap-offs no deben ser considerados como subestaciones.	Se debe efectuar el análisis de prescindencia entre subestaciones contiguas (sin considerar los tap-offs como subestaciones).	No se acoge la observación. El ejercicio que se realiza para la calificación de instalaciones de transmisión no corresponde a un análisis de falla del sistema eléctrico, por lo tanto las conexiones en derivación son válidas para diferenciar tramos de transporte. Adicionalmente este tipo de solución de transmisión que tuvo cabida en la regulación anterior se encuentra en un proceso continuo de normalización, siendo a esta altura una anomalía en vías de solución.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
10	5.2.4 Calificación de tramos de transporte en nivel de tensión inferior a 220 kV	<p>En el numeral observado se establece que el escenario base corresponde al resultado del despacho óptimo del año 2021. En efecto, se listó para cada tramo la o las utilidades máximas al mes de diciembre del 2021, cuya información se encuentra desagregada por bloque, hidrología y simulación. Adicionalmente, y en base a la misma simulación se obtuvo los factores de participación Generalized Load Distribution Factors (GLDF), los cuales relacionan la inyección total de una carga L_j en una barra j, con un flujo $Fl-k$ por un tramo $l-k$.</p> <p>Al respecto, la consideración del estado de la red de un mes en particular (diciembre de 2021) podría no ser representativa del periodo durante el cual la calificación de instalaciones se encuentre vigente.</p>	Se debe considerar un período representativo de la vigencia que tendrá la calificación de instalaciones.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
11	5.2.4 Calificación de tramos de transporte en nivel de tensión inferior a 220 kV	<p>En el numeral observado se establece que para precisar y encontrar el conjunto de mallas de análisis a estudiar se utilizó como estadígrafo los factores GLDF de los usuarios finales sobre los tramos de transporte, considerando que si el GLDF de los clientes regulados es mayor o igual a un 50% sobre un tramo en análisis, entonces el tramo de transporte resulta esencialmente dispuesto para el abastecimiento de clientes regulados, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión zonal. Por otra parte, utilizando el mismo estadígrafo, si los GLDF de los clientes libres es mayor o igual al 90% sobre un tramo en análisis, este tramo se encuentra esencialmente dispuesto a este conjunto de usuarios, y su forma de operación no producirá impactos o modificaciones significativas en el resto del sistema, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión dedicado.</p> <p>Al parecer, existe un error en el estadígrafo empleado para determinar cuándo una instalación debe ser calificada de Transmisión Dedicada (en el texto dice 90%, en lugar del 50% que se habría empleado).</p>	En conformidad con lo observado respecto del numeral 5.1, Análisis de instalaciones radiales, se debe incrementar el guarismo definido para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación, de modo que represente adecuadamente dicha situación.	Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final, respecto a la metodología empleada para la determinación de calificación de instalaciones radiales. Sin perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.
12	5.2.6 Calificación de Subestaciones Restantes	<p>En el numeral observado se establece que, una vez realizado lo descrito en los numerales anteriores del Informe Preliminar, se procedió a realizar la calificación de las subestaciones que no se encuentren contenidas de acuerdo al marco metodológico contenido en este capítulo. Para efectos de lo anterior, se realizó la calificación determinando un guarismo relacionado a la capacidad instalada de las líneas que se encuentran conectadas a la subestación que es objeto de análisis. En el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión zonal, para dicha subestación, sea mayor a un 50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la respectiva subestación, ésta es calificada como perteneciente al sistema de transmisión zonal, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 77° de la Ley.</p> <p>Se agrega además que, en el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión dedicado, para dicha subestación, sea mayor a un 50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la subestación respectiva, ésta es calificada como perteneciente al sistema de transmisión dedicado, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 76° de la Ley.</p>	En conformidad con lo observado respecto del numeral 5.1, Análisis de instalaciones radiales, se debe incrementar el guarismo definido para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación, de modo que represente adecuadamente dicha situación.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.

14. EMPRESA ELÉCTRICA LICÁN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	5.3 ANALISIS DE CONTINUIDAD DE INSTALACIONES NACIONALES, ZONALES Y DEDICADOS	Criterio utilizado por CNE vulnera el artículo 73 inciso 2° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), norma que establece que los sistemas de transmisión deben ser continuos, esto es, nacional, zonal o dedicados. En virtud de esta disposición, el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados, debe ser zonal de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	El sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados, como sistemas excepcionales sólo para clientes libres o centrales	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa a qué instalaciones ella aplica, ni tampoco indica los criterios contenidos en la metodología que permitirían arribar a un cambio de la calificación.
2	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.1 TRAMOS DE SUBESTACIÓN	De acuerdo a criterio señalado en observación anterior, en virtud del artículo 73 inciso 2° de la LGSE el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	Tramo de Subestación: Antillanca Calificación: Zonal Área: Zona F	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
3	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.1 TRAMOS DE SUBESTACIÓN	De acuerdo a criterio señalado en observación anterior, en virtud del artículo 73 inciso 2° de la LGSE el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	Tramo de Subestación: Chirre Calificación: Zonal Área: Zona F	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
4	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.1 TRAMOS DE SUBESTACIÓN	De acuerdo a criterio señalado en observación anterior, en virtud del artículo 73 inciso 2° de la LGSE el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	Tramo de Subestación: Aihuapi Calificación: Zonal Área: Zona F	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
5	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.2 TRAMOS DE TRANSPORTE	De acuerdo a criterio señalado en observación anterior, en virtud del artículo 73 inciso 2° de la LGSE el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	Tramo de Transporte: Antillanca 110 -> Chirre 110 Calificación: Zonal Área: Zona F	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
6	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.2 TRAMOS DE TRANSPORTE	De acuerdo a criterio señalado en observación anterior, en virtud del artículo 73 inciso 2° de la LGSE el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	Tramo de Transporte: Antillanca 220 -> Rahue 220 Antillanca 220 -> Antillanca 110	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	Calificación: Zonal Área: Zona F	
7	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.2 TRAMOS DE TRANSPORTE	De acuerdo a criterio señalado en observación anterior, en virtud del artículo 73 inciso 2° de la LGSE el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	Tramo de Transporte: Antillanca 110 -> Aihuapi 110 Calificación: Zonal Área: Zona F	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.

15. ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.2 Sistema de Transmisión Zonal. 3.2.1. Tramos de Subestación	La subestación Lo Aguirre 110/12kV, de propiedad de Enel Distribución, suministra electricidad a clientes regulados en la zona poniente de Santiago, Región Metropolitana. En la Calificación de instalaciones no aparece dicha subestación. Se solicita incorporar como subestación Zonal del Sistema D.	Se solicita incorporar la subestación Lo Aguirre al Sistema zonal D.	Se acoge la observación siendo incorporada al Informe Técnico Final.
2	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte	La subestación El Manzano 220/23 kV, ha sido calificada como transmisión dedicada. Además se incluyó un tramo de transporte como El Manzano 220->El Manzano 023, también de transmisión dedicada. Dicha subestación cuenta con 4 transformadores, dos de los cuales están destinados exclusivamente a suministros de clientes libres, mientras que los dos restantes son para el suministro de clientes de distribución. Esta subestación abastece principalmente a clientes de distribución, por lo cual se solicita que la calificación debiese modificarse a transmisión zonal. Adicionalmente, los transformadores que dan suministro exclusivo a clientes libres, no debiesen incorporarse en el informe de calificación de instalaciones. Del mismo modo, los transformadores que dan suministro a clientes regulados se deben incorporar como transformadores zonales, esto es, mediante un tramo de transformación. Es por el motivo anterior, que se solicita modificar la calificación del tramo de transformación El Manzano 220->El Manzano 023, de transmisión dedicada a transmisión zonal del sistema D.	1) Se solicita modificar la calificación de la subestación El Manzano 220/23 kV, de transmisión dedicada a transmisión zonal del sistema D. 2) Se solicita cambiar la calificación del tramo de transformación "El Manzano 220->El Manzano 023" de transmisión dedicada a transmisión zonal del sistema D.	No se acoge la observación. En el artículo 51 de la Res. Ex. N° 743 de 2017, "las líneas y subestaciones eléctricas de cada sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de transmisión zonal, de sistemas dedicados y de interconexión internacional serán calificadas cuatrienalmente por la Comisión mediante resolución exenta dedicada al efecto, en consistencia con las consideraciones a que hace referencia el artículo 87° de la Ley". Es decir, deben ser calificadas todos los tramos del sistema de transmisión, independiente de su segmento. Con respecto a la disposición de los transformadores y de a quienes abastecen, no se tienen antecedentes de acuerdo a lo dispuesto en el Sistema de Información Pública del Coordinador Eléctrico Nacional.
3	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado	La subestación Lampa ha sido calificada como transmisión dedicada. Sin embargo, la subestación Lampa no suministra a ningún cliente regulado, por consiguiente, no debe ser incluida en el decreto de calificación de instalaciones.	Se propone eliminar la subestación Lampa de la calificación de instalaciones.	No se acoge la observación. En el artículo 51 de la Res. Ex. N° 743 de 2017, "las líneas y subestaciones eléctricas de cada sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de

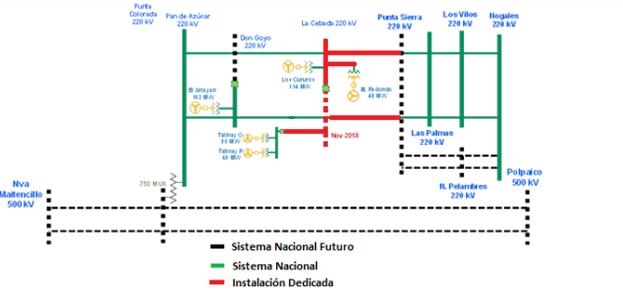
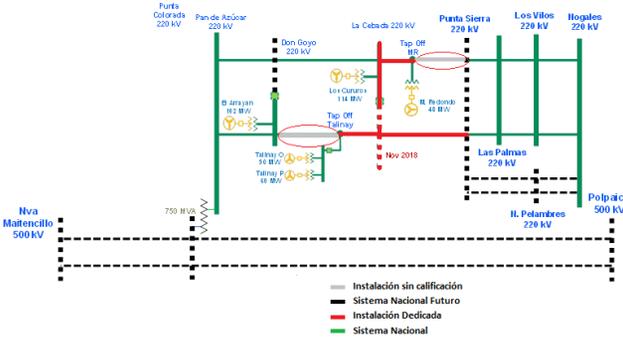
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	3.3.1. Tramos de Subestación			transmisión zonal, de sistemas dedicados y de interconexión internacional serán calificadas cuatrienalmente por la Comisión mediante resolución exenta dedicada al efecto, en consistencia con las consideraciones a que hace referencia el artículo 87° de la Ley". Es decir, deben ser calificadas todos los tramos del sistema de transmisión, independiente de su segmento.
4	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de Subestación	La subestación Renca es una subestación de enlace, donde confluyen las Línea 2 x 110 kV Cerro Navia - Renca, Línea 110 kV Renca - Brasil y Línea 110 kV Renca - Metro, además de la inyección de la Central Renca y Central Nueva Renca. En este sentido, esta subestación es fundamental para la operación de la transmisión zonal independientemente de la inyección de la central, ya que forma parte de la topología de las líneas y subestaciones que abastecen todo el núcleo de la Región Metropolitana. Por lo tanto, se solicita que la calificación de la subestación Renca se modifique a transmisión zonal del sistema D.	Se solicita calificar la subestación Renca en el sistema zonal D	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
5	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte	En la subestación Lampa 220/23kV se calificó como "dedicado con uso de clientes regulados" el tramo Lampa 220->Lampa 023. Sin embargo, los transformadores pertenecientes a este tramo sólo sirven a clientes libres, por consiguiente, el tramo no debe ser incluido en el decreto de calificación de instalaciones.	Se propone eliminar de la calificación de instalaciones el tramo de transformación Lampa 220->Lampa 023	No se acoge la observación. En el artículo 51 de la Res. Ex. N° 743 de 2017, "las líneas y subestaciones eléctricas de cada sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de transmisión zonal, de sistemas dedicados y de interconexión internacional serán calificadas cuatrienalmente por la Comisión mediante resolución exenta dedicada al efecto, en consistencia con las consideraciones a que hace referencia el artículo 87° de la Ley". Es decir, deben ser calificadas todos los tramos del sistema de transmisión, independiente de su segmento.
6	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.2. Tramos de Transporte	En la subestación Santa Raquel se calificó como "dedicado con uso de clientes regulados" el tramo Santa Raquel 110->Santa Raquel 020. Sin embargo, el transformador perteneciente a este tramo sólo sirve a un cliente libre, por consiguiente, el tramo no debe ser incluido en el decreto de calificación de instalaciones	Se propone eliminar de la calificación de instalaciones el tramo de transformación Santa Raquel 110->Santa Raquel 020	No se acoge la observación. En el artículo 51 de la Res. Ex. N° 743 de 2017, "las líneas y subestaciones eléctricas de cada sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de transmisión zonal, de sistemas dedicados y de interconexión internacional serán calificadas cuatrienalmente por la Comisión mediante resolución exenta dedicada al efecto, en consistencia con las consideraciones a que hace referencia el artículo 87° de la Ley". Es decir, deben ser calificadas todos los tramos del sistema de transmisión, independiente de su segmento.
7	3.2. Sistema de Transmisión Zonal 3.2.2. Tramos de Transporte	La subestación El Salto se encuentra conectada a la subestación San Cristóbal por una serie de tramos. Los tramos propuestos en la Calificación de Instalaciones no corresponden a la realidad topológica de la red. Como antecedente, presentamos el Diagrama Unilineal del CEN en donde se aprecia la	Con el fin de representar correctamente la topología de la red: Se propone eliminar los siguientes tramos de la calificación de instalaciones:	No se acoge la observación. Se mantendrá la nomenclatura actual de los tramos, en función de lo señalado en el artículo 55° de la Res. Ex. 743 de 2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		topología actual de la red. Diagrama Unilineal DU_SIC-30-09-201-1, fecha de dibujo 10-10-2017	<p>1.- El Salto 110->(Ei2) El Salto-Tap Recoleta 110</p> <p>2.- (Ei2) El Salto-Tap Recoleta 110->(Ei3) El Salto-Tap Recoleta 110</p> <p>3.- (Ei3) El Salto-Tap Recoleta 110->Tap Recoleta 110</p> <p>4.- (Ei2) El Salto-Tap Recoleta 110->(Ei1) El Salto-Tap Recoleta - San Cristóbal 110</p> <p>5.- (Ei1) El Salto-Tap Recoleta - San Cristóbal 110->San Cristóbal 110</p> <p>6.- (Ei3) El Salto-Tap Recoleta 110->(Ei1) El Salto-Tap Recoleta - San Cristóbal 110</p> <p>Y a su vez, se propone incorporar los siguientes tramos a las calificaciones de instalaciones:</p> <p>1. El Salto 110->Tap San Cristóbal A 110</p> <p>2. Tap San Cristóbal A 110 -> Tap San Cristóbal B 110</p> <p>3. Tap San Cristóbal B 110-> Tap Recoleta 110</p> <p>4. Tap San Cristóbal A 110 -> San Cristóbal 110</p> <p>5. Tap San Cristóbal B 110-> San Cristóbal 110</p> <p>Se adjunta esquema de conexión con los puntos presentados anteriormente (Figura1).</p>	

16. EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A., ENEL GENERACIÓN CHILE S.A., ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA, ENEL GREEN POWER CHILE LTDA., GASATACAMA S.A., GEOTÉRMICA DEL NORTE S.A., PARQUE EÓLICO TALTAL S.A., PARQUE EÓLICO VALLE DE LOS VIENTOS S.A., PARQUE TALINAY ORIENTE S.A., EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A. Y ALMEYDA SOLAR SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Observación General ANTECEDENTES UTILIZADOS PARA LA CALIFICACIÓN DE	Sin perjuicio que la presente calificación de instalaciones se ha realizado conforme a lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 743 de 2017, se solicita que esa Comisión revise los criterios contenidos en este informe.	En conformidad con la observación planteada se solicita revisar los criterios aplicados en esta calificación de instalaciones.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	<p>En relación al cambio de criterio para la calificación de una instalación como Transmisión Dedicada de que: el uso capacidad instalada fuera empleada por las centrales de generación y por los clientes libres en más de un 90%, a que: las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios sea mayor a un 50% respecto a la demanda máxima de clientes regulados, ha provocado un cambio drástico en la calificación, produciéndose el contrasentido que instalaciones aún en construcción como Nacionales se pondrán en servicio como Dedicadas.</p> <p>De mantenerse estos nuevos criterios, se estarían dando las siguientes señales de incertidumbre regulatoria al mercado:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Empresas mandatadas a realizar expansiones de Transmisión Nacional por esa Comisión, y que aún no entran en operación, no podrán recuperar la inversión mediante el mecanismo que incentivó su participación en la respectiva licitación. 2. En futuras licitaciones de expansión los oferentes pierden certidumbre del mecanismo de remuneración, para la vida útil del proyecto. 3. Estos cambios de calificación de tramos de transmisión podría constituir una contingencia negativa relevante en la evaluación económica que viabilizó la construcción de nuevas inversiones en generación. Por ejemplo, los nuevos proyectos adjudicados en las últimas licitaciones para clientes regulados, no tenían cómo prever que tendrían que pagar peajes dedicados por este cambio de criterio, lo cual podría conllevar a la aplicación de cláusulas de revisión de precios. 		Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.
2	<p>3.3.2. TRAMOS DE TRANSPORTE</p> <p>Y</p> <p>3.3.1. TRAMOS DE SUBESTACIÓN</p>	<p>En relación al cambio de calificación de las siguientes instalaciones:</p> <p>D_308: La Cebada 220->Punta Sierra 220.</p> <p>D_528: Talinay 220 -> La Cebada 220.</p> <p>D_5: Monte Redondo 220 -> La Cebada 220.</p> <p>SE-D_151: La Cebada.</p> <p>Calificadas en este informe como "dedicadas". Dado que el informe no indaga en las instalaciones que conforman los tramos, existen dos posibles interpretaciones de la topología de la zona:</p> <p>Primera Interpretación: Instalación D_308 doble circuito y las instalaciones D_528 y D_5 son nuevas instalaciones por adecuación.</p>	<p>Según las interpretaciones A y B, se solicita clasificar las instalaciones</p> <p>SE-D_151 La Cebada y</p> <p>D_308 La Cebada 220->Punta Sierra 220</p> <p>Como pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. En el análisis realizado se considera la conexión de los parques eólicos Talinay y Monte Redondo, a través de sus respectivas líneas de transmisión, a la S/E La Cebada. Sin perjuicio de lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		 <p>En este caso, la propuesta es inconsistente dado que se califican instalaciones inexistentes. Además se perdería la continuidad del Segmento del Sistema de Transmisión Nacional.</p> <p>Segunda Interpretación: Instalación D_308 simple circuito y las instalaciones D_528 y D_5 tramos existentes.</p>  <p>En este caso, el informe no calificaría dos tramos existentes, que serían:</p> <p>Don Goyo 220 -> Talinay 220</p> <p>Monte Redondo 220 -> Punta Sierra 220</p> <p>De ser ésta la opción, la propuesta es inconsistente. Además se perdería la continuidad del Segmento del Sistema de Transmisión Nacional.</p> <p>En todo caso, si los flujos por esas instalaciones no fueran relevantes o necesarios, deberían declararse desconectadas.</p>		
3	3.3.2. TRAMOS DE TRANSPORTE Y	Según los análisis contenidos en el informe, hemos identificado que es necesario revisar los criterios aplicados en esta calificación de instalaciones D_418 Encuentro 220->Miraje 220	Se solicita revisar la calificación de la instalación D_418 Encuentro 220->Miraje 220	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	3.3.1. TRAMOS DE SUBESTACIÓN			Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
4	3.3.2. TRAMOS DE TRANSPORTE Y 3.3.1. TRAMOS DE SUBESTACIÓN	Según los análisis contenidos en el informe, hemos identificado que es necesario revisar los criterios aplicados en esta calificación de instalaciones D_419 Miraje 220->Atacama 220	Se solicita revisar la calificación de la instalación D_419 Miraje 220->Atacama 220	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
5	3.3.2. TRAMOS DE TRANSPORTE Y 3.3.1. TRAMOS DE SUBESTACIÓN	Según los análisis contenidos en el informe, hemos identificado que es necesario revisar los criterios aplicados en esta calificación de instalaciones D_423 Salar 220->Calama 220	Se solicita revisar la calificación de la instalación D_423 Salar 220->Calama 220	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

17. ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	"Tramos de Subestación". Tablas 3.1.1, 3.2.1 y 3.3.1.	No se especifica la calificación de los paños de retiro de una subestación o la pertenencia de ellos a algún tramo de subestación.	Calificar e incluir los paños de retiros regulados a tramos de subestación zonal: <u>Tramo S/E Antofagasta:</u> C3 Alimentador 14 de Febrero C6 Alimentador Sur C1 Alimentador Mall Plaza-1 C2 Alimentador Mall Plaza-2 <u>Tramo S/E Chapiquiña:</u> E1 Alimentador Chungará E2 Alimentado Putre <u>Tramo S/E Pozo Almonte:</u> E1 Alimentador Pampino	Se acoge parcialmente la observación. La calificación de paños de alimentadores de empresas concesionarias de distribución, se encontrarán contenidos en el Informe Técnico Final.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>E2 Alimentador El Carmelo</p> <p><u>Tramo S/E Tamarugal:</u> E1 alimentador Hospicio E3 alimentador Pica E4 alimentador Huara</p> <p><u>Tramo S/E CD Arica:</u> C1 Alimentador Centro C2 Alimentador Industrial</p> <p><u>Tramo S/E Dolores:</u> E1 Alimentador Eliqsa</p> <p><u>Tramo S/E Arica:</u> C2 Alimentador Azapa C7 Alimentador Tucapel</p>	
2	<p>5. Calificación de instalaciones de transmisión</p> <p>5.1.2. Calificación de instalaciones radiales</p>	<p>En aquellos casos de instalaciones radiales con uso mixto, se considera la capacidad máxima de generación conectada, sin distinguir tecnología, factor de planta o uso esperado de dicha instalación. Por ejemplo, una planta fotovoltaica (FV) tendrá generación diariamente durante el periodo de sol, en tanto una planta diésel, sólo operará en condiciones de emergencia. Si se considera la energía promedio o esperada que inyectan este tipo de centrales, el consumo regulado conectado a la mima barra podría ser superior a la inyección. Luego, la instalación calificaría como zonal.</p>	<p>Considerar como criterio de calificación, la potencia media en base a la energía esperada para las centrales conectadas a subestaciones, para el horizonte de evaluación de cuatro años, según despacho económico y no la potencia instalada.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
3	<p>5. Calificación de instalaciones de transmisión</p> <p>5.2.3. Calificación de instalaciones de transmisión zonal en tensión inferior a 220 kV</p>	<p>En el informe se considera a los transformadores de poder como tramos de transporte, lo cual iría en contradicción con la definición de tramo de subestación, ya que ésta considera como tramo de subestación al conjunto de instalaciones comunes ubicadas al interior de la S/E y cuyo uso no es atribuible a un tramo de transporte en particular. Por otro lado, el tramo de transporte está definido como compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones para conformar una línea de transmisión.</p>	<p>Considerar a los transformadores de Poder como parte de los tramos de subestación.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
4	<p>5. Calificación de instalaciones de transmisión</p> <p>5.1. Análisis de instalaciones radiales</p>	<p>El informe considera la aplicación del criterio establecido en el artículo 61 de la Resolución Exenta N°743 publicada el 29 de diciembre de 2017 y que indica que la instalación será calificada como dedicada o zonal de acuerdo a la proporción existente entre capacidad instalada y demanda máxima, siendo declarada zonal sólo cuando el 50% de la demanda máxima de los clientes regulados sea mayor a la suma de la capacidad instalada de generación y la demanda máxima de los clientes libres.</p>	<p>Considerar que una instalación tenga calificación zonal si la demanda máxima sometida a regulación de precios es superior al 10% de la demanda total.</p> <p>En caso de existir generación conectada, la calificación zonal debe darse cuando la demanda máxima regulada sea superior al 10% de la suma de la demanda máxima libre</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Este criterio contradice lo considerado en los últimos procesos de calificación, al poner como condición de calificación zonal que la demanda máxima de retiros zonales sea el doble de la suma de potencia instalada de generación y retiros libres.	más la generación media esperada de las unidades conectadas.	
5	4.13 Horizonte de análisis.	El informe considera un escenario de simulación de despacho económico para la calificación de instalaciones fijado en la mitad del periodo cuadrienal (diciembre de 2021), con esto se sesga el análisis debido a la consideración de un escenario único de operación del sistema que no representaría necesariamente las necesidades reales de abastecimiento en la totalidad del periodo de 4 años, sino que se estaría calificando en base a lo observado en la primera mitad del periodo, sin considerar los planes de expansión que entran en servicio y los incrementos de la demanda.	Extender el análisis de calificación a los 4 años que comprende el periodo tarifario, de modo de calificar las instalaciones por el uso que se hará de ellas durante todo el horizonte de evaluación.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
6	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a la subestación CD ARICA como dedicado, no obstante, esta calificación no corresponde ya que: 1) No se consideran los retiros regulados de EMELARI que existirán dentro del cuatrienio de análisis y cuyos paños están instalados en la S/E CD ARICA. En el archivo "DemandaAjustada_20171219.csv" los retiros aparecen con valor nulo, al igual que en el modelo DigSilent que se adjuntó en los anexos del informe. El retiro informado por la empresa distribuidora EMELARI es de 10.7 MW a través de dos puntos de conexión a la barra de 13.8 kV de la S/E CD ARICA. 2) La generación de CD ARICA, debido a su costo variable, tiene un bajo factor de planta, ya que ella es despachada solamente en casos de emergencia. Así, la subestación será utilizada principalmente por los retiros regulados de EMELARI.	1) Considerar dentro del análisis y modelación del sistema los retiros de EMELARI en S/E CD ARICA (10.7 MW) y el nivel de generación esperado para las unidades Diésel. 2) Agregar la S/E CD ARICA al listado de Tramos de Subestación del punto 3.2.1. (Calificación zonal).	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Adicionalmente los antecedentes utilizados para la proyección de demandas son los dispuestos en el Informe Técnico Final.
7	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación ARICA como dedicado, no obstante, esta calificación no corresponde ya que: 1) La subestación tiene su transformador Arica 066 - Arica 13.2 calificado como zonal, con lo que se reconoce la existencia de retiros regulados que dependen de la subestación. 2) El abastecimiento de los retiros regulados de EMELARI en S/E CD ARICA depende de la operación de S/E ARICA, por lo tanto, es necesaria para asegurar el suministro regulado desde el sistema nacional en POZO ALMONTE. 3) El transformador ARICA 110 - ARICA 66 es considerado como dedicado, no obstante, éste es requerido para conectar los consumos de S/E CD ARICA y de S/E ARICA. 4) En la subestación existen equipos de compensación reactiva que son operados frente a contingencias de la línea CÓNDORES - PARINACOTA, luego de cerrar el TAP OFF QUIANI, lo que es necesario para mantener los niveles de tensión dentro de los rangos de la Norma Técnica.	1) Considerar dentro del análisis los retiros de EMELARI que dependen de S/E ARICA, en casos de emergencia y los conectados desde S/E CD ARICA en forma permanente. (Nuevos consumos declarados por EMELARI). 2) Agregar la S/E ARICA al listado de Tramos de Subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal). 3) Agregar el transformador ARICA 110 - ARICA 66 al listado de tramos de subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal). 4) Considerar dentro de los elementos comunes de la subestación ARICA, la compensación reactiva existente. (Calificación Zonal).	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Adicionalmente los antecedentes utilizados para la proyección de demandas son los dispuestos en el Informe Técnico Final.
8	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación CHAPIQUIÑA como dedicado, no obstante, esta calificación no corresponde ya que: 1) Parte de la subestación abastece de energía a los alimentadores denominados Putre y Chungará que son retiros regulados, por lo que la operación de la subestación es necesaria para su suministro.	1) Considerar dentro del análisis los retiros de los alimentadores PUTRE y CHUNGARÁ que dependen de S/E CHAPIQUIÑA. 2) Considerar el transformador Chapiquiña 66/23 kV junto a sus paños de conexión y los paños de retiro, como un tramo de	Se acoge parcialmente la observación. El tramo será incluido, pero su calificación será resultado de los análisis desarrollados en el Informe Técnico Final.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		2) En los últimos procesos de calificación de instalaciones se ha declarado al transformador 66/23 kV como zonal, por el uso exclusivo para los retiros regulados.	subestación zonal, y agregarlo al listado de Tramos de Subestación del punto 3.2.1. (Calificación zonal).	
9	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica al Tap Off trifásico DOLORES y a los Tap Off monofásicos; MAL PASO, CHIZA, CERRO BALCÓN y CUYA como dedicados, no obstante, esta calificación no corresponde ya que: 1) Todos los Tap Off anteriores son parte de la línea Arica - Pozo Almonte que suministra al área de concesión de la empresa de distribución EMELARI, en Arica. Esta línea abastece a clientes territorialmente identificables en caso de emergencias (respaldo) y/o situaciones de mantenimiento programado de las instalaciones de transmisión que abastecen la ciudad de Arica. 2) Aumentarán sus retiros regulados en el cuadrienio 2020-2023. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional en su "Informe Propuesta Expansión Coordinador enero 2017", establece que el TAP DOLORES tendrá un aumento en sus retiros regulados por lo que recomienda ampliaciones zonales en el próximo periodo de análisis, es decir, en el proceso 2020-2023. 3) El abastecimiento de los retiros regulados depende de la operación de estos TAP OFF, por lo tanto, son necesarios para asegurar el suministro regulado conectado a la línea ARICA - POZO ALMONTE. 4) Históricamente estos TAP OFF han sido calificados zonales dentro de los procesos de calificación anteriores, cambiando su calificación solamente por el cambio de criterio del artículo N°61 de la Resolución Exenta N°743.	1) Agregar Tap Off trifásico DOLORES y los Tap Off monofásicos; MAL PASO, CHIZA, CERRO BALCÓN y CUYA al listado de Tramos de Subestación del punto 3.2.1. (Calificación zonal) 2) Agregar el transformador Dolores 023 - Dolores 13.8 al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1 (calificación zonal), así como el resto de transformadores monofásicos ubicados en los TAP OFF mencionados anteriormente.	Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final (respecto al punto 2). Sin perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
10	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado 3.3.1. Tramos de subestación	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación MEJILLONES como dedicado, no obstante, esta calificación no corresponde ya que: 1) La subestación tiene su transformador Mejillones PMT - Mejillones 13.8, Mejillones 220 - Mejillones PMT, Mejillones PMT - Mejillones 110, calificado como zonal, con lo que se reconoce la existencia de retiros regulados que dependen de la subestación. 2) Esta subestación considera una expansión dentro del "Proceso Zonal AD-HOC 2017", nuevo transformador zonal 220/23 kV, por lo que en virtud a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley. 3) La central NORACID, conectada a la subestación, es usada para autoconsumo de la planta Noracid, por lo que solo inyecta al sistema sus excedentes por 17 MW máximos. 4) La subestación MEJILLONES abastece la zona de concesión de la empresa de distribuidora ELECDA, territorialmente identificable. 5) El transformador 23/13.2 kV ha sido calificado en procesos anteriores como zonal por lo cual ha sido reconocido como utilizado en el abastecimiento de retiros regulados.	1) Agregar S/E MEJILLONES al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal), 2) Agregar el nuevo transformador Mejillones 220/23 kV (calificación Zonal en el proceso Ad-Hoc) y el transformador Mejillones 23/13.2 kV al tramo de subestación Mejillones.	Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final (respecto al punto 2). Sin perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
11	3.3. Sistema de Transmisión Dedicado	Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación ANTOFAGASTA como dedicado, no obstante, esta calificación no corresponde ya que:	Agregar S/E ANTOFAGASTA al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal)	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>3.3.1. Tramos de subestación</p>	<p>1) La subestación tiene su transformador Antofagasta 110 - Antofagasta 13.8 calificado como zonal, con lo que se reconoce la existencia de retiros regulados que dependen de la subestación.</p> <p>2) El abastecimiento de los retiros regulados de ELECDA dependen de la operación de S/E ANTOFAGASTA, por lo tanto, es necesaria para asegurar el suministro regulado.</p> <p>3) Esta subestación considera una expansión dentro del "Proceso Zonal AD-HOC 2017", seccionamiento de barra principal de 110 kV, por lo que en virtud a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.</p> <p>4) La subestación ANTOFAGASTA está dentro de la zona de concesión de la empresa de distribuidora ELECDA, por lo que abastece clientes regulados territorialmente identificables.</p>		<p>Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
12	<p>3.2 Sistema de Transmisión Zonal</p> <p>3.2.2 Tramos de Transporte</p>	<p>El informe de calificación indica que el transformador Tocopilla 005 - Tocopilla 023 corresponde a un tramo de transporte zonal. Sin embargo, bajo el criterio de la R. Exenta 743, el transformador sería parte de un tramo subestación.</p>	<p>Considerar el transformador Tocopilla 005 - Tocopilla 023 junto a sus paños de conexión, como un tramo de subestación zonal, y agregarlo al listado de tramos de subestación del punto 3.2.1. (Calificación zonal)</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
13	<p>3.3 Sistema de Transmisión Dedicado</p> <p>3.3.1. Tramos de subestación</p>	<p>Dentro del listado de tramos de subestación se califica a subestación CAPRICORNIO como dedicado, no obstante, esta calificación no corresponde ya que:</p> <p>1) La subestación tiene su transformador Capricornio 220 - Capricornio 110 calificado como zonal, con lo que se reconoce la existencia de retiros regulados que dependen de la subestación.</p> <p>2) Esta subestación considera una expansión dentro del "Proceso Zonal AD-HOC 2017", Autotransformador de 80MVA, por lo que en virtud a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.</p> <p>3) La subestación Capricornio conecta la línea Capricornio - Antofagasta y Capricornio - Alto Norte hacia la zona de concesión de la empresa de distribución ELECDA, abasteciendo clientes regulados territorialmente identificables.</p>	<p>Agregar S/E CAPRICORNIO al listado de tramo de subestación del punto 3.2.1. (Calificación Zonal)</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
14	<p>3.3 Sistema de transmisión dedicado</p> <p>3.3.2 Tramos de transporte</p>	<p>Dentro del listado de tramos de transporte se califican los transformadores Pozo Almonte 220 - Pozo Almonte PMT, Pozo Almonte PMT - Pozo Almonte 110, Pozo Almonte PMT - Pozo Almonte 13.8 y Pozo Almonte 110 - Pozo Almonte 066, ubicados en la subestación POZO ALMONTE como dedicados, no obstante, estos debiesen recibir calificación nacional:</p> <p>1) Los transformadores existentes en la S/E Pozo Almonte reciben el flujo desde el sistema nacional y lo llevan hasta los consumos regulados existentes aguas abajo en el sistema.</p>	<p>Agregar al tramo de subestación POZO ALMONTE los transformadores:</p> <p>Pozo Almonte 220 - Pozo Almonte PMT</p> <p>Pozo Almonte PMT - Pozo Almonte 110</p> <p>Pozo Almonte PMT - Pozo Almonte 13.8</p> <p>Pozo Almonte 110 - Pozo Almonte 066</p>	<p>Se rechaza la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2) Han sido calificados en procesos anteriores como zonales, por lo tanto, se les ha reconocido como utilizados por retiros regulados.</p> <p>3) Al haber una contingencia en cualquiera de ellos existiría energía no suministrada tanto para el tramo de subestación zonal Tamarugal como para los retiros existentes en los alimentadores Pampino y Carmelo.</p>		
15	<p>3.3. Sistema de Transmisión dedicado de</p> <p>3.3.2.Tramos de Transporte de</p>	<p>Dentro del informe se ha calificado la línea ARICA-POZO ALMONTE como dedicada, no obstante, esta calificación no es adecuada debido a que:</p> <p>1) La línea ARICA-POZO ALMONTE abastece consumos regulados de la empresa distribuidora EMELARI, en Arica, frente a situaciones de emergencia (respaldo) y como apoyo al mantenimiento del sistema de transmisión zonal Cóncores - Parinacota. Además, la línea tiene conectada a lo largo de su trazado subestaciones monofásicas; TAP MAL PASO, TAP CHIZA, TAP CERRO BALCÓN y TAP CUYA, así como subestaciones trifásicas como DOLORES y VITOR, que cuentan con consumos regulados.</p> <p>2) El Coordinador Eléctrico Nacional en su informe "Propuestas de Expansión Nacional 2017" enuncia que al momento del cierre del Tap - Quiani, la línea Arica - Pozo Almonte realiza el abastecimiento regulado para zona Arica (en S/E PARINACOTA y S/E CHINCHORRO), por lo que existen escenarios de contingencia en los cuales la línea es imprescindible para el suministro de clientes regulados.</p> <p>3) En el informe se realiza el análisis de calificación segmentando la línea ARICA - POZO ALMONTE en tramos separados por los distintos Tap Off, siendo la mayoría de ellos "monofásicos" y sin equipos de maniobra en 110 kV, es decir, no existen en la línea subestaciones seccionadoras. De este modo, la falla en cualquiera de sus tramos provoca la salida inmediata y completa de la línea, dejando sin suministro a todos los Tap Off conectados y a la subestación ARICA.</p> <p>4) Corresponde a una línea de transmisión que abastece a clientes regulados dentro de una zona territorialmente identificable (zona concesión distribuidora eléctrica) por lo tanto en virtud del artículo N°60 de la Resolución Exenta N°743, debe ser declarada zonal.</p>	<p>Agregar la línea ARICA - POZO ALMONTE al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas</p>
16	<p>3.3. Sistema de Transmisión dedicado de</p> <p>3.3.2.Tramos de Transporte de</p>	<p>Dentro del informe se ha calificado la línea ARICA - CD ARICA como dedicada, no obstante, esta calificación no es adecuada debido a que:</p> <p>1) La línea conecta los consumos regulados de EMELARI en S/E CD ARICA que entrarán en servicio durante el primer trimestre de 2017 (10.7 MW).</p> <p>2) Las unidades Diésel disponibles en la subestación no son despachadas regularmente debido a su costo variable, por lo que tienen un muy bajo factor de planta.</p> <p>3) La contingencia simple de la línea ARICA - CD ARICA causaría energía no suministrada de los retiros de EMELARI.</p>	<p>Agregar la línea ARICA - CD ARICA al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)</p>	<p>No se acoge la observación. Los antecedentes utilizados para la proyección de demanda son los dispuestos en el Informe Técnico Final.</p>
17	<p>3.3. Sistema de Transmisión dedicado de</p> <p>3.3.2.Tramos de Transporte de</p>	<p>Dentro del informe se ha calificado la línea POZO ALMONTE-TAMARUGAL, en específico el tramo entre TAP TAMARUGAL y POZO ALMONTE como dedicada, no obstante, esta calificación no es adecuada debido a que:</p> <p>1) Si bien la central FV LA HUAYCA II tiene una capacidad instalada de 30 MW, ésta por su naturaleza fotovoltaica tiene un factor de planta del orden de 25%, razón por la cual el flujo predominante (la mayor parte del tiempo) tiene dirección Pozo Almonte → Tamarugal.</p>	<p>Agregar la línea TAMARUGAL - POZO ALMONTE al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2) El Tap Tamarugal no corresponde a una subestación seccionadora, por lo tanto, no es posible hacer una segmentación por tramos.</p> <p>3) La línea Tamarugal - Pozo Almonte conecta la subestación zonal Tamarugal con la subestación nacional Pozo Almonte, por lo que debe ser calificada como zonal.</p>		
18	<p>3.3. Sistema de Transmisión dedicado</p> <p>3.3.2. Tramos de Transporte</p>	<p>Dentro del informe se ha calificado la línea CAPRICORNIO-ANTOFAGASTA como dedicada, no obstante, esta calificación no es adecuada debido a que:</p> <p>1) La línea conecta directamente el flujo que proviene desde el tramo subestación Capricornio (zonal), llevando la energía desde el sistema de 220 kV hasta los retiros regulados conectados en S/E ANTOFAGASTA y S/E LA NEGRA, consideradas como zonales.</p> <p>2) Corresponde a una línea de transmisión que abastece a clientes regulados dentro de una zona territorialmente identificable (zona concesión distribuidora eléctrica) por lo tanto en virtud del artículo N°60 de la Resolución Exenta N°743, debe ser declarada zonal.</p>	<p>Agregar la línea CAPRICORNIO - ANTOFAGASTA al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
19	<p>3.3. Sistema de Transmisión dedicado</p> <p>3.3.2. Tramos de Transporte.</p>	<p>Dentro del informe se ha calificado la línea CAPRICORNIO - ALTONORTE como dedicada, no obstante, esta calificación no es adecuada debido a que:</p> <p>1) La línea conecta directamente el flujo que proviene desde el tramo subestación Capricornio (zonal), llevando la energía desde el sistema de 220 kV hasta los retiros regulados conectados en S/E ANTOFAGASTA y en S/E LA NEGRA, considerados como zonales.</p> <p>2) Corresponde a una línea de transmisión que abastece a clientes regulados dentro de una zona territorialmente identificable (zona concesión distribuidora eléctrica) por lo tanto en virtud del artículo N°60 de la Resolución Exenta N°743, debe ser declarada zonal.</p>	<p>Agregar la línea CAPRICORNIO - ALTO NORTE al listado de tramos de transporte del punto 3.2.2. (Calificación Zonal)</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
20	<p>3.3 Sistema de Transmisión Dedicado</p> <p>3.3.2 Tramos de Transporte</p>	<p>Dentro del informe se ha calificado el tramo de transporte La Cebada 220 - Punta Sierra 220 como dedicada, generando una discontinuidad en la calificación de este sector de la red de transmisión nacional.</p>	<p>Recalificar el tramo de transporte La Cebada 220 - Punta Sierra 220 como Nacional.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas. Por otra parte, respecto a la replicabilidad de la calificación realizada, esta Comisión presentó todos los antecedentes utilizados para llevarla a cabo, los cuales se encuentran disponibles como anexo las bases de simulación, junto con herramientas que permiten extraer de forma rápida y ordenada los distintos resultados de las simulaciones.</p>

18. GENERADORA CORCOVADO SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.1 TRAMOS DE SUBESTACIÓN	Sin considerar los PMGD que se conectan en líneas de las distribuidoras, en la S/E Pangue se presentan solamente retiros regulados de las distribuidoras, principalmente Frontel, por lo tanto la S/E Pangue se debe calificar como Zonal	Tramo Subestación: Pangue Calificación: Zonal Área: Zona E	No se acoge la observación. Los antecedentes utilizados para la proyección de demanda son los dispuestos en el Informe Técnico Final.
2	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.1 TRAMOS DE SUBESTACIÓN	Sin considerar los PMGD que se conectan en líneas de las distribuidoras, en la S/E Pangue se presentan solamente retiros regulados de las distribuidoras, principalmente Frontel, por lo tanto la transmisión para abastecer la S/E Pangue también se debe considerar como Zonal	Tramo de Transporte: Pangue 066 -> Pangue 13.2 Calificación: Zonal Área: Zona E	No se acoge la observación. Los antecedentes utilizados para la proyección de demanda son los dispuestos en el Informe Técnico Final.
3	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.2 TRAMOS DE TRANSPORTE	Sin considerar los PMGD que se conectan en líneas de las distribuidoras, en la S/E Pangue se presentan solamente retiros regulados de las distribuidoras, principalmente Frontel, por lo tanto la transmisión para abastecer la S/E Pangue también se debe considerar como Zonal	Tramo de Transporte: Tap Santa Bárbara 066 -> Pangue 066 Calificación: Zonal Área: Zona E	No se acoge la observación. Los antecedentes utilizados para la proyección de demanda son los dispuestos en el Informe Técnico Final.
4	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.2 TRAMOS DE TRANSPORTE	En virtud del artículo 73 inciso 2° de la LGSE el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales. En la Subestación Degañ se presentan retiros regulados de la Distribuidora SAESA.	Tramo de Transporte: Chiloe 110 -> Degañ 110 Degañ 110 -> Degañ 024 Calificación: Zonal Área: Zona F	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
5	3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO 3.3.1 TRAMOS DE SUBESTACIÓN	En virtud del artículo 73 inciso 2° de la LGSE el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales. En la Subestación Degan se presentan retiros regulados de la Distribuidora SAESA.	Tramo de Subestación: Degañ Calificación: Zonal Área: Zona F	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
6	5.3 ANALISIS DE CONTINUIDAD DE INSTALACIONES NACIONALES, ZONALES Y DEDICADOS	Criterio utilizado por CNE vulnera el artículo 73 inciso 2° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), norma que establece que los sistemas de transmisión deben ser continuos, esto es, nacional, zonal o dedicados. En virtud de esta disposición, el sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados, debe ser zonal de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados como sistemas excepcionales, sólo para clientes libres o centrales.	El sistema de transmisión que conecta instalaciones del sistema nacional y que posee consumos regulados debe ser zonal, de manera continua y hasta donde exista el abastecimiento a regulados, dejando los sistemas dedicados, como sistemas	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa a qué instalaciones ella aplica, ni tampoco indica los

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			excepcionales sólo para clientes libres o centrales	criterios contenidos en la metodología que permitirían arribar a un cambio de la calificación

19. GPM AG (PEQUEÑOS Y MEDIANOS GENERADORES ASOCIACIÓN GREMIAL)

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Resolución Exenta N°771, de 29 de diciembre de 2017, de la Comisión Nacional de Energía ("RE 771/2017"), puntos 3.3.1 y 3.3.2 (pp.55, 60, 64).	<p>(i) El Decreto Supremo N°163, de 8 de mayo de 2014, de Energía, calificó las líneas y subestaciones eléctricas de subtransmisión del SING y del SIC ("DS 163/2014"), declarando el tramo de línea Maipo-Pirque 110kV (N°474), así como S/E Pirque, como instalaciones de subtransmisión. Previamente, éstas fueron consideradas como instalaciones adicionales.</p> <p>(ii) Posteriormente, por Decreto Supremo N°418, de 4 de agosto de 2017, del Ministerio de Energía, que "Fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria necesarias para el abastecimiento de la demanda" ("DS 418/2017"), se incluyó, en el <u>listado general de obras de ampliación de instalaciones de transmisión zonal</u>, el Seccionamiento en la S/E Pirque (2.4.8) como obra de ampliación del Sistema D de ejecución obligatoria, siendo CMPC Papeles Cordillera el propietario y responsable de dicha ampliación.</p> <p>(iii) Sin embargo, la RE 771/2017 calificó el tramo de <u>línea Maipo-Pirque 110kV</u>, incluido el Seccionamiento en la S/E Pirque, como <u>instalaciones dedicadas</u>, pese a que, como se indicó, el DS 163/2014 ya había calificado el tramo de línea como Zonal y el DS 418/2017 incluyó el Seccionamiento como parte del listado de obras obligatorias de ampliación de instalaciones de transmisión Zonal, <u>comprometiendo así el derecho a la remuneración por cinco períodos tarifarios (20 años)</u> previsto por la ley eléctrica para las obras de ampliación.</p> <p>(iv) En efecto, el artículo decimotercero de las disposiciones transitorias de la Ley N°20.936 reguló el procedimiento para la determinación de las obras consideradas necesarias para el establecimiento de la demanda, cuyo inicio de construcción se encontrare previsto hasta el 31 de diciembre de 2018, previéndose la dictación de un decreto por el Ministerio de Energía que fijaría el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria.</p> <p>El inc.8º de dicho artículo señala que "Las obras nuevas y ampliaciones contenidas en el Decreto señalado precedentemente serán licitadas por el Coordinador, y su remuneración se regirá de acuerdo a las reglas contenidas en la presente ley".</p>	<p>a) Se solicita mantener la calificación de las instalaciones de CMPC Papeles Cordillera, es decir tramo de línea Maipo-Pirque 110kV y su Seccionamiento, según la asignación contenida en los DS 163/2014 y DS 418/2017.</p> <p>b) Si no se acoge la propuesta anterior, se solicita que la CNE clarifique en el acto administrativo correspondiente el mecanismo de remuneración de aquellas instalaciones con obras de ampliación obligatorias y que vuelven a ser dedicadas.</p>	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(v) Tanto la ley como los reglamentos eléctricos aseguran el retorno de las obras de expansión, considerando que, como se señala en el Mensaje de la Ley Nº20.936, a través de la nueva regulación “...se entregan mayores certezas a los inversionistas en redes de transmisión, extendiendo la garantía del retorno de sus inversiones eficientes a 20 años”.</p> <p>Para ello, el art.99 de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), inc.5°, señala que <u>“...el propietario de la obra de ampliación recibirá como remuneración de dicha obra el V.A.T.T., compuesto por el A.V.I. más el C.O.M.A. correspondiente, y considerando los ajustes por efectos de impuestos a la renta, de conformidad a la metodología que establezca el reglamento. El A.V.I. será determinado considerando el V.I. adjudicado y la tasa de descuento correspondiente utilizada en el estudio de valorización vigente al momento de la adjudicación. El A.V.I. resultante le corresponderá al propietario por cinco periodos tarifarios a partir de la entrada en operación de la obra de ampliación respectiva, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación de la transmisión correspondiente, a que se hace referencia en el Capítulo IV del presente Título”.</u></p> <p>(vi) A su vez, el art.100 inc.2º de la LGSE señala que la CNE deberá incorporar a la resolución de calificación, en el momento en que entren en operación, las instalaciones futuras de transmisión, de construcción obligatoria, contenidas en los respectivos decretos de expansión.</p> <p>Esta disposición se desarrolla por el art.54 de la Resolución Exenta N° 380, de 2017, de la CNE, que <u>“Establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, y de las instalaciones de sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios” (“RE 380/2017”)</u>, el cual establece que, en el caso del citado art.100 inc.2º, tales instalaciones de transmisión de construcción obligatoria contenidas en los respectivos decretos de expansión <u>“...mantendrán la calificación que les hubiese dado el respectivo plan...”</u>.</p> <p>(vii) Finalmente, de acuerdo con el punto 4.5.1 (pp.76–77) de la RE 771/2017, la CNE habría considerado las obras de expansión zonal incluidas en el DS 418/2017 para la determinación de la calificación preliminar de instalaciones realizada en la RE 771/2017, de acuerdo con las exigencias que al respecto fija el art.56 letra e) de la RE 380/2017.</p>		
2	5.1.2. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES RADIALES	Se observa que no hay consistencia entre los criterios utilizados para calificar las instalaciones de transporte que corresponden al sistema de transmisión Zonal, entre aquellas precalificadas como Radiales respecto a aquellas calificadas como Enmalladas.	Aplicar en la calificación de Instalaciones Radiales, donde coexistan conexiones de clientes libres, regulados y/o inyecciones, el criterio de esencialidad contenido en la Ley,	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>7. En el nodo coexisten consumo libre, consumo regulado e inyección de generación. Página 84</p> <p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.4. CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN INFERIOR A 220 KV Página 87</p>	<p>Por una parte, de acuerdo a la metodología utilizada para <u>Instalaciones Radiales</u>, particularmente, aquellas en las que coexisten conexiones de clientes libres, regulados e inyecciones, "... la instalación representada en la matriz de conectividad, se califica como perteneciente al sistema de transmisión zonal si la máxima demanda regulada, en potencia, (<i>Preg</i>) es igual o superior a la suma de la capacidad de generación máxima, en potencia instalada, (<i>Pgen</i>), y la demanda máxima libre (<i>Plibre</i>)" (Página 84)"</p> <p>Sin embargo, de acuerdo a la metodología planteada para <u>Instalaciones Enmalladas en nivel de tensión inferior a 220 kV</u>, "se procedió a prescindir de las instalaciones de modo tal de, a través de un ejercicio teórico, identificar cómo afecta en la operación del sistema dicha instalación. Cabe señalar que, de acuerdo a lo señalado en el artículo 67 de la Resolución Exenta N° 743, se determinó la esencialidad de las instalaciones zonales si es que al no contar con el tramo de transporte se obtuvo como consecuencia la pérdida de suministro de clientes regulados. Para efectos de lo anterior, se revisaron los bloques de máximas exigencia del tramo bajo estudio, de acuerdo a lo determinado en el caso base" (Página 87)</p> <p>Al respecto, cabe señalar que en el artículo 67° de la Resolución Exenta CNE N° 743/2017, al que hace referencia el texto anterior, se establece que "Para efectos de determinar si la o las instalaciones analizadas, resultan esenciales para el abastecimiento de clientes regulados, se verificará si dicha prescindencia produce energía no suministrada de clientes regulados, respecto de un caso base. En caso que se produzca la hipótesis señalada, la o las líneas respectivas serán calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal.</p> <p>En efecto, Del Artículo 77° de la Ley, que define un sistema de transmisión zonal, se tiene que "Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas <u>esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio de su uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión</u>"</p> <p>Por lo tanto, observamos que en el caso particular de las Instalaciones Enmalladas, se aplicó el concepto general de <i>Esencialidad</i>, definido por Ley, utilizando una metodología basada en la <i>Prescindencia</i> de la instalación y su impacto en el suministro de energía de clientes regulados. Sin embargo, para las Instalaciones Radiales donde coexisten conexiones de clientes libres, regulados y/o inyecciones, se utilizó solamente un criterio de balance físico que no guarda relación con el concepto de Esencialidad.</p> <p>En efecto, el criterio del balance físico no garantiza que tras una indisponibilidad de la instalación Dedicada, que tiene conexión de consumos regulados, no haya pérdida de consumos para éstos, lo cual pone en duda su calificación a la luz de la Ley.</p>	<p>aplicando para ello la misma metodología de prescindencia que se utiliza para la calificación de Instalaciones Enmalladas.</p>	

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
3	Base Ose Centro - Sur	<p>Los parámetros R y X de las líneas de transmisión de la base Ose2000 no son consistentes con los utilizados en PowerFactory DlgSILENT.</p> <p>A modo de ejemplo, entre muchos otros, hay diferencia en los valores de reactancia y resistencia en los tramos:</p> <p>LTx Maitencillo – Don Héctor 500 kv</p> <p>LTx Ancoa – Alto Jahuel C1 500kv</p>	<p>Verificar la consistencia de los parámetros entre las bases de datos y rehacer los cálculos en atención a que, al modificar los parámetros señalados, la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.</p>	<p>No se acoge la observación. Que los valores de las variables eléctricas sean distintos se puede deber a distintas situaciones tales como: (i) distintos instantes para la toma de datos, (ii) objetivos de modelación distinto (flujo DC vs flujo AC), (iii) que en niveles de tensión hasta 110 kV, para efectos del flujo DC, se considere el módulo de la impedancia y no de la reactancia para no sobreestimar los flujos por dichas redes, (iv) en mayor detalle de las redes de transmisión, entre otros. Adicionalmente se debe precisar que en el sistema de transmisión, a la fecha ni en los decretos de expansión, no existe una conexión en 500 kV en la S/E Don Héctor.</p>
4	Reporte SIC Flujos iteración1	<p>La metodología utilizada al determinar las iteraciones parece errada toda vez que ante la salida del tramo Melipulli –Pargua 220kV se le asocia una variación en el transformador Cumbre 500/220 de 100 MW y en el tramo Los Changos – Cumbres 500kV superior a 300 MW. Recordar que dichos elementos se encuentran a más de 2000 kilómetros.</p>	<p>Verificar la metodología utilizada, su aplicación y rehacer los cálculos, en atención a que, si existe un error en ellas, la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.</p>	<p>No se acoge la observación. La variación de flujos señalados es resultado de la operación económica a mínimo costo.</p>
5	BD DlgSILENT	<p>Es conceptualmente incorrecto utilizar una única unidad slack, toda vez que los resultados son condicionados por la elección de una única barra, en el contexto de un sistema tarifario entre cuyos principios no se encuentra una señal de localización.</p>	<p>Utilizar slack distribuida o verificar resultados ante distintas ubicaciones de la barra de referencia. Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.</p>	<p>No se acoge la observación. Ajustar el despacho por inercia u otra métrica modificaría el despacho óptimo, por lo que sería necesario obtenerlo de manera iterativa. Debido a lo anterior, se supuso que la unidad Slack es Ralco U1, lo cual tiene sentido operacional, pues las unidades hidráulicas de embalse pueden modificar su generación rápidamente ante cambios en la potencia activa del sistema.</p>
6	Título 5.2.5	<p>El análisis de prescindencia está incompleto y no permite demostrar la naturaleza de una instalación.</p>	<p>Para identificar el verdadero efecto de prescindir de una instalación se debe incluir en la metodología el efecto de realizar una contingencia simple –al menos- al sistema sin la instalación bajo análisis, y determinar el efecto que tiene en el sistema, en sus variables de amortiguación, tensiones, etc., el no contar con el elemento. Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
7	Título 5.2.5. Página 88. Calificación de Tramos de Transporte Nacionales	<p>Dice:</p> <p><i>a) Aumento significativo en el flujo del sistema de transmisión nacional ya identificado, respecto de un caso base</i></p>	<p>Debe decir:</p> <p><i>a) Variación significativa en el flujo del sistema de transmisión nacional ya identificado, respecto de un caso base</i></p>	<p>No se acoge la observación. El criterio de aumento relevante de flujos en los distintos tramos de transporte definidos como parte del sistema de transmisión nacional, se debe a lo dispuesto en el artículo 74° de la actual LGSE, en</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>b) Aumento significativo en los costos marginales del sistema, propagado en múltiples subestaciones ubicadas en dos o más regiones, respecto de un caso base.</i></p>	<p><i>b) Variación significativa en los costos marginales del sistema, propagado en múltiples subestaciones ubicadas en dos o más regiones, respecto de un caso base.</i></p>	<p>el cual se señalada que "frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas", junto con lo dispuesto al artículo 87 de la misma actual LGSE en el que se señala que "el proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente", que de acuerdo a lo establecido en los criterios utilizados para la planificación de la transmisión, se considera una holgura de un 10% en las redes de transmisión; por lo tanto un aumento en un 10% en el flujo de una instalación de transmisión nacional, podría gatillar la utilización de la holgura, con la consiguiente expansión que aquello conllevaría. Por lo tanto una variación significativa, es decir una disminución del flujo por el tramo en cuestión, no implicaría la utilización de holgura.</p> <p>Respecto a los efectos en los costos marginales, esta se justifica por la consideración de lo establecido en el artículo 87°, literal B de la Ley, en relación a la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio.</p>
8	<p>5.2.4 Párrafo 2</p>	<p>El utilizar señales de localización (GLDF) en la metodología de calificación de instalaciones va en clara contraposición con la regulación vigente.</p> <p>Subsidiariamente, en caso que la Comisión persista en utilizar los factores GLDF, su uso es incompleto, puesto que debería además considerarse los GGDF.</p>	<p>Se debe cuantificar la participación de los consumos (GLDF) y generación (GGDF) en los flujos de todos los sistemas de transmisión para casos base y de prescindencia.</p> <p>De esta forma se determinará en forma certera y fehaciente el destino esencial de la instalación bajo análisis.</p> <p>Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>
9	<p>5.2.4 Párrafo 2</p>	<p>Si bien en el inciso segundo del artículo 57 de la RE 743-2017 se indica que se deben considerar los efectos observados en la mitad el período, utilizar solo el mes de</p>	<p>Los análisis deben incluir histogramas para todas las condiciones hidrológicas, bloques,</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017,</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		diciembre 2021 no es representativo de la gran variedad de escenarios que pueden darse y, por tanto, no permite identificar en forma correcta el destino esencial de una instalación.	etapas, y años de análisis que permitan definir en forma certera el destino esencial de las instalaciones de transmisión, en lugar de utilizar guarismos que pueden incorporar un elemento discrecional importante. Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.	no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
10	Título 5.1 Título 5.1.2	Los resultados de metodología utilizada en el presente informe para instalaciones radiales de uso mixto, que toma como referencia el artículo 61 de la Resolución Exenta 380, modificada por la Resolución Exenta 743, va en clara contraposición al criterio de esencialidad incluido en el artículo 59 de Resolución antes mencionada. La línea de transmisión Chiloé – Degañ y el Transformador Degañ 110/24kV constituyen elementos indispensables y esenciales para el suministro a los clientes regulados Quemchi y Botalcura, y son parte natural, permanente e invariable del suministro de dichos alimentadores.	En aplicación del artículo 59 de la RE 743 de 2017, cambiar la calificación de la línea de transmisión Chiloé – Degañ 1x110kV y el Transformador Degañ 110/24kV de Dedicado a Zonal. Los análisis deben incluir histogramas para todas las condiciones hidrológicas, bloques, etapas, y años de análisis que permitan definir en forma certera la naturaleza y esencia de las instalaciones de transmisión, y no utilizar guarismos discrecionales	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
11	5.2.5 Párrafo 4 Literal b)	La metodología propuesta incluye como criterio para la calificación de tramos de transporte del sistema nacional a la propagación del aumento de costos marginales en múltiples subestaciones ubicadas en dos o más regiones. Se observa que este punto de la metodología propuesta condiciona la calificación de las instalaciones a la división política administrativa del país, lo que no tiene relación con el destino esencial de las instalaciones.	Definir una zona de afectación en función de distancia física, u otro criterio independiente de la división política administrativa del país. Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.

20. GUACOLDA ENERGÍA S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	Las líneas Polpaico – Nueva Lampa 2x220kV y Nueva Lampa – Desfasadores Cerro Navia fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro deben ser parte del sistema de transmisión zonal.	Las líneas Polpaico – Nueva Lampa 2x220kV y Nueva Lampa – Desfasadores Cerro Navia deben ser calificadas como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de las líneas Polpaico – Nueva Lampa 2x220kV y Nueva Lampa – Desfasadores Cerro Navia es para abastecer las demandas de los clientes de la región Metropolitana.</p> <p>Dada la configuración enmallada del SEN a través de las líneas de 500kV en la región Metropolitana, conectadas al sistema de 220kV mediante las subestaciones Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel.</p> <p>Ante fallas en las líneas en comento, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables y no a toda la región Metropolitana, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Cerro Navia.</p>		<p>N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
2	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	<p>Las líneas Cerro Navia – Neptuno, Cerro Navia – Chena y Chena – Neptuno (las “Líneas”) fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro deben ser parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p>	Las líneas Cerro Navia – Neptuno, Cerro Navia – Chena y Chena – Neptuno deben ser calificadas como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de las Líneas es para abastecer las demandas de los clientes de la región Metropolitana.</p> <p>Dada la configuración enmallada del SEN a través de las líneas de 500kV en la región Metropolitana, conectadas al sistema de 220kV mediante las subestaciones Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel.</p> <p>Ante fallas en las Líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables y no a toda la región Metropolitana, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Cerro Navia.</p>		
3	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	<p>Las líneas Alto Jahuel – Chena, Alto Jahuel – Tap Central Santa Marta y Tap Central Santa Marta – Chena (las “Líneas”) fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro deben ser parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de las Líneas es para abastecer las demandas de los clientes de la región Metropolitana.</p>	Las líneas Alto Jahuel – Chena, Alto Jahuel – Tap Central Santa Marta y Tap Central Santa Marta – Chena deben ser calificadas como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Dada la configuración enmallada del SEN a través de las líneas de 500kV en la región Metropolitana, conectadas al sistema de 220kV mediante las subestaciones Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel.</p> <p>Ante fallas en las Líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables y no a toda la región Metropolitana, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Chena.</p>		
4	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	<p>Las líneas Polpaico – el Manzano, El Manzano – Tap Chicureo y Tap Chicureo – El Salto (las “Líneas”) fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro deben ser parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de las Líneas es para abastecer las demandas de los clientes de la región Metropolitana.</p> <p>Dada la configuración enmallada del SEN a través de de las líneas de 500kV en la región Metropolitana, conectadas al sistema de 220kV mediante las subestaciones Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel.</p> <p>Ante fallas en las Líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables y no a toda la región Metropolitana, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación El Salto.</p>	Las líneas Polpaico – el Manzano, El Manzano – Tap Chicureo y Tap Chicureo – El Salto deben ser calificadas como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
5	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea Alto Jahuel – Los Almendros fue calificada como perteneciente al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro debe ser parte del sistema de transmisión zonal.	La línea Alto Jahuel – Los Almendros debe ser calificada como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de la línea Alto Jahuel – Los Almendros es para abastecer las demandas de los clientes de la región Metropolitana.</p> <p>Dada la configuración enmallada del SEN a través de las líneas de 500kV en la región Metropolitana, conectadas al sistema de 220kV mediante las subestaciones Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel.</p> <p>Ante fallas en la línea, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables y no a toda la región Metropolitana, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Los Almendros.</p>		<p>N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
6	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	<p>Las líneas Rapel – Nuevo Alto Melipilla, Nueva Alto Melipilla – Alto Melipilla y Nueva Alto Melipilla – Lo Aguirre fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro deben ser parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones</p>	<p>La líneas Rapel – Nuevo Alto Melipilla, Nueva Alto Melipilla – Alto Melipilla y Nueva Alto Melipilla – Lo Aguirre deben ser calificada como parte del sistema zonal.</p>	<p>Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de las líneas es para abastecer las demandas de los clientes del litoral central y la zona rural de la sexta región.</p> <p>Ante fallas en las líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a las subestaciones Alto Melipilla y Rapel.</p>		
7	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	<p>La línea Lo Aguirre – Cerro Navia fue calificada como pertenecientes al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro deben ser parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de la línea es para abastecer las demandas de los clientes de la región Metropolitana.</p> <p>Ante fallas en las líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Cerro Navia.</p>	La línea Lo Aguirre – Cerro Navia debe ser calificada como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
8	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea San Luis – Agua Santa fue calificada como pertenecientes al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro deben ser parte del sistema de transmisión zonal.	La línea San Luis – Agua Santa debe ser calificada como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de la línea es para abastecer las demandas de los clientes de la quinta región.</p> <p>Ante fallas en las líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Agua Santa.</p>		<p>N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
9	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	<p>La línea Alto Jahuel – Buin fue calificada como perteneciente al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro debe ser parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p>	La línea Alto Jahuel – Buin debe ser calificada como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Es claro que el uso actual de la línea es para abastecer las demandas de los clientes de la región Metropolitana</p> <p>Ante fallas en las líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Buin.</p>		
10	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	<p>La línea Charrúa – Concepción fue calificada como perteneciente al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro debe ser parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de la línea es para abastecer las demandas de los clientes de la octava región.</p> <p>Ante fallas en las líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Concepción.</p>	La línea Charrúa – Concepción debe ser calificada como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
11	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	<p>Las líneas Hualpén – Guindo y Guindo – Lagunillas fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión nacional, siendo que por su uso actual y futuro deben ser parte del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Según se define en el artículo 74° de la ley, el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones</p>	Las líneas Hualpén – Guindo y Guindo – Lagunillas deben ser calificadas como parte del sistema zonal.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>A su vez, el artículo 77° nos da la definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada Sistema de Transmisión Zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.</p> <p>Es claro que el uso actual de las líneas es para abastecer las demandas de los clientes de la octava región.</p> <p>Ante fallas en las líneas, sus efectos no se propagan al resto del sistema, sino que afectan principalmente a clientes regulados claramente identificables, los cuales se abastecen de las subestaciones cercanas a la subestación Hualpén y Lagunillas.</p>		<p>a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
12	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea Pan de Azúcar – Don Goyo no debe ser considerada como parte del sistema de transmisión nacional. Su inclusión no afecta en la calidad de servicio de los clientes que se conectan tanto en la subestación Pan de Azúcar como en la subestación Los Vilos.	La línea Pan de Azúcar – Don Goyo debe ser calificada como perteneciente a los sistemas dedicados.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
13	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea Don Goyo – La Cebada no debe ser considerada como parte del sistema de transmisión nacional. Su inclusión no afecta en la calidad de servicio de los clientes que se conectan tanto en la subestación Pan de Azúcar como en la subestación Los Vilos.	La línea Don Goyo – La Cebada debe ser calificada como perteneciente a los sistemas dedicados.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
14	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea La Cebada – Punta Sierra no debe ser considerada como parte del sistema de transmisión nacional. Su inclusión no afecta en la calidad de servicio de los clientes que se conectan tanto en la subestación Pan de Azúcar como en la subestación Los Vilos.	La línea La Cebada – Punta Sierra debe ser calificada como perteneciente a los sistemas dedicados.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
15	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea Punta Sierra – Las Palmas no debe ser considerada como parte del sistema de transmisión nacional. Su inclusión no afecta en la calidad de servicio de los clientes que se conectan tanto en la subestación Pan de Azúcar como en la subestación Los Vilos.	La línea Punta Sierra – Las Palmas debe ser calificada como perteneciente a los sistemas dedicados.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
16	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea Los Vilos – Las Palmas no debe ser considerada como parte del sistema de transmisión nacional. Su inclusión no afecta en la calidad de servicio de los clientes que se conectan tanto en la subestación Pan de Azúcar como en la subestación Los Vilos.	La línea Punta Sierra – Las Palmas debe ser calificada como perteneciente a los sistemas dedicados.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
17	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea Encuentro – Tap Sierra Gorda Eólico no debe ser considerada como parte del sistema de transmisión nacional. Su inclusión no afecta a la operación del SEN.	La línea Encuentro – Tap Sierra Gorda Eólico debe ser calificada como perteneciente a los sistemas dedicados.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
18	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea Tap Sierra Gorda Eólico-Centinelita no debe ser considerada como parte del sistema de transmisión nacional. Su inclusión no afecta a la operación del SEN. A la fecha presente el tramo opera abierto.	La línea Tap Sierra Gorda Eólico-Centinelita debe ser calificada como perteneciente a los sistemas dedicados.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
19	3.1. Sistema de Transmisión Nacional	La línea Esperanza-Centinelita no debe ser considerada como parte del sistema de transmisión nacional. Su inclusión no afecta a la operación del SEN. A la fecha presente suministra principalmente a Minera Centinelita.	La línea Esperanza-Centinelita debe ser calificada como perteneciente a los sistemas dedicados.	Se rechaza la observación presentada. La calificación contenida en el Informe Técnico Preliminar se realizó en conformidad a los criterios y metodología establecidos en la Res. Ex. N° 743 de 2017, y conforme a las disposiciones pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos. La observación no precisa qué criterios contenidos en la metodología permitirían arribar a una modificación en la calificación de las instalaciones mencionadas. No obstante lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

21. QUEMCHI GENERADORA DE ELECTRICIDAD S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Base Ose Centro - Sur	<p>Los parámetros R y X de las líneas de transmisión de la base Ose2000 no son consistentes con los utilizados en PowerFactory DlgSILENT.</p> <p>A modo de ejemplo, entre muchos otros, hay diferencia en los valores de reactancia y resistencia en los tramos:</p> <p>LTx Maitencillo – Don Héctor 500 kV</p> <p>LTx Ancoa – Alto Jahuel C1 500kV</p>	Verificar la consistencia de los parámetros entre las bases de datos y rehacer los cálculos en atención a que, al modificar los parámetros señalados, la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.	No se acoge la observación. Que los valores de las variables eléctricas sean distintos se puede deber a distintas situaciones tales como: (i) distintos instantes para la toma de datos, (ii) objetivos de modelación distinto (flujo DC vs flujo AC), (iii) que en niveles de tensión hasta 110 kV, para efectos del flujo DC, se considere el módulo de la impedancia y no de la reactancia para no sobreestimar los flujos por dichas redes, (iv) en mayor detalle de las redes de transmisión, entre otros. Adicionalmente se debe precisar que en el sistema de transmisión, a la fecha ni en los decretos de expansión, no existe una conexión en 500 kV en la S/E Don Héctor.
2	Reporte SIC Flujos iteración1	La metodología utilizada al determinar las iteraciones parece errada toda vez que ante la salida del tramo Melipulli –Pargua 220kV se le asocia una variación en el transformador Cumbre 500/220 de 100 MW y en el tramo Los Changos – Cumbres 500kV superior a 300 MW. Recordar que dichos elementos se encuentran a más de 2000 kilómetros.	Verificar la metodología utilizada, su aplicación y rehacer los cálculos, en atención a que, si existe un error en ellas, la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.	No se acoge la observación. La variación de flujos señalados es resultado de la operación económica a mínimo costo.
3	BD DlgSILENT	Es conceptualmente incorrecto utilizar una única unidad slack, toda vez que los resultados son condicionados por la elección de una única barra, en el contexto de un sistema tarifario entre cuyos principios no se encuentra una señal de localización.	Utilizar slack distribuida o verificar resultados ante distintas ubicaciones de la barra de referencia. Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.	No se acoge la observación. Ajustar el despacho por inercia u otra métrica modificaría el despacho óptimo, por lo que sería necesario obtenerlo de manera iterativa. Debido a lo anterior, se supuso que la unidad Slack es Ralco U1, lo cual tiene sentido operacional, pues las unidades hidráulicas de embalse pueden modificar su generación rápidamente ante cambios en la potencia activa del sistema.
4	Título 5.2.5	El análisis de prescindencia está incompleto y no permite demostrar la naturaleza de una instalación.	Para identificar el verdadero efecto de prescindir de una instalación se debe incluir en la metodología el efecto de realizar una contingencia simple –al menos- al sistema sin	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017,

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			la instalación bajo análisis, y determinar el efecto que tiene en el sistema, en sus variables de amortiguación, tensiones, etc., el no contar con el elemento. Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.	no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
5	Título 5.2.5. Página 88. Calificación de Tramos de Transporte Nacionales	Dice: <i>a) Aumento significativo en el flujo del sistema de transmisión nacional ya identificado, respecto de un caso base</i> <i>b) Aumento significativo en los costos marginales del sistema, propagado en múltiples subestaciones ubicadas en dos o más regiones, respecto de un caso base.</i>	Debe decir: <i>a) Variación significativa en el flujo del sistema de transmisión nacional ya identificado, respecto de un caso base</i> <i>b) Variación significativa en los costos marginales del sistema, propagado en múltiples subestaciones ubicadas en dos o más regiones, respecto de un caso base.</i>	No se acoge la observación. El criterio de aumento relevante de flujos en los distintos tramos de transporte definidos como parte del sistema de transmisión nacional, se debe a lo dispuesto en el artículo 74° de la actual LGSE, en el cual se señalada que "frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas", junto con lo dispuesto al artículo 87 de la misma actual LGSE en el que se señala que "el proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente", que de acuerdo a lo establecido en los criterios utilizados para la planificación de la transmisión, se considera una holgura de un 10% en las redes de transmisión; por lo tanto un aumento en un 10% en el flujo de una instalación de transmisión nacional, podría gatillar la utilización de la holgura, con la consiguiente expansión que aquello conllevaría. Por lo tanto una variación significativa, es decir una disminución del flujo por el tramo en cuestión, no implicaría la utilización de holgura. Respecto a los efectos en los costos marginales, esta se justifica por la consideración de lo establecido en el artículo 87°, literal B de la Ley, en relación a la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
6	5.2.4 Párrafo 2	<p>El utilizar señales de localización (GLDF) en la metodología de calificación de instalaciones va en clara contraposición con la regulación vigente.</p> <p>Subsidiariamente, en caso que la Comisión persista en utilizar los factores GLDF, su uso es incompleto, puesto que debería además considerarse los GGDF.</p>	<p>Se debe cuantificar la participación de los consumos (GLDF) y generación (GGDF) en los flujos de todos los sistemas de transmisión para casos base y de prescindencia.</p> <p>De esta forma se determinará en forma certera y fehaciente el destino esencial de la instalación bajo análisis.</p> <p>Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones señaladas.</p>
7	5.2.4 Párrafo 2	<p>Si bien en el inciso segundo del artículo 57 de la RE 743-2017 se indica que se deben considerar los efectos observados en la mitad el período, utilizar solo el mes de diciembre 2021 no es representativo de la gran variedad de escenarios que pueden darse y, por tanto, no permite identificar en forma correcta el destino esencial de una instalación.</p>	<p>Los análisis deben incluir histogramas para todas las condiciones hidrológicas, bloques, etapas, y años de análisis que permitan definir en forma certera el destino esencial de las instalaciones de transmisión, en lugar de utilizar guarismos que pueden incorporar un elemento discrecional importante.</p> <p>Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
8	Título 5.1 Título 5.1.2	<p>Los resultados de metodología utilizada en el presente informe para instalaciones radiales de uso mixto, que toma como referencia el artículo 61 de la Resolución Exenta 380, modificada por la Resolución Exenta 743, va en clara contraposición al criterio de esencialidad incluido en el artículo 59 de Resolución antes mencionada.</p> <p>La línea de transmisión Chiloé – Degañ y el Transformador Degañ 110/24kV constituyen elementos indispensables y esenciales para el suministro a los clientes regulados Quemchi y Botalcura, y son parte natural, permanente e invariable del suministro de dichos alimentadores.</p>	<p>En aplicación del artículo 59 de la RE 743 de 2017, cambiar la calificación de la línea de transmisión Chiloé – Degañ 1x110kV y el Transformador Degañ 110/24kV de Dedicado a Zonal.</p> <p>Los análisis deben incluir histogramas para todas las condiciones hidrológicas, bloques, etapas, y años de análisis que permitan definir en forma certera la naturaleza y esencia de las instalaciones de transmisión, y no utilizar guarismos discrecionales</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
9	5.2.5 Párrafo Literal b)	<p>4 La metodología propuesta incluye como criterio para la calificación de tramos de transporte del sistema nacional a la propagación del aumento de costos marginales en múltiples subestaciones ubicadas en dos o más regiones. Se observa que este punto de la metodología propuesta condiciona la calificación de las instalaciones a la división política administrativa del país, lo que no tiene relación con el destino esencial de las instalaciones.</p>	<p>Definir una zona de afectación en función de distancia física, u otro criterio independiente de la división política administrativa del país.</p> <p>Con lo anterior, rehacer los cálculos en atención a que la calificación de las instalaciones puede resultar distinta a la contenida en el informe.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

22. EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A., SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A., SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A., SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A., SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A., SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Resolución CNE N°771/2017- Metodología empleada	<p>La metodología de calificación de instalaciones, introducida por CNE mediante Resolución Exenta N° 743-2017 que modifica la Resolución Exenta N° 380-2017, establece como criterio para determinar que una instalación de transmisión sea calificada como de Transmisión Dedicada cuando la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios sea mayor a un 50% respecto a la demanda máxima de clientes regulados.</p> <p>Este criterio dista del utilizado en procesos de calificación de instalaciones anteriores, en los que para calificar una instalación como perteneciente al segmento de Transmisión Adicional, ahora Dedicada, debía ser utilizada por las centrales de generación y por los clientes libres en más de un 90%.</p> <p>El Artículo 76° de la Ley Eléctrica señala que, para una instalación sea calificada como Dedicada, debe estar dispuesta esencialmente para el suministro de energía eléctrica de clientes libres y generadoras. A nuestro parecer, esa esencialidad se da con el guarismo del 90%, pues con un 50%, es decir, de montos que pueden ser considerados similares o muy parecidos, se puede calificar el uso como compartido entre clientes regulados y otros usos. La redacción del artículo busca que, por una excepción dada por el criterio de esencialidad, se califique como dedicada, siendo por defecto su calificación zonal o nacional.</p>	Se solicita reconsiderar el criterio de calificación de instalaciones introducido mediante la Resolución Exenta N° 743-2017 y mantener el guarismo utilizado en los procesos de calificación anteriores, esto es 90%.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.
2	Instalaciones calificadas no	En la calificación de instalaciones se consideró la topología de la red futura. Por ello, ciertas instalaciones que hoy existen y que se modifican en el futuro no quedan calificadas. Esto repercute en la valorización, tarificación y pago de dichas instalaciones.	Se solicita calificar todas las instalaciones existentes, independiente que a futuro cambie su configuración.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas. Específicamente respecto a lo observado, serán calificadas las instalaciones que se encuentren en operación desde el año 2018 hasta diciembre del 2021.
3	Tabla 3 Tramos de Subestación del Sistema Nacional. ID SE-N_73	Se incluye la SE Pichirropulli calificada como Nacional. Sin embargo, la subestación con ese nombre es de 66/23-13.2 kV. La subestación de 220 kV se denomina Nueva Pichirropulli	Se solicita modificar nombre de la subestación a Nueva Pichirropulli. Se adjunta Anexo con esquema aclaratorio en torno a esta	Se acoge la observación.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			subestación, válido también para las observaciones que siguen.	
4	Tabla 3 Tramos de Subestación del Sistema Tx Nacional. ID SE-N_42	Se incluye el Tramo de Subestación Llollehue calificada como Nacional. Sin embargo, la subestación Llollehue, en construcción, es de 66 kV, siendo alimentada mediante línea de 66 kV proveniente de transformadores 220/66 kV ubicados en SE Nueva Pichirropulli. De acuerdo a ello, este tramo no podría pertenecer al segmento de Tx Nacional.	Se solicita eliminar el Tramo de Subestación Llollehue del Segmento de Tx Nacional y calificarla en el segmento de Tx Zonal y Área F.	No se acoge la observación en virtud de lo dispuesto en el Decreto Exento N° 418 de 2017.
5	Tabla 4 Tramos Transporte del Sistema Tx Nacional. ID N_86	En tabla aparece el Tramo de Transporte Pichirropulli 220->Llollehue 220 calificado como Nacional. Sin embargo, la única interconexión entre ambas subestaciones está constituida por una línea de 66 kV que alimenta la SE Llollehue desde transformador 220/66 kV ubicado en la SE Nueva Pichirropulli.	Se solicita eliminar el Tramo de Transporte Pichirropulli 220->Llollehue 220 del segmento de Tx Nacional. Rectificar el nivel de voltaje a 66 kV y considerarla como Tramo de Transporte Nueva Pichirropulli 066->Llollehue 066 calificada en el segmento de Tx Zonal y Área F.	No se acoge la observación.
6	Tabla 5 Tramos de Subestación del Sistema de Tx Zonal.	No aparece Tramo de Subestación Llollehue. Este tramo corresponde a la Subestación Llollehue 66 kV, en construcción, la que será alimentada desde la SE Nueva Pichirropulli.	Se solicita incluir Tramo de Subestación Llollehue, calificada como Tx Zonal y Área F.	Se acoge parcialmente la observación. El tramo será incluido, pero su calificación será resultado de los análisis desarrollados en el Informe Técnico Final.
7	Tabla 5 Tramos de Subestación del Sistema de Tx Zonal.	No aparece Tramo de Subestación Pichirropulli. Este tramo corresponde a la Subestación transformadora Pichirropulli 66/23-13.2 kV existente, la que será alimentada en 66 kV desde la SE Llollehue.	Se solicita incluir Tramo de Subestación Pichirropulli, calificado como Tx Zonal y Área F.	Se acoge parcialmente la observación. El tramo será incluido, pero su calificación será resultado de los análisis desarrollados en el Informe Técnico Final.
8	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal.	No se incluye Tramo de Transporte correspondiente a la transformación 220/66 kV que se está construyendo en la subestación Nueva Pichirropulli.	Incluir Tramo de Transporte Nueva Pichirropulli 220->Nueva Pichirropulli 066, calificado como Tx Zonal y Área F.	No se acoge la observación en virtud de lo dispuesto en el Decreto Exento N° 418 de 2017.
9	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal.	No se incluye tramo de transporte correspondiente a la línea de 66 kV que interconectará las subestaciones Nueva Pichirropulli y Llollehue.	Incluir Tramo de Transporte Nueva Pichirropulli 066->Llollehue 066, calificado como Tx Zonal y Área F.	No se acoge la observación en virtud de lo dispuesto en el Decreto Exento N° 418 de 2017.
10	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z-952	Se incluye Tramo de Transporte Pichirropulli 066->La Unión 066. Sin embargo, está contemplado que una vez que entre en servicio la SE Llollehue, la línea de 66 kV a La Unión se desconectará de la SE Pichirropulli y se conectará a la subestación Llollehue.	Rectificar Tramo de Transporte Pichirropulli 066-> La Unión 066 quedando como Llollehue 066->La Unión 066.	Se acoge la observación.
11	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z-955	Se incluye Tramo de Transporte Paillaco 066->Pichirropulli 066. Sin embargo, una vez que entre en servicio la SE Llollehue, la línea de 66 kV a Paillaco se desconectará de la SE Pichirropulli y se conectará a la subestación Llollehue.	Rectificar Tramo de Transporte Paillaco 066-> Pichirropulli 066 quedando como Paillaco 066->Llollehue 066. Se adjunta Anexo con esquema aclaratorio en torno a SE Llollehue.	No se acoge la observación en virtud de lo dispuesto en el Decreto Exento N° 418 de 2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
12	Archivo Digsilent con Modelo del sistema eléctrico	La SE Llanquihue aparece topológicamente conectada a la Barra de la SE Nueva Puerto Montt en forma radial.	Modificar topología incluyendo la SE Llanquihue alejada eléctricamente de la SE Nueva Puerto Montt (8 kms aproximadamente) y seccionando el Circuito N°2 de la línea Nueva Puerto Montt-Puerto Montt. Ello estaría más acorde con el hecho de que el Tramo de Subestación Llanquihue está calificado como Nacional.	Se acoge la observación con respecto a la conectividad de la S/E Llanquihue.
13	Tabla 4 Tramos de Transporte de Tx Nacional.	En tabla aparece calificado como Nacional el Tramo de Transporte Nueva Puerto Montt 220->Llanquihue 220 con ID N_89, pero no se incluye tramo Llanquihue 220->Puerto Montt 220.	Se solicita incluir en el segmento de Tx Nacional el Tramo de Transporte Llanquihue 220->Puerto Montt 220. Éste corresponde al tramo de línea que se forma al construir la SE Llanquihue seccionando el Circuito N° 2 de la Línea Nueva Puerto Montt-Puerto Montt. Se adjunta Anexo con esquema unilineal e imagen geográfica aclaratoria (A.4)	Se acoge la observación.
14	Tabla 5 Tramos de Subestación del Sistema de Tx Zonal.	No aparece Tramo de Subestación Armazones. Este tramo corresponde a la Subestación transformadora Armazones 66/23 kV, la que es alimentada en 66 kV desde la SE Paranal.	Se solicita incluir Tramo de Subestación Armazones y calificarlo como Tx Zonal y Área B. Se adjunta Anexo con esquema unilineal aclaratorio en torno a SE Paranal (A.1)	Se acoge la observación respecto al modelamiento del tramo de S/E, sin embargo, su calificación será resultado de la aplicación de la metodología empleada para la calificación de instalaciones de transmisión.
15	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z_140	Se incluye Tramo de Transporte Paranal 066->Paranal 023, no habiendo instalaciones 66/23 kV en la SE Paranal. Sí existe transformación 66/23 kV en la SE Armazones.	Rectificar Tramo de Transporte Paranal 066->Paranal 023 quedando como Armazones 066->Armazones 023.	Se acoge la observación.
16	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal.	No se incluye el tramo de transporte correspondiente a la línea 66 kV Paranal-Armazones existente.	Incluir Tramo de Transporte Paranal 066->Armazones 066 y calificarlo como Tx Zonal y Área B.	Se acoge la observación respecto al modelamiento del tramo de transporte, sin embargo, su calificación será resultado de la aplicación de la metodología empleada para la calificación de instalaciones de transmisión.
17	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z_136	Se incluye Tramo de Transporte Paposo 066->Paranal 066. Sin embargo, la interconexión entre ambas subestaciones es en 220 kV y no en 66 kV.	Rectificar Tramo de Transporte Paposo 066->Paranal 066 quedando como Paposo 220->Paranal 220.	Se acoge la observación.
18	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z_137	Se incluye Tramo de Transporte Paposo 220->Paposo 066, no habiendo instalaciones 220/66 kV en la subestación Paposo. Sí existe transformación 220/66 kV en la SE Paranal, que está contigua a la SE Paposo, y que es alimentada en 220 kV desde esta última subestación.	Rectificar Tramo de Transporte Paposo 220->Paposo 066 quedando como Paranal 220->Paranal 066.	Se acoge la observación.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
19	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z_914	Se incluye Tramo de Transporte Castro 110->Chonchi 110. Sin embargo, una vez que entre en operación la SE Gamboa, la línea de 110 kV a Chonchi se desconectará de la SE Castro y se conectará a la subestación Gamboa.	Rectificar Tramo de Transporte Castro 110->Chonchi 110 quedando como Gamboa 110->Chonchi 110 II.	No se acoge la observación en virtud de lo dispuesto en el Decreto Exento N° 418 de 2017.
20	Tabla 5 Tramos de Subestación del Sistema de Tx Zonal. SE-Z_425	Se incluye Tramo de Subestación Tres Bocas, pero no existe tal subestación, siendo actualmente sólo un vértice de la Línea 66 kV Picarte-Corral.	Se solicita eliminar Tramo de Subestación Tres Bocas.	Se acoge la observación.
21	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z-967	Se incluye Tramo de Transporte Picarte 066->Picarte 13.8. Sin embargo, el transformador correspondiente a este tramo actualmente está conectado en 66/23 kV.	Rectificar Tramo de Transporte Picarte 066->Picarte 13.8 quedando como Picarte 066->Picarte 23 II.	No se acoge la observación de acuerdo a lo disponible en el sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.
22	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z-945	Se incluye Tramo de Transporte Osorno 066->Osorno 13.8. Sin embargo, el transformador correspondiente a este tramo actualmente está conectado en 66/23 kV.	Rectificar Tramo de Transporte Osorno 066->Osorno 13.8 quedando como Osorno 066->Osorno 23 II.	No se acoge la observación de acuerdo a lo disponible en el sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.
23	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal.	No se incluye Tramo de Transporte Osorno 023->Osorno 13.2, en circunstancias de que existe Autotransformador 23/13.2 kV conectado a la barra del Transformador T1 66/23 kV que permite alimentar la red de Luz Osorno 13.2 kV.	Incluir Tramo de Transporte Osorno 023->Osorno 13.2, el que calificaría como Transmisión Zonal y Área F.	Se acoge parcialmente la observación. El tramo será incluido, pero su calificación será resultado de los análisis desarrollados en el Informe Técnico Final.
24	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z-969	Se incluye Tramo de Transporte Picarte 066->Tres Bocas 066. Sin embargo, Tres Bocas no existe como subestación, por lo que la línea que está en operación actualmente es Picarte-Corral.	Rectificar Tramo de Transporte Picarte 066->Tres Bocas 066 quedando como Picarte 066->Corral 066.	Se acoge la observación.
25	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. ID Z-970	Se incluye Tramo de Transporte Tres Bocas 066->Corral 066. Sin embargo, Tres Bocas no existe como subestación, por lo que la línea que está en operación actualmente es Picarte-Corral.	Eliminar Tramo de Transporte Tres Bocas 066->Corral 066, en concordancia con observación anterior.	Se acoge la observación.
26	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal.	No se incluye tramo de transporte correspondiente a Autotransformadores 13.2/23 kV existentes en subestación Cholguán STS.	Incluir Tramo de Transporte Cholguán STS 13.2->Cholguán STS 023 y calificarlo como Tx Zonal y Área E.	No se acoge la observación, el tramo de transporte se encuentra incluido en el Informe Técnico Preliminar.
27	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal.	No se incluye tramo de transporte correspondiente a Transformador 110/110 kV existente en subestación Ancud.	Incluir Tramo de Transporte Ancud 110->Ancud 110 y calificarlo como Tx Zonal y Área F.	Se acoge parcialmente la observación. El tramo será incluido, pero su calificación será resultado de los análisis desarrollados en el Informe Técnico Final.
28	Tabla 8 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Dedicado	Se incluye Tramo de Transporte Cholguán STS 13.8->Cholguán STS 023. Sin embargo, este tramo, que corresponde a Autotransformadores 13.2/23 kV, se utiliza para	Se solicita eliminar el Tramo de Transporte Cholguán STS 13.8->Cholguán STS 023 del	No se acoge la observación. Respecto a la disposición de los transformadores y de a quienes abastecen, no se tienen antecedentes de acuerdo

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	ID D-239	atender la carga de Clientes Regulados pertenecientes a la red de distribución de 23 kV de Frontel.	Segmento de Tx Dedicada y calificar dicho tramo en el segmento de Tx Zonal y Área E.	a lo dispuesto en el Sistema de Información Pública del Coordinador Eléctrico Nacional.
29	Título 3. Calificación de instalaciones de Transmisión.	En las tablas que agrupan las instalaciones por Tramos de Transporte para cada segmento de Transmisión, no se incluyen las instalaciones correspondientes a los paños de media tensión de subestaciones AT/MT. Por la definición de Tramo de Subestación, los paños tampoco quedarían incluidos en este tramo puesto que no son de uso común para el resto de las instalaciones de la subestación o patio. Por lo tanto, se presume que no están incluidas en la calificación.	Se solicita calificar las instalaciones correspondientes a paños de media tensión, destinados a la conexión de líneas y transformadores de esos niveles de voltaje.	Se acoge la observación. Respecto a la calificación de paños de alimentadores de empresas concesionarias de distribución, estos se encontrarán contenidos en el Informe Técnico Final.
30	Tabla 6 Tramos de Transporte del Sistema de Tx Zonal. Varios IDs: Z_992, Z_993, Z_935, Z_991, Z_990, Z_1014.	Tabla 6 se incluyen Tramos de Transporte únicos entre Tramos de Subestación aun cuando hay casos tales como los identificados en columna izquierda en que hay o podrá haber (con proyectos en construcción) más de una línea física que unan las mismas subestaciones. Ni en esta resolución ni en la resolución 769 que fija las Bases para el Estudio de valorización hay claridad respecto de si las instalaciones físicas distintas que pudieran estar incluidas en un mismo tramo de transporte, según este Informe de Calificación, se considerarán separadamente en el Estudio de Valorización de Instalaciones de Sistemas de Transmisión. Se estima conveniente realizar dicha separación para mayor claridad de la valorización. Tal situación se presenta con los tramos correspondientes a las líneas de 66 kV entre Barro Blanco-Río Negro, Purranque-Río Negro, Purranque-Frutillar, Llanquihue-Frutillar, Puerto Varas-Llanquihue y Gamboa-Chonchi. En estos casos hay dos circuitos, pero cada uno de ellos está constituido por una línea físicamente independiente de la otra, cada cual con sus propios derechos de relacionados con el uso de suelo y demás componentes físicos.	Se solicita que cada línea física sea considerada como un tramo de transporte independiente por lo que sería necesario agregar nuevos tramos en la tabla 6. A modo de ejemplo para ID Z_992 correspondiente a Tramo de Transporte Barro Blanco 066->Río Negro 066 se propone agregar Tramo de Transporte Barro Blanco 066->Río Negro 066 II. Así sucesivamente para los otros tramos indicados.	Se acoge parcialmente la observación de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final.
31	Título 3. Calificación de instalaciones de Transmisión. Varios IDs: D_239, Z_596, Z_961, Z_989, Z_967, 968, Z_950, Z_946, Z_985 y Z_911.	En las Tablas 6 y 8 se incluyen Tramos de Transporte únicos asociados a la transformación en subestaciones, aun cuando en algunos casos hay más de un transformador de poder, con la misma razón de transformación, pero que podrían estar conectados a barras de Media Tensión que no operan unidas, sean zonales o dedicadas. Tal situación es el caso de SE Negrete en que el transformador existente se conecta a una barra que atiende clientes regulados y otro transformador proyecto comprometido, de igual razón de transformación, pero que se conecta a una barra que recibe la generación de un PMG. Otros casos parecidos son las subestaciones Cholguán con 2 Autotransformadores 13.2/23 kV, Panguipulli con 2 transformadores 66/23 kV, Nueva Pichirropulli con 2 Autotransformadores 220/66 kV, Picarte con 2 transformadores 66/23 kV, La Unión con 2 Transformadores 66/13.2 kV, Osorno con 3 transformadores 66/23 kV, Gamboa 220 con 2 Autotransformadores 220/110 kV y Quellón con 2 transformadores 110/23 kV.	Se solicita que transformadores que se conectan a barras que no operan unidas sean consideradas como tramos de transporte distintos. Esto adquiere especial relevancia si los transformadores son calificados en segmentos distintos. A modo de ejemplo para ID Z_961 correspondiente a Tramo de Transporte Panguipulli 066->Panguipulli 024 se propone agregar Tramo de Transporte Panguipulli 066->Panguipulli 024 II. Así sucesivamente para los otros tramos indicados.	Se acoge parcialmente la observación de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final.
32	Tabla 3 Tramos de Subestación del Sistema Nacional. ID SE-N_100	En el Área F actualmente existen dos subestaciones con el mismo nombre "Valdivia", siendo una de ellas Valdivia STS que corresponde a un patio separado con propiedad del terreno independiente pero que no aparece en la calificación de instalaciones	Se solicita considerar como dos subestaciones separadas las subestaciones Valdivia y Valdivia STS. Consecuentemente, se solicita agregar el tramo Valdivia-Valdivia STS y calificarlo como Zonal y Área F.	Se acoge parcialmente la observación, siendo incluido el tramo observado en el Informe Técnico Final, pero su calificación será resultado de la aplicación metodológica.
33	Tabla 8 Tramos de Transporte del Sistema Dedicado D_277	Se incluye Tramo de Transporte Chirre 110-> Licán 110. La configuración actual de conexión es Chirre 110-Mantilhue 110 y Mantilhue 110-Licán 110.	Rectificar Tramo de Transporte Chirre 110-> Licán 110 quedando como Chirre 110->Mantilhue 110 Ver Anexo (A.3).	Se acoge la observación.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
34	Tabla 8 Tramos de Transporte del Sistema Dedicado	Actualmente la topología del sistema es mediante los tramos de transporte Chirre 110-Mantihue 110 y Mantihue 110-Licán 110, faltando en la tabla N°8 el último tramo mencionado.	Se solicita incluir tramo de transporte Mantihue 110->Licán 110 Ver Anexo (A.3).	Se acoge la observación.
35	Tabla 8 Tramos de Transporte del Sistema Dedicado	La Central Cumbres fue declarada en Construcción en Junio del año 2017, la cual será conectada a la subestación Torino (Ex Mocho) y evacuará su potencia mediante el tramo de transporte Mantihue 110 > Torino 110 (Ex Mocho). Ambas obras fueron informadas al CEN para su declaración en construcción el año 2017, teniendo programada la entrada en servicio de ambas centrales para el primer semestre del presente año	Se solicita incluir tramo de transporte Mantihue 110->Torino 110 y tramo de transporte Torino 110 > Torino 23 Ver Anexo (A.3).	Se acoge la observación.
36	Tabla 8 Tramos de Transporte del Sistema Dedicado	La central Palmar fue declarada en Construcción en Julio del año 2017, la cual será conectada a la subestación Palmar y evacuará su potencia mediante el tramo de transporte Copihues 110 > Palmar 110, la cual estará conectada en la subestación Copihues. Ambas obras fueron informadas al CEN para su declaración en construcción el año 2017, teniendo programada la entrada en servicio de ambas centrales para el primer semestre del presente año	Se solicita incluir tramo de transporte Copihues 110->Palmar 110 y tramo de transporte Palmar 110 > Palmar 23 Ver Anexo (A.3).	Se acoge la observación.
37	Tabla 8 Tramos de Transporte del Sistema Dedicado	Actualmente la topología del Sistema de transmisión en Chiloé, por la que evacúa la generación la central San Pedro es mediante el tramo de transporte Chiloé 110->Central San Pedro 110 kV, tramo que no fue agregado en el estudio de Calificación de Instalaciones	Se solicita incluir tramo de transporte Chiloé 110->Central San Pedro 110	Se acoge la observación.
38	Tabla 3 Tramos de Subestación del Sistema Nacional. ID SE-N_77	En el Área F actualmente existen dos subestaciones con el mismo nombre "Puerto Montt", siendo una de ellas Puerto Montt STS, que corresponde a un patio separado con propiedad del terreno independiente, la cual no aparece en la calificación de instalaciones.	Se solicita considerar como dos subestaciones separadas las subestaciones Puerto Montt y Puerto Montt STS. Consecuentemente, se solicita agregar el tramo Puerto Montt – Puerto Montt STS y calificarlo como Zonal y Área F.	Se acoge parcialmente la observación de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final.
39	Tabla 7 Tramos de Subestación del Sistema Dedicado	Actualmente las líneas de interconexión por las que evacuan su potencia las centrales Licán y Cumbres se conectan a la subestación Mantihue, la cual no fue considerada en la calificación de instalaciones	Se solicita incluir la subestación Mantihue en la Tabla N°7 Ver Anexo A.3	Se acoge la observación.
40	Tabla 7 Tramos de Subestación pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado. ID SE-D_219 Tabla 8 Tramos de Transporte pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado. ID D_234	Se simula la desconexión de la línea Los Buenos Aires 066->Negrete 066, sumado a que los parques eólicos negrete y la esperanza de la subestación Negrete, se encuentran inyectando la máxima potencia considerada en la base de datos del software Digsilent disponible en el anexo del informe técnico preliminar de calificación. Se observa (en la gadjunta en el anexo) que en el subsistema entorno a la subestación Negrete el cambio de flujo en la línea Negrete 066->Tap Renaico 066 No converge en dicha situación, lo que puede genera un colapso de las línea producto del impacto en los perfiles de tensión en las subestaciones Negrete, Tap Renaico, Nahuelbuta, Angol, Collipulli, Deuco, Los Sauces, quedando fuera de la tensión recomendada por normativa técnica (NTSyCS). Eso último indica que la línea Los Buenos Aires 066->Negrete 066 es NO Prescindible cambiando su calificación actual de Dedicada a Zonal y por ende, por	Se solicita cambiar de calificación el tramo de transporte Los Buenos Aires 066->Negrete 066, pasando de transmisión Dedicada a transmisión Zonal y Área E. También se solicita cambiar de calificación el tramo de subestación Negrete, pasando de transmisión Dedicada a transmisión Zonal y Área E. Ver anexo A.5	Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final. Sin perjuicio de lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		análisis de continuidad de instalaciones zonales, se debe cambiar la calificación de la subestación Negrete de Dedicada a Zonal.		realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
41	Tabla 4 Tramos de transporte pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional.	No se incluye Tramo de Transporte correspondiente a la línea de 2x220 kV Nueva Pan de azúcar – Punta Sierra – Nueva los Pelambres que interconectará las subestaciones Nueva Pan de azúcar, Punta Sierra y la nueva subestación Nueva los Pelambres.	Se solicita incluir Tramo de Transporte Nueva Pan de azúcar – Punta Sierra – Nueva los Pelambres, el que calificaría como Tx Nacional.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
42	Tabla 3 Tramos de subestación pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional.	No se incluye Tramo de Subestación Nueva los Pelambres. Este tramo está asociado a la construcción del nuevo Tramo de Transporte 2x220 Nueva Pan de azúcar – Punta Sierra – Nueva los Pelambres.	Se solicita incluir Tramo de Subestación Nueva los Pelambres, el que calificaría como Tx Nacional.	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.
43	Tabla 8 Tramos de Transporte pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado	<p>En la tabla se incluyen los tramos Tocopilla-Tap Loa y Tap Loa-Kimal como Dedicados. Este tramo nace de la obra de Ampliación considerada en el Decreto 158, de proyectos de a cargo de Engie y SATT. Los proyectos corresponden a “Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a la S/E Nueva Crucero Encuentro” (hoy Subestación Kimal) de Engie y el proyecto de SATT “Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro”.</p> <p>Estos proyectos, de construcción obligatoria como parte del Sistema Troncal (hoy Nacional) consideran desconectar las LT 2x220 kV Tocopilla-Encuentro y Encuentro-Chuquicamata/Salar de la Subestación Encuentro, conectarlas a través de un by-pass y luego seccionarlas en la S/E Kimal.</p> <p>Bajo la nueva calificación, la obra de Ampliación en ejecución por parte de SATT, que considera la construcción de los seccionamientos de las líneas mencionadas, dos circuitos de 220 kV de 3 km de extensión aproximada más sus paños de conexión en Kimal en configuración interruptor y medio, pasa a ser calificada como Dedicada, y es una obra que se espera poner en servicio en el segundo semestre del 2018, no considerando de esta manera la recuperación de la inversión que se está realizando.</p>	Se solicita mantener la calificación en Transmisión Nacional de la obra completa que fue declarada como ejecución obligatoria, incluyendo los seccionamiento de líneas que son calificadas como Dedicadas. Tramo que corresponde a Tap Loa 220 > Kimal 220.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
44	Tabla 7. Tramos de subestación pertenecientes al sistema de transmisión dedicado.	<p>Las siguientes subestaciones se califican como pertenecientes al sistema de transmisión dedicado pese a no estar dispuesta esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de centrales generadoras al sistema eléctrico, como lo indica el artículo 76° de la Ley:</p> <p>Aihuapi (SE-D_17) Degañ (SE-D_95) Cabrero (SE-D_43) Cholguán-STs (SE-D_78) Negrete (SE-D_219) Pilmaiquén (SE-D_246) Chirre (SE-D_75) Cunco (SE-D_93)</p>	<p>Se solicita calificar las siguientes subestaciones como pertenecientes al sistema de transmisión zonal:</p> <p>Aihuapi (SE-D_17) en Área F. Degañ (SE-D_95) en Área F. Cabrero (SE-D_43) en Área E Cholguán-STs (SE-D_78) en Área E. Negrete (SE-D_219) en Área E. Pilmaiquén (SE-D_246) en Área F. Chirre (SE-D_75) en Área E. Cunco (SE-D_93) en Área F. Deuco (SE-D_97) en Área E.</p>	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Deuco (SE-D_97)		
45	Tabla 8. Tramos de subestación pertenecientes al sistema de transmisión dedicado.	Los siguientes tramos de transporte se califican como pertenecientes al sistema de transmisión dedicado pese a no estar dispuestos esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de centrales generadoras al sistema eléctrico, como lo indica el artículo 76° de la Ley: Degañ 110->Degañ 024 (D_231) Cholguán STS 220->Cholguán STS 13.8 (D_238) Antillanca 110->Aihuapi 110 (D_267) Charrúa 066->Cabrero 066 (D_240) Chiloé 110->Degañ 110 (D_230)	Se solicita calificar los siguientes tramos de transporte como pertenecientes al sistema de transmisión zonal: Degañ 110->Degañ 024 (D_231) en Área F. Masisa 066->Masisa 13.2 (D_113) en Área E. Cholguán STS 220->Cholguán STS 13.8 (D_238) en Área E. Antillanca 110->Aihuapi 110 (D_267) en Área F. Charrúa 066->Cabrero 066 (D_240) en Área E. Chiloé 110->Degañ 110 (D_230) en Área F.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

23. SIERRA GORDA SCM

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	4. ANTECEDENTES UTILIZADOS PARA LA CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	Respecto de proyectos en operación y en construcción (Resolución Exenta CNE N° 262 de 24 de mayo de 2017) no se considera el cambio inminente de punto de inyección del parque eólico Sierra Gorda Este de Enel Green Power. Se considera su configuración actual que es provisoria inyectando en Tap Off Sierra Gorda Eólico, lo que durante el año 2018 se modificará inyectando en S/E Sierra Gorda. La propietaria de la subestación, Minera Sierra Gorda SCM y la propietaria del parque eólico en agosto de 2017 han firmado acuerdos para concretar esta conexión, lo que debiera suceder durante el 2018	Considerar a parque eólico Sierra Gorda Este de Enel Green Power inyectando en S/E Sierra Gorda, mediante línea de simple circuito 220 kV Sierra Gorda-El Arriero.	No se acoge la observación. Los antecedentes utilizados se encuentran Res. Ex. N° 743 de 2017, específicamente respecto a los puntos de conexión, se utilizó lo informado de acuerdo a lo descrito en la Resolución Exenta N°262 de 24 de mayo de 2017, según lo dispuesto en el Informe Técnico Preliminar.
2	3.3.2. TRAMOS DE TRANSPORTE	Los tramos Encuentro 220->Sierra Gorda 220; Encuentro 220->Cerro Dominador 220; y Cerro Dominador 220->Sierra Gorda 220, poseen característica en su operación que los hacen candidatos a ser clasificados como Nacional. En efecto, son tramos nivel de 220 kV, tienen variabilidad relevante (mayor al 10% en algún sentido) y flujo máximo es mayor al 10% de capacidad línea, existen flujos asociados a demanda por debajo de su capacidad, existen flujos bidireccionales, existen más de 1 usuario y de diversa naturaleza y se presentan flujos bidireccionales relevantes.	Revaluar calificación de tramos Encuentro 220->Sierra Gorda 220 Encuentro 220->Cerro Dominador 220 Cerro Dominador 220->Sierra Gorda 220.	No se acoge la observación. La metodología empleada es producto de la aplicación de la Res. Ex. N° 743 de 2017, específicamente la propuesta presentada por la empresa se remite a supuestos utilizados para determinar las instalaciones de transmisión troncal, de acuerdo a la normativa previa a la Ley

24. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LOS LAGOS S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>Sección 3.3.2: Tramos de Transporte. Página 65 del informe</p>	<p>El tramo "D_256 Panimávida 066->Ancoa 066" es calificado como Dedicado</p>	<p>El Tramo "D_256 Panimávida 066 -> Ancoa 066" debiera ser calificado como Zonal, en concordancia al Criterio de Continuidad.</p> <p>De acuerdo con la metodología utilizada el tramo en cuestión no es considerado en la matriz de conectividad ya operaría normalmente abierto. Por tanto, se analiza como lo indica el último párrafo del punto 5.2.4 del informe:</p> <p><i>"Finalmente se procede a calificar aquellas instalaciones con nivel de tensión inferior a los 220kV que operan normalmente abiertas, junto con aquellas en que, bajo los supuestos de operación considerados en la primera etapa de análisis de instalaciones radiales, se modelan como abiertas. La calificación de estas instalaciones se realizó según la calificación que poseen las instalaciones para las que prestan su servicio al momento en que operen cerradas. Para ello se utilizó información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta al</i></p> <p><i>Oficio CNE N°644 de fecha 24 de noviembre de 2017."</i></p> <p>Sin embargo, el análisis no está considerando el Análisis de Continuidad descrito en la sección 5.3 del presente informe. Ya que los tramos inmediatamente adyacentes son calificados como Zonales; estos tramos son:</p> <p>Z_734 Chacahuín 066-> Panimávida 066 Z_736 Ancoa 066->Ancoa 13.8</p> <p>Además, indicar que de acuerdo con la información entregada por los propietarios de la Central Embalse Ancoa, esta se conecta entre Panimávida y Chacahuín, por lo que la generación considerada en Ancoa 66kV en el modelo debiera ser desplaza al Tap Putagán, elemento que tampoco fue considerado en el análisis. Sin embargo, este cambio de ubicación no afectaría en la calificación del tramo Panimávida 066-> Chacahuín 066 ya</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>que la potencia de la central sería de 27MW, mientras que los consumos regulados de Panimávida y Chacahuín serían de 17MW y 23.5MW respectivamente.</p>	
2	<p>Sección 3.3.2: Tramos de Transporte Página 63 del informe</p>	<p>El Tramo "D_203 Vallenar 110-> Tap El Edén 110" es calificado como Dedicado</p>	<p>El tramo "D_203 Vallenar 110->Tap El Edén 110" debería ser calificado como Zonal, en concordancia al criterio de Continuidad.</p> <p>Del análisis realizado en la Etapa I para instalaciones radiales y el anexo publicado junto con el informe preliminar, indica que el nodo Alto del Carmen contiene consumos regulados de 4.996MW, mientras que el Nodo Tap El Edén contiene generación de 5.1MW y el nodo Vallenar posee un consumo regulado de 16.7MW. Por tanto, al realizar la aplicación de la metodología descrita en el informe para los tramos radiales.</p> <p>El tramo Tap El Edén - Alto del Carmen transportaría solo Consumos regulados por Tanto califica como Zonal</p> <p>El Tramo Vallenar Tap El Edén transportaría los consumos regulados de Alto del Carmen y la generación de Tap el Edén siendo la Generación mayor a los consumos regulados por tanto califica como Dedicado</p> <p>El Tramo Maitencillo – Vallenar transportaría los consumos regulados de alto del Carmen y Vallenar además de la generación de Tap El Edén, siendo el consumo regulado mayor que la generación por tanto califica como Zonal.</p> <p>Luego al aplicar el criterio de Continuidad se observa el que tramo Vallenar 110 -> Tap El Edén 110 se encuentra conectado a dos tramos zonales. Lo que lleva a que su calificación definitiva sea Zonal.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

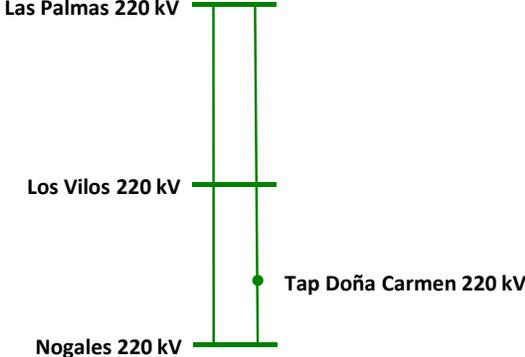
25. TRANSELEC S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>GENERAL</p> <p>La Resolución Exenta N° 771 que Aprueba Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2020 – 2023 fue publicado el 29 de diciembre de 2017, aplicando una metodología que las empresas no conocían previamente.</p> <p>Esto ha impedido a las empresas realizar previamente observaciones a la metodología para la calificación de las instalaciones aplicada en este Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Por tal motivo, parte de las observaciones que a continuación se presentan están dirigidas a la metodología aplicada.</p> <p>En términos generales la metodología resulta compleja, de difícil entendimiento para los usuarios de los sistemas de transmisión, empleando modelos que simulan la operación del sistema que requieren de experiencia en su uso y cuyos resultados disminuyen la estabilidad en la calificación de las instalaciones cada cuatro años, introduciendo incerteza a los futuros inversionistas del sector generación respecto a las instalaciones por la cuales les corresponderá pagar peajes y a la magnitud de éstos.</p> <p>En el mensaje con el cual la Presidenta envió al Congreso el nuevo proyecto de ley de transmisión, se identificaban aspectos de la ley anterior que eran deseable de mejora. Sin embargo, al aplicar la metodología en cuestión algunos de ellos siguen presentes. A modo de ejemplo, en dicho mensaje se identificaba como una materia necesaria de mejorar, el hecho que los sistemas de subtransmisión poseían dentro de los mismos, instalaciones de transmisión adicional, lo que dificulta los procesos de tarificación y la remuneración de las instalaciones adicionales utilizadas por terceros no conectados directamente a éstas. Pues bien, la nueva metodología implementada mantiene la existencia de instalaciones dedicadas dentro de los sistemas zonales.</p> <p>Dado lo anterior, solicitamos revisar la metodología de calificación de instalaciones, simplificándola y cuyos resultados permitan una mayor estabilidad en su revisión cuatrienal.</p> <p>Además, en esta ocasión la CNE utilizó varios softwares de apoyo (Visualbasic, Matlab) para aplicar la metodología de calificación, softwares que no son herramientas de acceso público, y para poder realizar una correcta revisión de las metodologías y resultados de la calificación primero se tuvo que verificar si se contaba con licencias que permitieran su uso, y luego familiarizarse con su uso, todo lo cual generó retrasos en el análisis y reproducción de los resultados por parte de las empresas en el breve tiempo que hay para la preparación de observaciones.</p>			<p>No se acoge la observación. Los aspectos observados corresponden a la metodología aprobada a través de Resolución Exenta N743 de 2017, y no al Informe Técnico que de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 101 de la actual LGSE puede ser objeto de observaciones por parte de las empresas participantes. La presentación de la empresa no contiene una propuesta respecto a las materias observadas, limitándose a solicitar que la metodología sea revisada y simplificada. No obstante el rechazo de la observación, cabe aclarar que el modelo de operación económica utilizado para este proceso se encuentra inserto en el mercado chileno desde hace más de 10 años, al igual que el modelo de sistemas eléctricos, el cual lleva más de 5 años en el mercado nacional, siendo ambos ampliamente utilizados por el sector eléctrico. Por su parte, la utilización de herramientas como VisualBasic está en la suite de herramientas de Microsoft Office que es ampliamente utilizado en la industria chilena en general, mientras que en el caso de Matlab, es un software de acceso público (no gratuito), además es posible encontrar softwares de libre acceso para compilar sus códigos.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
2	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020 – 2023</p> <p>Observación General</p>	<p>Dificultad en proceso de revisión y seguimiento de calificación de una instalación.</p> <p>Dado lo complejo del procedimiento definido para calificar instalaciones, se requiere de un archivo o archivos de salida de cada una de las etapas del proceso que permita conocer bajo qué criterio específico se produjo la calificación de una instalación en particular, es decir, proveer una hoja de ruta de calificación de cada una de las instalaciones.</p>	<p>Se solicita que el informe definitivo contenga una salida que permita registrar el seguimiento del proceso de calificación de una instalación y que indique bajo qué criterio en específico resultó su asignación.</p>	<p>Se acoge la observación, se incorporará en el Informe Técnico Final un archivo de respaldo que permita revisar de forma secuencial el proceso de calificación de instalaciones de transmisión.</p>
3	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020 – 2023</p> <p>3.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL</p> <p>Identificación de Sistema zonal</p>	<p>En el informe preliminar no existe un capítulo donde se describa cuáles son los distintos sistemas zonales que se definieron, ni el procedimiento utilizado para ello.</p> <p>Si bien, en las tablas de detalle del punto 3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020-2023 3.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL, viene la columna “área” que se subentiende se refiere al sistema Zonal a que cada tramo pertenece, se requiere identificar claramente cada uno de los sistemas y determinar la metodología que se usó para definirlos</p> <p>Esto es importante dado que estos sistemas permanecen inalterables por 3 períodos tarifarios tal como se indica en el artículo 100° de la LGSE y las instalaciones que se califiquen en el futuro deberán ser asignadas a ellos.</p>	<p>Agregar un nuevo numeral dentro del punto 3.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL, que identifique claramente los diferentes sistemas zonales que se definieron y detalle la metodología para definirlos.</p>	<p>Se acoge la observación. Se agregará un apartado en el Informe Técnico Final con la metodología empleada para la determinación de las zonas.</p>
4	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020-2023</p>	<p>En el informe preliminar no aparece el tratamiento para calificar ni la calificación de los paños que abastecen retiros regulados (Paños de alimentadores) y no regulados que existen en las subestaciones, que no se encuentran asociados a un tramo de transporte en particular.</p>	<p>Se solicita incorporar el detalle de la calificación de los paños de retiros regulados y libres no asociables a un tramo de transporte.</p>	<p>Se acoge la observación. La calificación de los paños de alimentadores de empresas concesionarias de distribución, estos se encontrarán contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Paños de retiros regulados y libres</p> <p>Observación General</p>			
5	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020-2023</p> <p>Patios de la Subestación</p> <p>Observación General</p>	<p>En el informe preliminar de calificación no aparecen explícitamente identificados los patios de la subestación: Sin perjuicio de lo anterior, dado que los patios son parte de las subestaciones entiende que éstos forman parte del tramo de subestación que se defina para una subestación determinada.</p> <p>Es importante que en el informe definitivo se deje claramente establecido el tipo de tramo al cual pertenecen los patios de subestación y su calificación, puesto que la calificación de instalaciones es uno de los antecedentes relevantes del proceso de valorización de instalaciones Nacionales, Zonales, Polos de Desarrollo y Dedicadas usadas por clientes regulados en adelante "instalaciones reguladas".</p> <p>Dado lo anterior, la calificación de cada una de las instalaciones del Sistema de Transmisión debe quedar definida en el Informe Final de Calificación mencionado en el artículo 101° de la ley.</p> <p>Cabe desatacar lo señalado en el artículo 102° y siguientes de la LGSE, en particular en el artículo 110° donde se establece los objetivos del proceso de valorización de instalaciones de transmisión:</p> <p>"Resultados del Estudio de Valorización. Los resultados del o los estudios de valorización deberán especificar y distinguir para las instalaciones calificadas como de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, a lo menos, lo siguiente:</p> <p>a) El V.I., A.V.I., C.O.M.A y V.A.T.T. por tramo, y</p> <p>b) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados anteriormente, durante el período de cuatro años.</p> <p>Para el caso de la transmisión para polos de desarrollo, se considerará sólo la porción de las líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, según corresponda, cuyas características técnicas hubiesen sido modificadas conforme a lo señalado en el artículo 88°".</p> <p>En el primer párrafo de este artículo supone conocido las instalaciones calificadas como Nacional, Zonal, Para Polos de Desarrollo Y Dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios. A demás, se establece que en el proceso de valorización sólo se determina el VI, AVI, COMA, VATT y las fórmulas de indexación de los tramos de los sistemas de transmisión regulados.</p>	<p>Se solicita indicar en un párrafo introductorio del punto 3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020-2023 que los Patios de la subestación pertenecen al tramo de subestación respectivo.</p>	<p>No se acoge la observación. La metodología de calificación de patios se encontrará contenida en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La calificación de cada una de las instalaciones del Sistema de Transmisión no puede quedar sujeta a interpretaciones en otros procesos, tales como respecto del uso que el consultor del Estudio o Estudios de Valorización pueda hacer. En relación con lo anterior hay que tener presente los objetivos y pilares principales que tuvo en el Ejecutivo cuando presente el proyecto de ley al Congreso:</p> <p><i>“Para tal efecto, se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un solo proceso, eliminando las diferencias de hipótesis de los estudios tarifarios hoy presentes por temas de coordinación temporal y se asegura que los sistemas determinados sean continuos, en el sentido de no tener dentro instalaciones de otro sistema”</i> (punto 6. Remuneración del sistema del Título II “Objetivos” del Mensaje de S.E. la Presidenta de la República con el que inicia un Proyecto de Ley que establece nuevos Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional).</p>		
6	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020-2023</p> <p>Equipos mayores en la Subestación</p> <p>Observación General</p>	<p>La calificación de instalaciones se debe realizar para todas las instalaciones de transmisión eléctrica. En el detalle de la Resolución Exenta N°771 no aparecen los equipos mayores distintos de transformadores, por lo que se entiende que pertenecen a un tramo de transporte si son directamente asociables a él y en caso contrario, se consideran como parte del tramo de subestación.</p> <p>Es importante que la calificación de estas instalaciones quede claramente establecida en el informe definitivo ya que así lo establece la ley y porque la calificación de instalaciones es la entrada al proceso de valorización de instalaciones reguladas y la calificación de ninguna instalación puede quedar sujeta a la interpretación respecto del uso que el consultor del Estudio de Valorización pueda hacer (ver observación anterior).</p>	<p>Se solicita indicar en un párrafo introductorio del punto 3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020-2023, que los equipos mayores, distintos de transformadores, pertenecen a un tramo de transporte si son directamente asociables a él y en caso contrario, si no son asociables directamente a un tramo de transporte, se consideran como parte del tramo de subestación.</p> <p>Además, se solicita dejar claro en el informe a qué tipo de tramo se asignan dichas instalaciones.</p>	<p>Se acoge la observación y su inclusión se encontrará en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta														
7	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020-2023</p> <p>Tramos de Transporte de</p> <p>Observación General</p> <p>Dada la forma en que está presentada la información de los tramos de transporte es complejo hacer el seguimiento de las instalaciones puesto que en algunos casos se está calificando un solo circuito de una línea de transmisión o de un segmento de ésta en un tramo de transporte y en otras ocasiones ambos circuitos son parte de un tramo de transporte.</p> <p>Como ejemplo podemos tomar el siguiente caso de los tramos de Transporte del Sistema Nacional:</p>  <table border="1" data-bbox="315 1039 987 1364"> <thead> <tr> <th>ID</th> <th>Tramos de Transporte CNE</th> <th>Observación por instalaciones consideradas</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>N_22</td> <td>Los Vilos 220->Las Palmas 220</td> <td>No está claro si se refiere a los dos circuitos de la Línea</td> </tr> <tr> <td>N_23</td> <td>Nogales 220->Los Vilos 220</td> <td>Un circuito</td> </tr> <tr> <td>N_24</td> <td>Nogales 220->Tap Doña Carmen 220</td> <td>Un circuito</td> </tr> <tr> <td>N_25</td> <td>Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220</td> <td>Un circuito</td> </tr> </tbody> </table> <p>Por esta razón el informe definitivo debe hacer esta distinción, indicando con un 2x cuando se estén considerando los dos circuitos de una línea en un tramo de transmisión. Lo mismo se requiere para los transformadores, indicando la cantidad de transformadores considerados en el tramo de transporte respectivo.</p>	ID	Tramos de Transporte CNE	Observación por instalaciones consideradas	N_22	Los Vilos 220->Las Palmas 220	No está claro si se refiere a los dos circuitos de la Línea	N_23	Nogales 220->Los Vilos 220	Un circuito	N_24	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	Un circuito	N_25	Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220	Un circuito	<p>Se solicita que el Informe Definitivo indique en los tramos de transporte la referencia a uno o más circuitos para las líneas y uno o más transformadores para la transformación, según corresponda.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final.</p>
ID	Tramos de Transporte CNE	Observación por instalaciones consideradas																
N_22	Los Vilos 220->Las Palmas 220	No está claro si se refiere a los dos circuitos de la Línea																
N_23	Nogales 220->Los Vilos 220	Un circuito																
N_24	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	Un circuito																
N_25	Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220	Un circuito																

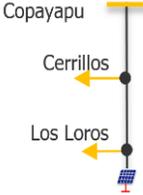
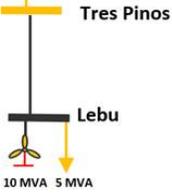
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta															
		<p>Tomando como ejemplo los tramos indicados en la tabla anterior:</p> <table border="1" data-bbox="317 467 989 862"> <thead> <tr> <th>ID</th> <th>Nomenclatura Actual Tramos de Transporte CNE</th> <th>Nomenclatura Propuesta Tramos de Transporte CNE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>N_22</td> <td>Los Vilos 220->Las Palmas 220</td> <td>Los Vilos 2x220->Las Palmas 220</td> </tr> <tr> <td>N_23</td> <td>Nogales 220->Los Vilos 220</td> <td>Nogales 220->Los Vilos 220</td> </tr> <tr> <td>N_24</td> <td>Nogales 220->Tap Doña Carmen 220</td> <td>Nogales 220->Tap Doña Carmen 220</td> </tr> <tr> <td>N_25</td> <td>Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220</td> <td>Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220</td> </tr> </tbody> </table> <p>El mismo problema se tiene en el caso de tramos de transporte que son tramos de transformación. En efecto, por ejemplo, en el caso del tramo de transporte Alto Jahuel 500 kV- Alto Jahuel 220 kV existen tres transformadores, y uno de ellos es obra nueva, por lo que se debe hacer la distinción de cada uno o indicar que la calificación afecta por igual a los 3</p>	ID	Nomenclatura Actual Tramos de Transporte CNE	Nomenclatura Propuesta Tramos de Transporte CNE	N_22	Los Vilos 220->Las Palmas 220	Los Vilos 2x220->Las Palmas 220	N_23	Nogales 220->Los Vilos 220	Nogales 220->Los Vilos 220	N_24	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	N_25	Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220	Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220		
ID	Nomenclatura Actual Tramos de Transporte CNE	Nomenclatura Propuesta Tramos de Transporte CNE																	
N_22	Los Vilos 220->Las Palmas 220	Los Vilos 2x220->Las Palmas 220																	
N_23	Nogales 220->Los Vilos 220	Nogales 220->Los Vilos 220																	
N_24	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220																	
N_25	Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220	Tap Doña Carmen 220->Los Vilos 220																	
8	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020 – 2023</p> <p>3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO</p>	<p>La Subestación Miraje fue recomendada por el Coordinador Eléctrico Nacional (Ex CDEC-SING), en adelante Coordinador, en el proceso de expansión de transmisión del año 2012 (troncal). La Comisión Nacional de Energía acogió dicha recomendación y la nueva subestación fue incorporada en el Decreto N° 310, del 29 de Julio de 2013, como parte de conjunto de obras del plan de expansión a desarrollar en los próximos doce meses.</p> <p>El objetivo de la recomendación del Coordinador iba en el sentido de los cambios que sufrió la Ley: la idea era contar con una nueva subestación en la cual se pudieran conectar proyectos de generación renovable, e incluso los clientes libres. En este caso, a través de un proceso regulado se pretendía materializar un proyecto de transmisión que permitiera disminuir barreras de entrada a los desarrolladores de proyectos de generación solar o eólicos.</p> <p>Si bien S/E Miraje es una nueva subestación, fue calificada como obra de ampliación troncal, y que goza de una remuneración acorde a su calificación.</p>	<p>Se solicita que se modifique la calificación de la subestación Miraje a instalación regulada (Nacional o Zonal) de forma de mantener el derecho que la ley señala de recolectar ingresos a las empresas transmisoras por las inversiones reguladas que se han definido en los planes de expansión que la propia CNE define.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>															

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>3.3.1. TRAMOS DE SUBESTACIÓN</p> <p>Tabla 7. Tramos de Subestación pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado</p> <p>Calificación de S/E Miraje</p> <p>Páginas 49-58</p>	<p>Consecuentemente con la promulgación del Decreto N°310, Transelec desarrolló y puso en operación este proyecto troncal, producto de la obligación legal vigente que tienen las empresas transmisoras de desarrollar todos los proyectos de ampliación que la Comisión Nacional de Energía les asigne vía decreto.</p> <p>La Subestación Miraje fue adjudicada por un VI de US\$ 12,9 millones y entró en operación el 30 de Junio del año 2016.</p> <p>En el informe preliminar de calificación de instalaciones esta subestación quedó calificada como dedicada. Es decir, una subestación que fue recomendada, decretada y puesta en operación a través de un proceso regulado, ahora pasaría a ser parte del conjunto de instalaciones dedicadas, que son utilizadas esencialmente por clientes libres o empresas generadoras.</p> <p>De esta forma, Transelec tendría que pasar a recolectar la remuneración de la subestación de los clientes libres o centrales de generación que se conecten a ella a través de contratos bilaterales. Cabe hacer presente que a pesar de estar en servicio desde el año 2016, aún no tiene conexiones de clientes, por lo cual no es utilizada por ningún agente del sistema.</p> <p>A mayor abundamiento, sabiendo que está subestación está calificada como instalación dedicada, y que de ahora en adelante deberá ser pagada en su totalidad por quienes se conecten a ella, esto será un desincentivo a los desarrolladores de proyectos considerarla como punto de conexión al sistema, dado el alto peaje que tendrían que considerar en sus flujos de caja.</p> <p>Es decir, debido a la calificación de la subestación como instalación dedicada se producen dos efectos:</p> <p>Desincentiva que los clientes no sometidos a regulación de precios se conecten a ella.</p> <p>Debido a que no hay ningún agente que la utilice, Transelec, empresa que por la normativa vigente tuvo la obligación de desarrollar el proyecto, no tendrá a quien cobrar la correspondiente remuneración.</p> <p>Este es un caso en que queda en evidencia que el proceso de calificación de instalaciones no toma encuenta para nada las obligaciones a que se ven sometidos los agentes del mercado y también en su derecho a percibir una remuneración por inversiones que se han visto obligados a materializar de acuerdo a preceptos legales.</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Es necesario que la calificación de instalaciones no sólo provea una consistencia técnica, sino también una consistencia regulatoria y normativa, y que continúe asegurando el pago de las instalaciones que por ley son asignadas a las empresas transmisoras desarrollar.		
9	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020 – 2023</p> <p>3.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEDICADO</p> <p>3.3.1. TRAMOS DE SUBESTACIÓN</p> <p>Tabla 7. Tramos de Subestación pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado</p> <p>Calificación de S/E Don Hector</p> <p>Páginas 49-58</p>	<p>La subestación Don Héctor actualmente secciona el sistema de transmisión Nacional, por lo que fue construida con estándares de seguridad y acceso correspondientes a instalaciones Nacionales. En razón de esto, y atendido que según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio los estándares de construcciones para instalaciones Nacionales son superiores a los exigidos para otras instalaciones, se debe incurrir en costos adicionales para satisfacer dichos estándares, como por ejemplo, las inversiones en las redundancias de equipos necesarios para la continuidad de servicio:</p> <p>Diagonales con topología Interruptor y medio. Doble barra. 2 Transformadores de servicios auxiliares a ambas barras.</p> <p>Terrenos disponibles de crecimiento hacia el lado sur.</p>	Se solicita modificar calificación de la Subestación Don Héctor a instalación del sistema Nacional, debido a que actualmente secciona a dicho sistema, y fue construida bajo los estándares exigidos para tales instalaciones.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
10	5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	De la descripción del procedimiento para calificar instalaciones radiales se desprende que se considera el guarismo mayor que “50%” para sostener que un tramo de transporte está “esencialmente dispuesto” (según lo establece la Ley General de Servicios Eléctricos) para abastecer consumos regulados en el caso de instalaciones zonales, o “esencialmente dispuesto” para abastecer clientes no regulados o capacidad de generación, para las instalaciones dedicadas.	Se solicita que en el análisis de instalaciones radiales se cambie el procedimiento de comparación de manera que, un tramo sea calificado como dedicado,	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>5.1 ANÁLISIS DE INSTALACIONES RADIALES</p> <p>Guarismo para definir cuales instalaciones radiales son calificadas como dedicadas</p> <p>Pág. 81</p>	<p>La Ley General de Servicios Eléctricos utiliza la expresión “esencialmente dispuesto” tanto para las definiciones de sistemas zonales como de sistemas adicionales. Más aún, en el caso de los sistemas dedicados, la expresión utilizada en la definición es “<i>están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de centrales generadoras</i>”.</p> <p>Desde este punto de vista, al comparar potencias de centrales generadoras más demandas máximas de consumos no regulados, con demandas máximas de clientes regulados, debiera ponerse el énfasis en que las instalaciones sean calificadas como dedicadas si usan en más de un 90% el tramo en cuestión, de lo contrario debieran ser calificados en alguno de los segmentos de transmisión zonal o nacional.</p> <p>Esto es consistente con la forma en que se calificaban instalaciones de subtransmisión en los procesos de calificación que se llevaron a cabo con la ley anterior. Considerar el guarismo 90% permite un proceso de calificación más estable, provee mayor certidumbre para procesos de calificación futura, y establece un mecanismo de mayor sostenibilidad en el tiempo.</p> <p>El proceso de calificación actual incrementa los niveles de incertidumbre en el mercado, ya que en algunos casos con reducidas variaciones de la capacidad instalada ocasiona que tramos regulados pasen a ser dedicados, incrementando los costos de los agentes, costos que en el mediano plazo traspasan a clientes finales.</p>	<p>si la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios, en caso que corresponda, sea mayor a un 90% de la demanda máxima total conectada a la barra. En caso contrario, la instalación debe ser calificada como perteneciente al sistema de transmisión zonal.</p>	
11	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.1 ANÁLISIS DE INSTALACIONES RADIALES</p> <p>Metodología de comparación de potencias instaladas con demanda de clientes</p>	<p>En el informe de Calificación de Instalaciones se indica en el cuarto párrafo lo siguiente: “<i>Para efectos de lo establecido en el párrafo anterior, se entenderá que la instalación de transmisión analizada es dedicada en caso que la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios, en caso que corresponda, sea mayor a un 50% a la demanda máxima de clientes regulados. En caso contrario, la instalación será calificada como perteneciente al sistema de transmisión zonal.</i>”</p> <p>Se considera "capacidad instalada" de las centrales de generación, en circunstancias que existen centrales que son despachadas sólo durante ciertos meses del año, horas del día o incluso algunas que sólo están de respaldo.</p> <p>En este contexto, independientemente que no estamos de acuerdo con el guarismo “50%” utilizado, no es correcto sumar potencia instalada de generación y demanda de clientes no regulados o regulados, porque el resultado no es concluyente para determinar la esencialidad de la línea para tipo de clientes o generación, y por lo tanto, el procedimiento indicado es erróneo para determinar la calificación de una instalación.</p>	<p>Se solicita revisar el procedimiento de comparación de potencias instaladas con demanda de clientes para determinar la calificación de instalaciones radiales, de manera de obtener resultados sin distorsiones respecto de para qué tipo de usuarios el tramo es esencial.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

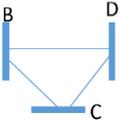
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
Pág. 81 y 84		<p>En efecto, puede ocurrir que tanto clientes y generación estén consumiendo e inyectando su máxima potencia y de todas formas la instalación esté sirviendo por completo al cliente regulado. Por ejemplo: Una línea alimenta en forma radial una subestación con un consumo regulado (demanda máxima 30 MW), un consumo libre (demanda máxima 20 MW) y una central generadora (capacidad instalada 20 MW). Como la capacidad de la generadora más la demanda máxima del cliente libre suman 40 MW y la demanda máxima del consumo regulado es 30 MW, siguiendo el procedimiento indicado en el informe preliminar, la instalación y las líneas que la alimentan pasarían a ser calificadas como Dedicadas. Aún si efectivamente la central estuviese generando a máxima potencia, la línea que alimenta esta subestación tendría que transmitir 30 MW para abastecer la demanda que en la barra no diferencia entre clientes regulados o no regulado, y por lo tanto no se puede determinar para que tipo de cliente la línea es esencial. Además, al comparar potencias instaladas de generación con demandas máximas de consumos se realiza una comparación de un dato teórico (potencia instalada en el caso de la generación) versus uno real (demandas máximas en caso de clientes), lo que produce sesgos en caso que alguno de ellos no genere o demande esa potencia.</p> <p>Se podría argumentar que independiente de que sea despachada o no, para la central generadora la instalación siempre es esencial, ya que recibe potencia firme debido a la existencia de ella. Este argumento, aunque es razonable, no tiene que ver mucho con la calificación de las instalaciones y tiene más que ver con los requisitos necesarios para obtener potencia firme. Si existe demanda en el extremo de la instalación pueden darse casos en que la central opere a plena potencia, y por lo tanto pueda recibir potencia firme, y la instalación sea usada esencialmente para abastecer consumos.</p> <p>A continuación se muestran algunos ejemplos de lo señalado precedentemente:</p> <p>Línea Copayapu-Los Loros</p> <p>La línea está esencialmente dispuesta para abastecer los consumos regulados de Cerrillos y Los Loros. Cerrillos tiene un consumo regulado inferior a 30 MW, y Los Loros tiene un consumo regulado que no alcanza los 20 MW. Sin embargo, al final de la línea se instaló el Parque Solar Los Loros de 50 MW.</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		 <p>A pesar que este tipo de parques tiene generación intermitente y de bajos factores de planta, la metodología de calificación considera que toda la línea de transmisión de 110 kV, de 52 kilómetros, sea considerada como dedicada. Se estima que el AVI+COMA de esta línea es del orden de US\$ 580 miles, los que de mantenerse la calificación del informe preliminar, debiera ser pagado por la central solar Los Loros que se ubica en el extremo.</p> <p><u>Línea Tres Pinos-Lebu:</u></p> <p>La línea 66 KV Tres Pinos-Lebu es una línea “esencialmente dispuesta” para dar suministro a la ciudad de Lebu. Aprovechando la instalación existente, se instaló una central eólica en el extremo de la línea, de acuerdo a los beneficios de la regulación existente asociados a acceso abierto.</p>  <p>La ciudad de Lebu tiene un consumo que no supera los 5 MW. Por otro lado, la central eólica tiene una potencia instalada de 10 MVA. De acuerdo a la metodología planteada en el informe de calificación de instalaciones, este activo de transmisión sería calificado como dedicado, y debería comenzar a ser pagado, total o parcialmente (dependiendo del criterio que se use para calificar una línea como dedicada usada por consumos regulados), por la central eólica. Cabe mencionar que el VATT de esta línea es de US\$ 267 miles, y podemos asegurar que dado el régimen de acceso abierto a las instalaciones reguladas que existe, nunca fue considerado por dicha central pagar el peaje completo de la línea.</p>		

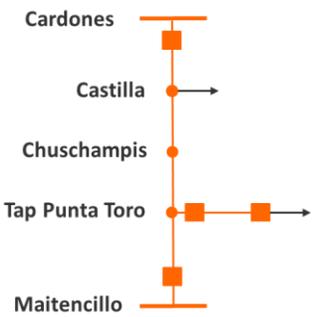
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p><u>Línea Hualane-Licantén:</u></p> <p>La línea 66 kV Hualane-Licantén también es una línea “esencialmente dispuesta” para dar suministro a consumos regulados, que no superan los 10 MW. En su extremo se conectó una central de Biomasa con una capacidad máxima de 12 MVA, como se puede apreciar en la figura.</p>  <p>El informe preliminar califica este ramo como dedicado implicando que la línea Hualane-Licantén debería comenzar a pagarla en una proporción significativa o totalmente (dependiendo del criterio que se use para calificar una línea como dedicada usada por consumos regulados) la central de Biomasa. Dicha instalación de transmisión tiene un VATT de US\$ 326 miles.</p> <p>Estos son solo algunos ejemplos de lo ocurrido con la metodología de calificación del informe preliminar.</p> <p>Así para evitar este tipo de inconsistencias, la metodología debiese considerar la proporción de la potencia instalada que es normalmente despachada por mérito económico en vez de la capacidad instalada de las centrales generadoras, ya que el principal foco debiese ser evaluar para quien es esencial la instalación radial: si para abastecer consumos regulados o para abastecer consumos no regulados y/o evacuar generación.</p> <p>El hecho de que una subestación tenga conectada una gran capacidad de generación no implica necesariamente que el uso de la instalación radial sea para inyección, ya que muchas de las centrales conectadas en el sistema zonal son más bien de respaldo (grupos diésel) y no se despachan regularmente, y por lo tanto la instalación no es esencial para ellas, o bien son de tipo ERNC con bajo factor de planta.</p>			
12	5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES	En el procedimiento de calificación de instalaciones radiales de uso mixto falta agregar una etapa adicional para los tramos que producto de la aplicación del procedimiento de análisis de instalaciones radiales, un tramo es calificado como dedicado.	Se solicita incorporar en el procedimiento de calificación de las	No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de

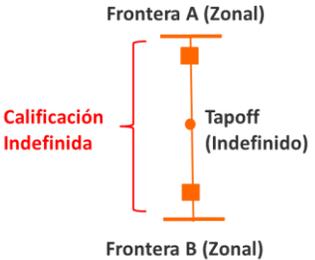
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.1 ANÁLISIS DE INSTALACIONES RADIALES</p> <p>Incorporación de análisis de prescindencia en instalaciones radiales de uso mixto</p> <p>Pág. 81</p>	<p>En efecto, en la figura siguiente, elaborada a partir de la calificación presentada en el numeral 3 del informe de calificación, se observa que puede ocurrir que existan instalaciones zonales que se conectan al resto del sistema eléctrico a través de instalaciones dedicadas. Un ejemplo concreto de ello se muestra en la figura siguiente.</p>  <p>(Azul: Nacional, Naranja: Zonal, Negro; Dedicado)</p> <p>De la aplicación del procedimiento descrito en el informe preliminar para calificar instalaciones radiales, el tramo Diego de Almagro – Tap Chañares 110 kV resulta calificado como dedicado. Sin embargo, hasta ese punto el análisis no está completo, ya que ante la prescindencia del tramo D.Almagro->Tap Chañares se tendría como resultado energía no suministrada a clientes regulados, que son los que se conectan desde S/E El Salado, motivo por el cual dicho tramo debe ser considerado zonal.</p> <p>Cabe agregar que la central fotovoltaica Chañares sólo genera algunas horas del día dado que depende de la radiación solar. Es decir, el tramo Diego de Almagro – T. Chañares 110 kV es utilizado más del 50% del tiempo para dar suministro a los consumos regulados aguas abajo de la misma.</p> <p>Por lo tanto, falta incorporar en el procedimiento de calificación de instalaciones radiales este análisis adicional de prescindencia, o de seguridad de servicio, para este y muchos otros tramos, ya que al no hacerlo, además de ser inconsistente con el objetivo de la metodología de calificación, no se recogería qué tramos radiales, que pueden ser calificados inicialmente como dedicados, son esenciales para el suministro de clientes regulados, debiendo entonces cambiar su calificación a zonales.</p>	<p>instalaciones radiales de uso mixto, una etapa adicional consistente en un análisis de prescindencia, o de seguridad de suministro, para determinar la calificación definitiva de instalaciones radiales, que inicialmente han sido calificadas como dedicadas pero que aguas abajo se conectan con instalaciones que han sido calificadas como zonales.</p>	<p>2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>	
<p>13</p> <p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p>	<p>La metodología descrita en el numeral 5 no permite una comprensión clara para su aplicación. En particular no se especifican las consideraciones de cuándo y por qué se pueden considerar redes normalmente abiertas.</p> <p>En el primer párrafo de la sección dice:</p>	<p>Se solicita que en el informe definitivo se expliciten los criterios y otras consideraciones que se tuvieron en cuenta para efectos de considerar la modelación de un tramo</p>	<p>Se acoge la observación. Dicha información será incluida en el Informe Técnico Final.</p>	

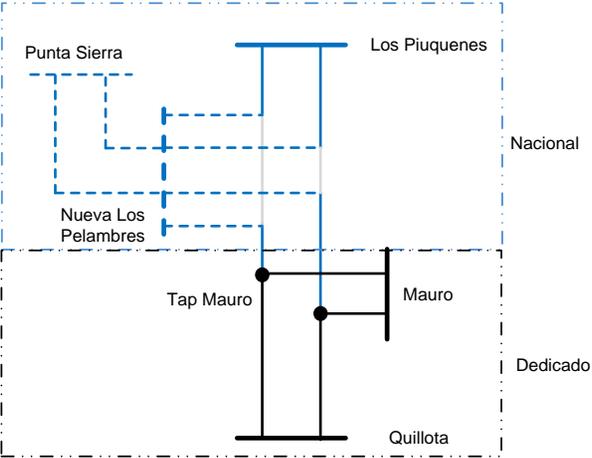
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
5.1. ANÁLISIS DE INSTALACIONES RADIALES 5.1.1. CONFORMACIÓN DE LA MATRIZ DE CONECTIVIDAD Criterios para definir cuándo se modelan tramos abiertos Pág. 82	<p><i>"(...) Además, en esta etapa se consideraron los tramos que operan normalmente abierto incluyendo un valor cero en la coordenada de la intersección correspondiente."</i></p> <p>En el segundo párrafo de la sección se señala:</p> <p><i>"(...) En el caso en que la capacidad de transporte de los circuitos paralelos no sea suficiente para la evacuación de la totalidad de la oferta o el suministro de la totalidad de la demanda, para efectos de la modelación, se podrá considerar en los respectivos análisis la condición normalmente abierta de estas redes, considerándose las líneas y subestaciones respectivas como radiales."</i></p> <p>La definición de operar tramos del sistema de transmisión normalmente abiertos, es una decisión netamente operacional que le corresponde realizar al Coordinador. Para ello el Coordinador toma en consideración diversos periodos de tiempo (días, semanas o meses), pudiendo definir que en determinados periodos de tiempo algunos tramos operen abiertos y en otros periodos operen cerrados, por consideraciones de economía de la operación o seguridad de servicio.</p> <p>Para efectos de la calificación de instalaciones la CNE define operación normalmente abierta de algunos tramos, que hoy operan cerrados, aplicando criterios que no especifican en el informe preliminar, lo que llama la atención, sobre todo si actualmente dichas instalaciones operan cerradas. Como la CNE efectúa el análisis para efectos de la calificación de instalaciones para un mes particular del periodo tarifario, vale decir, diciembre de 2021, la CNE debe especificar cuáles fueron los criterios que tuvo a la vista para definir que determinados tramos del sistema de transmisión, a esa fecha, deben operar normalmente abiertos en lugar de cerrados. pero claramente debe privilegiar el escenario que entrega una mayor seguridad de servicio, tal como lo debe hacer el Coordinador cuando determina las condiciones de operación del SEN, para lo cual toma en cuenta aspectos como el periodo del año, mes u horas del día, disponibilidad de instalaciones y recursos primarios, entre otras consideraciones operacionales. La premisa del Coordinador es operar el sistema lo más robusto posible, es decir, considerando el sistema con sus líneas en servicio, salvo que existan condiciones críticas que impidan asegurar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio (sobretensiones, sobrecargas, entre otros).</p> <p>Es importante tener claros los criterios utilizados para definir que un tramo opera normalmente abierto para efectos del proceso de calificación, y también lo es que estos criterios sean consistentes con las diversas consideraciones que toma el Coordinador para definir cuando una instalación debe operar abierta o cerrada, ya que definir que opere abierto condiciona la calificación que resulta para esa instalación.</p> <p>Entre otros, un ejemplo concreto de lo anterior se da en el tramo Punta Colorada-Don Héctor-Maitencillo, para los cuales la CNE supone que, para la etapa del análisis de instalaciones</p>	<p>como normalmente abierto en la etapa de análisis de las instalaciones radiales.</p> <p>Además, se solicita incluir una tabla indicando los tramos que pudiendo operar cerrados, se consideró que operan abiertos, indicando las razones que llevaron a considerarlo de ese modo.</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		radiales, estos tramos operan normalmente abiertos, traduciéndose en que estos tramos sean calificados como dedicados.		
14	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.2. CALIFICACIÓN DE SUBESTACIONES FRONTERA</p> <p>Subestaciones Fronteras</p> <p>Pág. 86</p>	<p>La metodología aplicada en el numeral 5 del informe no es clara y no permite la reproducción de los resultados a partir de la aplicación de las definiciones allí expresadas. Un ejemplo de ello es la definición de subestaciones frontera.</p> <p>En efecto, en el párrafo de la sección 5.2.2 dice:</p> <p><i>"(...) Para estos efectos, se consideró como subestaciones fronteras aquellas a las cuales su matriz de conectividad presenta para el respectivo nodo propio, un valor mayor igual a dos. (...)"</i></p>  <p>De la interpretación literal de la definición anterior, se desprende que todas las subestaciones del sistema enmallado se encuentran en la categoría de subestaciones frontera. Se requiere confirmar si dicha interpretación es correcta o en su defecto precisar la definición, ya que en la revisión del procedimiento se generan diferencias relevantes por la interpretación de este concepto.</p>	<p>Se solicita precisar las definiciones de cada etapa de la metodología utilizada, entre ellas la definición de subestaciones fronteras, de tal modo que sea posible hacer el seguimiento de cada una de las etapas de la metodología aplicada de manera consistente.</p> <p>Al ser una metodología secuencial, una interpretación errada en cualquiera de las etapas implica que se reproduzcan resultados inválidos en todos los pasos siguientes.</p>	<p>Se acoge la observación. Todas las subestaciones del sistema enmallado se encuentran en la categoría de subestaciones frontera.</p>
15	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.4. CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN</p>	<p>La metodología aplicada en el numeral 5 no es clara y deja en indefiniciones muchos conceptos. Es el caso del concepto "malla de análisis" que se indica en el primer párrafo de la pagina 87:</p> <p><i>"...se procedió a efectuar simulaciones en las cuales se prescinde de los elementos bajo análisis, para diferentes "mallas de análisis"."</i></p> <p>El Informe no se encarga de precisar el concepto de "malla de análisis" lo que repercute en poca claridad al momento de definir cuáles son dichas mallas para el análisis de prescindencia.</p> <p>Al respecto surgen preguntas como, ¿es una sola malla de análisis o son varias? Si es esto último, ¿con qué criterio se definen las fronteras entre distintas mallas de análisis?</p> <p>También surge la duda respecto si los efectos de prescindir de un tramo, se verifica para todas las barras del sistema eléctrico, o sólo para aquellas que conforman la malla de análisis en cuestión (en el caso que se definiera más de una).</p> <p>A nuestro juicio, dicha verificación de impactos debiera hacerse en todo el sistema de transmisión.</p>	<p>Se solicita precisar en el informe definitivo, los criterios para definir la o las mallas de análisis que se definen. Si son varias mallas de análisis indicar los criterios para separar las fronteras entre ellas. Por último, aclarar si los efectos de prescindir de tramos se verifican en todo el sistema eléctrico o sólo en la malla de análisis en cuestión.</p>	<p>Se acoge la observación. El concepto de malla de análisis será desarrollado en mayor medida en el Informe Técnico Final</p>

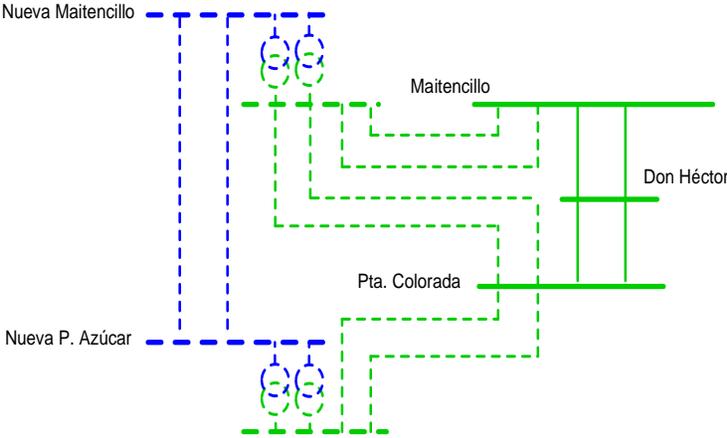
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	INFERIOR A 220 KV Mallas de Análisis Pág. 87-88			
16	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.4. CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN INFERIOR A 220 KV</p> <p>Análisis de prescindencia debe realizarse entre subestaciones contiguas</p> <p>Pág. 87</p>	<p>En el tercer párrafo se indica lo siguiente: <i>"(...) se procedió a prescindir de las instalaciones de modo tal de, a través de un ejercicio teórico, identificar cómo afecta en la operación del sistema dicha instalación." "(...) se determinó la esencialidad de las instalaciones zonales si es que al no contar con el tramo de transporte se obtuvo como consecuencia la pérdida de suministro de clientes regulados. Para efectos de lo anterior, se revisaron los bloques de máximas exigencia del tramo bajo estudio, de acuerdo a lo determinado en el caso base."</i></p> <p>Para la aplicación de lo anterior, la metodología considera que en una línea de transmisión que tiene conexiones en derivación o tap-off en puntos intermedios se generan distintos tramos de transporte a ser analizados. Como ejemplo, la figura siguiente ilustra una línea de transmisión con dos conexiones tap-off intermedias, con lo que se generan tres tramos de transportes a evaluar.</p> 	<p>Se solicita que, para efectos del análisis de prescindencia, se replantee el concepto de tramo de transporte respecto del cual se prescinde, considerando que éste sólo puede contemplar un tramo que une pares de subestaciones contiguas (como lo establece el primer párrafo del punto 5.2.4 del informe preliminar) o dos paños contiguos.</p> <p>Por consistencia con lo anterior, lo mismo se solicita, cuando se realiza el análisis de continuidad en la última etapa del proceso</p>	<p>No se acoge la observación. El ejercicio que se realiza para la calificación de instalaciones de transmisión no corresponde a un análisis de falla del sistema eléctrico, por lo tanto las conexiones en derivación son válidas para diferenciar tramos de transporte. Adicionalmente este tipo de solución de transmisión que tuvo cabida en la regulación anterior se encuentra en un proceso continuo de normalización, siendo a esta altura una anomalía en vías de solución.</p>

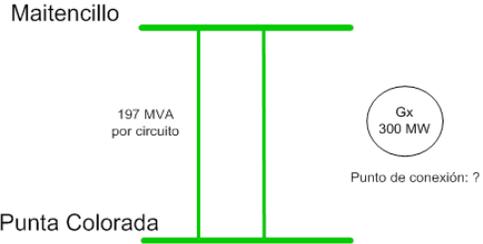
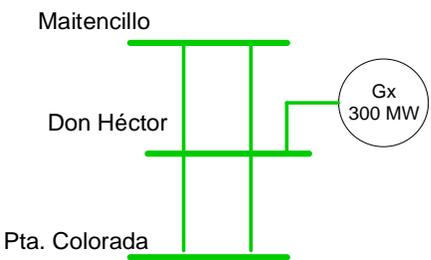
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Se estima que realizar este tipo de análisis considerando como tramo de transporte a prescindir, tramos en los cuales en uno o sus dos extremos existen tap-off es incorrecto. Lo anterior, porque en la práctica no es posible prescindir de un tramo con tap-off en sus extremos sin que los tramos adyacentes al tap-off también salgan de servicio.</p> <p>Independiente que el análisis de prescindencia es un ejercicio teórico, este debe tomar en cuenta las mínimas consideraciones operacionales que la prescindencia del tramo bajo análisis tiene para los tramos adyacentes. Así, para efectos del análisis de prescindencia, este debiera considerar que se prescinde de tramos entre subestaciones con paños en sus extremos.</p> <p>Esto es consistente con lo que establece el primer párrafo del punto 5.2.4 del Informe Preliminar respecto a que el análisis de prescindencia debe realizarse en tramos entre pares de subestaciones contiguas. Un tap-off no es una subestación, y por lo tanto, no puede ser un extremo de un tramo al cual se le realiza el análisis de prescindencia.</p> <p>Un ejemplo en particular de lo anteriormente señalado es el de la línea 110 kV Maitencillo – Cardones, la cual tiene 3 conexiones en derivación intermedias.</p>  <p>La metodología evaluó la desconexión de los tramos Castilla - Chuschampis y Chuschampis – Punta Toro, lo cual sistémicamente no es posible. Según lo señalado, debiese evaluarse la salida del tramo 110 kV Maitencillo – Cardones completo, con lo que efectivamente existirá pérdida de consumos regulados conectados en S/E Castilla, y por tanto, el tramo completo, incluyendo la S/E Castilla debiese ser calificado como instalación zonal, en coherencia con lo definido en el</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proceso de expansión ad-hoc de la transmisión zonal que estableció el artículo 13 transitorio de la ley.</p> <p>De mantenerse la calificación dedicada de la línea Maitencillo Cardones 1x110 kV, entonces Minera Los Colorados tendrá que pagar prácticamente la totalidad de su AVI+COMA, el cual totaliza US\$5,27 millones anuales. Adicionalmente, la minera tendrá que pagar el cargo único zonal que le corresponda. Lo anterior, en circunstancias que, en la actualidad, la minera paga US\$0,98 millones por cargo único zonal conforme el DS 1T, sin pago por sistemas dedicados. Es decir, la minera tendrá que pagar más de 6 veces lo que paga actualmente por transmisión para llegar al sistema nacional.</p> <p>Por otra parte, y relacionado con la forma en que la CNE define los tramos de transporte, considerando que en sus extremos puede haber un tap-off, se verifican los siguientes inconvenientes o incongruencias.</p> <p><u>Calificación de líneas que unen subestaciones frontera zonales</u></p> <p>Un primer ejemplo lo constituyen los tramos de línea que unen dos subestaciones frontera calificadas como zonal, pero que tienen un tap-off en su punto intermedio. Es posible que el tap-off no tenga conexión, ni de demanda ni de generación en la fecha de análisis, pero al quedar como “indefinida” en la primera etapa de análisis, impide que el tramo de línea completo sea calificado como zonal.</p> <p>Ejemplo calificación Etapa 1</p>  <p><u>Calificación de distinto segmento para una misma línea</u></p> <p>Otra situación la constituye el caso en que, una línea con un tap-off intermedio sea calificada hacia un extremo del tap-off como en un segmento y hacia el otro extremo en otro segmento, lo cual no parece razonable.</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Adicionalmente, este esquema de calificación pone de manifiesto un vacío normativo respecto de si es necesario o no normalizar la conexión en tap-off, ya que el artículo 3-24 de la NTSyCS indica que se deberán normalizar las conexiones en derivación en puntos intermedios de una línea de transmisión nacional, pero no habla en aquellos casos donde la conexión en derivación sea uno de los extremos de la línea Nacional. Este es el caso que se podría dar en el siguiente proceso de calificación de instalaciones, considerando que se concrete la obra propuesta en el informe preliminar de expansión de la transmisión (RE N°770): seccionamiento de la línea 2x220 kV Quillota – Los Piuquenes en el tramo Tap Mauro – Los Piuquenes. La normalización del El Tap Mauro queda indefinida.</p>  <p><i>Análisis de discontinuidad</i></p> <p>En consistencia con los argumentos señalados precedentemente en esta observación, el análisis de continuidad para los distintos segmentos debiera considerar tramos de transporte o instalaciones entre pares de subestaciones contiguas y no entre tramos o instalaciones que en uno de sus extremos tienen un tap-off.</p>			
17	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>Uno de los objetivos del cambio de Ley era simplificar el proceso de calificación de instalaciones, de forma de hacerlo más transparente, simple y fácil de reproducir.</p> <p>En particular, para la calificación de los tramos de transporte de nivel de tensión inferior a 220 kV, En el párrafo 4 de la página 87 se indica:</p>	<p>Se propone que para instalaciones de tensión inferior a 220 kV se califiquen como instalaciones dedicadas aquellas para las cuales el GLDF de los clientes no</p>	<p>Se propone que para instalaciones de tensión inferior a 220 kV se califiquen como instalaciones dedicadas aquellas para las cuales el GLDF de los clientes no</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.4. CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN INFERIOR A 220 KV</p> <p>Guarismo para definir cuales instalaciones enmalladas son calificadas como dedicadas</p> <p>Pág. 87</p>	<p><i>“Para precisar y encontrar el conjunto de mallas de análisis a estudiar se utilizó como estadígrafo los factores GLDF de los usuarios finales sobre los tramos de transporte, considerando que si el GLDF de los clientes regulados es mayor a un 50% sobre un tramo de análisis, entonces el tramo de transporte resulta esencialmente dispuesto para el abastecimiento de clientes regulados, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión zonal. (...) si los GLDF de los clientes libres es mayor o igual al 90% sobre un tramo de análisis, este tramo se encuentra esencialmente dispuesto a este conjunto de usuarios, (...) por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión dedicado.”</i></p> <p>Ya que la Ley define como instalaciones dedicadas <i>“aquellas que estén dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios”</i>, y con el objetivo de simplificar el procedimiento de calificación descrito en el procedimiento, se propone que se califiquen como instalaciones dedicadas aquellas para las cuales el GLDF de los clientes no regulados o libres resulte en un valor igual o superior a 90%. En caso contrario, la instalación sería calificada como instalación zonal.</p> <p>Si el GLDF de los clientes no regulados o libres es 90% o superior, es una clara señal que la instalación es usada esencialmente por este tipo de clientes. Lo anterior es consistente con lo propuesto en la observación respecto al guarismo “50%” que está más arriba en este documento.</p> <p>La aplicación del guarismo del 50% determinó que instalaciones relevantes para el abastecimiento seguro de los consumos regulados del sistema Concepción – San Vicente – Hualpén - Lagunillas, que actualmente pertenecen a zonal, fueran clasificadas dedicadas. Específicamente, la línea San Vicente – Concepción 2x154 kV, un circuito de la línea Hualpén – San Vicente 2x154 kV, la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, y la transformación Hualpén 220/154 kV de propiedad de Transelec. Estas instalaciones que totalizan un AVI+COMA de US\$3.8 millones anuales permiten la calidad y seguridad de servicio que requieren los consumos regulados de la zona. Al ser clasificadas como dedicadas, deberán ser pagadas por los consumos libres de la zona, incrementando sustancialmente sus costos operacionales, quienes deberán seguir pagando el cargo único zonal.</p>	<p>regulados o libres resulte en un valor igual o superior a 90%. En caso contrario, la instalación sería calificada como instalación zonal.</p>	
18	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p>	<p>Uno de los principales objetivos del sistema de Transmisión Nacional es permitir la llegada de nuevos actores al mercado que introduzcan mayor competitividad con el fin de reducir los costos globales de operación en el sistema.</p> <p>Un aspecto que llama la atención de la metodología utilizada y en particular de la calificación resultante para algunos de los tramos, es que a nuestro juicio se atenta precisamente sobre el objetivo indicado anteriormente. La metodología altera de forma significativa las condiciones de mercado de los agentes que participan en él, aumentando la incertidumbre respecto de los</p>	<p>De acuerdo a lo observado, se solicita modificar y replantear la metodología para determinar la calificación de las instalaciones, con el fin de evitar impactos negativos en las condiciones del mercado que reduzcan la</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>5.2.5.</p> <p>CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN IGUAL A 220 KV</p> <p>Inconsistencia de la metodología con desarrollo pasado y futuro del sistema eléctrico</p> <p>Pág. 88</p>	<p>costos asociados a la transmisión e introduciendo fuertes señales de localización asociada a la ubicación y tamaño de nuevos proyectos de generación.</p> <p>Para ejemplificar lo anterior, veamos que sucede con la Línea 2x220 kV Maitencillo-Don Héctor-Punta Colorada. Los dos tramos que la componen han sido históricamente calificados como parte del Sistema Nacional, lo que impulsó a desarrolladores de proyectos a considerar como alternativa el seccionamiento de las líneas existentes, de acuerdo a la normativa vigente, para inyectar su generación en ese punto.</p> <p>No obstante lo anterior, como resultado del proceso de calificación, en el informe preliminar se determinó que estos tramos fueran calificados como dedicados. En la siguiente figura se muestra una topología de la zona.</p>  <p>La condición previa a la conexión de S/E Don Héctor se ejemplifica en la siguiente figura.</p>	<p>competitividad en el sistema.</p> <p>En particular respecto de los tramos Maitencillo-Don Héctor 220 kV y Don Héctor-Punta Colorada, se solicita que se califiquen como instalaciones nacionales, de forma de dar señales estables en el tiempo a los inversores.</p>		

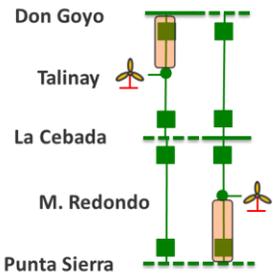
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Maitencillo</p>  <p>Punta Colorada</p> <p>Considerando la topología de los Sistemas de Transmisión del año 2015, antes de la materialización de la subestación seccionadora Don Héctor y cuando se estaba evaluando el conectar proyectos en las cercanías de la línea, la figura anterior muestra que sólo existía la Línea 2x220 kV Maitencillo-Punta Colorada. Los proyectos interesados en conectarse eran el proyecto el Romero y El Pelicano por un monto total de 300 MW.</p> <p>De acuerdo al proceso que fuera incorporado en la NTSyCS, en la cual se exigía al Coordinador determinar el punto óptimo de seccionamiento, el interesado en la nueva conexión no tenía posibilidad de seleccionar dicha ubicación, sino que dependía de la optimización y verificación que realizara el Coordinador en función de las transferencias de potencia esperadas y los costos de operación resultantes. Como resultado de este proceso, el Coordinador determinó que el punto óptimo de conexión para los nuevos proyectos correspondía a una nueva Subestación que seccionara la línea de transmisión Nacional 2x220 kV Maitencillo-Punta Colorada, lo que con posterioridad significaría el desarrollo y construcción de la Subestación Don Héctor, tal como se muestra en la siguiente figura.</p>  <p>Maitencillo</p> <p>Don Héctor</p> <p>Pta. Colorada</p>		

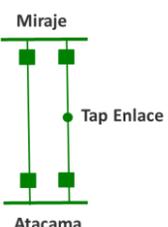
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Considerando lo anterior, el proyecto fue desarrollado y los nuevos interesados en conectarse en la zona, proyectos El Pelicano y el Romero, desarrollaron su ingeniería basada en esta solución. Todo este proceso se consolida una vez que los proyectos de generación cierran sus contratos de venta de energía en el mediano y largo plazo, ya sea vía licitaciones públicas o privadas. Aquí es donde se destaca el primer argumento señalado respecto de la alteración a los costos de la transmisión, dado que al asignarse un determinado punto de conexión se está dando certeza respecto de las necesidades de transmisión que requerirá el proyecto, cuestión que se modifica drásticamente al recalificar el tramo.</p> <p>Por otro lado, al promover un seccionamiento de una línea del segmento de transmisión nacional con un proyecto de gran envergadura, se subentiende que para respetar las transferencias máximas de potencia permitidas por la línea, es necesario promover obras de ampliación que se ajusten a esas nuevas necesidades. En el caso de Maitencillo-Punta Colorada, la capacidad por circuito es de 197 MVA, por lo que respetando el Criterio N-1 del Sistema de Transmisión Nacional, resulta necesario incorporar una ampliación en dicho tramo para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación por alrededor de 300 MW, obra que no se ha promovido a la fecha. Podría argumentarse, que la obra de ampliación sí se promovió, y que esta consiste en una nueva línea de doble circuito de 500 MVA de capacidad por circuito, sin embargo, a esta nueva línea también podrían conectarse nueva generación por mayor capacidad que la de cada circuito (lo mismo que ocurrió con la línea Punta Colorada-Maitencillo) y para solucionar el problema debería ampliarse.</p> <p>Por último, este nivel de incertidumbre respecto de los reales costos de transmisión que deberán pagar los nuevos actores del mercado, provoca el segundo efecto indeseado respecto de la evolución del mercado, correspondiente a la señal de localización de los nuevos proyectos.</p> <p>Considerando los resultados del estudio de calificación, cualquier interesado en participar del mercado eléctrico definirá el tamaño de sus centrales y buscará conectarse en las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que tengan un menor riesgo de ser calificadas como dedicadas, con el fin de evitar incertidumbres asociados al pago por dicho concepto. En términos prácticos, los nuevos proyectos buscarán conectarse en tensión de 220 kV en puntos más cercanos al Sistema de Transmisión de 500 kV, dado que estas subestaciones son las que presentan menor incertidumbre en cuanto a la calificación. Si se mantiene esta tendencia, se estaría subutilizando el corredor de 220 kV, tanto el existente de propiedad de Transelec, como las nuevas líneas de 220 kV que se encuentran en licitación o en desarrollo por parte de otras empresas.</p> <p>En este caso particular, las centrales de generación ERNC El Romero y Pelicano deberán pagar el AVI+COMA de las líneas Maitencillo – Don Héctor - Punta Colorada 2x220 kV, por un total de US\$5,91 millones anuales, más el AVI+COMA de la subestación Don Héctor por un total de US\$2,70 millones anuales, sin considerar los paños de inyección de la subestación. Dada la</p>		

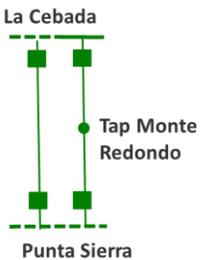
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>señal de mercado entregada por la autoridad para la transmisión, estos costos operacionales nunca estuvieron considerados en las ofertas de precio de energía de dichas centrales ERNC.</p> <p>Este ejemplo permite evidenciar que existen aspectos no cubiertos en la metodología utilizada en el informe, por lo tanto, aplica para todos los tramos donde se verifique una condición similar.</p>		
19	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.5. CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN IGUAL A 220 KV</p> <p>Seguridad de abastecimiento</p> <p>Pág. 89</p>	<p>En el segundo literal a) de la CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE NACIONALES dice: <i>“Disminución en la seguridad del abastecimiento”</i>.</p> <p>Al respecto, no se describen los criterios establecidos para verificar dicha hipótesis, ni cómo se puede cuantificar la disminución en la seguridad del abastecimiento del sistema.</p>	<p>Se solicita especificar los criterios establecidos para la ocurrencia de la hipótesis adicional <i>“Disminución en la seguridad del abastecimiento”</i>.</p>	<p>Se acoge la observación. En virtud de las modificaciones a la Res. Ex. N° 743 de 2017 a través de la Res. Ex. 111 de 2018, específicamente en el Artículo 58°, la Comisión deberá realizar el proceso de calificación en consistencia con las expansiones de transmisión fijadas a través de los respectivos decretos, cuya interpretación será incluida en el Informe Técnico Definitivo, a raíz de calificación de instalaciones mediante planes de expansión, los cuales, para efectos de la observación planteada, son originados (entre otros análisis) por una revisión de seguridad en el sistema de transmisión nacional.</p>
20	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p>	<p>En el segundo literal b) de la CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE NACIONALES se establece que se debe analizar el impacto en los perfiles de tensión observados en el sistema eléctrico.</p> <p>Para la realización de las diferentes simulaciones requeridas en el análisis de prescindencia no se especifica si estas son realizadas considerando la operación automática de los diferentes compensadores estáticos de potencia reactiva, conectados al Sistema Eléctrico Nacional, puesto que, dependiendo de la actuación de estos equipos, podría resultar en modificaciones en la calificación de las instalaciones.</p>	<p>Se solicita especificar de manera integral la metodología aplicable y sin reenvíos a otros documentos, junto con aclarar y detallar la forma de operar de los equipos de compensación estática de reactivos (CER y STATCOM) considerados en el sistema, para la</p>	<p>Se acoge la observación. En el Informe Técnico Final se encontrarán más detalles del análisis.</p>

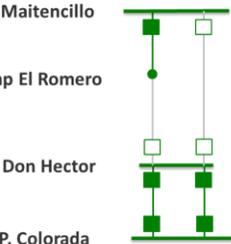
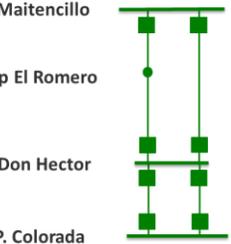
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>5.2.5. CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN IGUAL A 220 KV</p> <p>Modelación equipos CER y STATCOM</p> <p>Pág. 89</p>		<p>realización de las diferentes simulaciones en el estudio de prescindencia.</p>	
21	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.1 ANÁLISIS DE INSTALACIONES RADIALES</p> <p>Calificación S/E Castilla</p>	<p>El año 2016 se inició un proyecto de electrificación cuyo objetivo es entregar energía a 300 familias de las localidades de Canto del Agua, Carrizal Bajo y Totoral, en la Región de Atacama. Las obras contemplan principalmente la energización de la subestación Castilla y la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV para abastecer dichos consumos regulados. En ese contexto, esta obra fue considerada dentro del plan de expansión ad-hoc zonal, como obra en construcción, que estableció el artículo 13 transitorio de la Ley.</p> <p>Dicho lo anterior, existe un error en la modelación de la subestación Castilla en la etapa de calificación de instalaciones radiales (software Matlab), puesto que se consideró que la subestación alimenta solamente un consumo libre de 57 Watts. Al respecto, al parecer los 57 Watts corresponderían a los servicios auxiliares de la subestación, que por su volumen constituye un consumo regulado y no debiera considerarse como consumo no regulado. Además, a diciembre de 2021, fecha para la cual la CNE realiza el análisis de calificación de instalaciones, ya existirá el consumo regulado para lo cual fue construida la subestación, que no fue tomado en cuenta para el análisis y que será mucho mayor que el consumo de 57 Watts mencionado. Bajo este supuesto erróneo, la metodología utilizada califica a la subestación Castilla como instalación dedicada, en lugar de zonal como debiera ser.</p> <p>Por otro lado, para efectos de calificación de instalaciones enmalladas, se observa que la modelación utilizada en el software Ose2000 no considera ningún consumo asociado a la subestación Castilla, lo que también es erróneo por lo señalado precedentemente.</p> <p>Creemos que es primordial considerar un adecuado escenario de demanda para realizar el análisis de instalaciones radiales (Matlab), y que ésta sea consistente con la proyección de demanda utilizada para el análisis de instalaciones enmalladas (Ose2000). Sobre este último</p>	<p>Se solicita corregir los escenarios de demanda utilizados tanto en Matlab como en Ose2000, considerando el abastecimiento de clientes regulados que se realizará desde la subestación Castilla.</p> <p>Además, independiente de lo anterior, dado el proyecto de electrificación rural señalado, se solicita calificar a la subestación Castilla como instalación zonal, en consistencia con lo definido en el plan de expansión zonal ad-hoc que estableció el artículo 13 transitorio de la ley.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

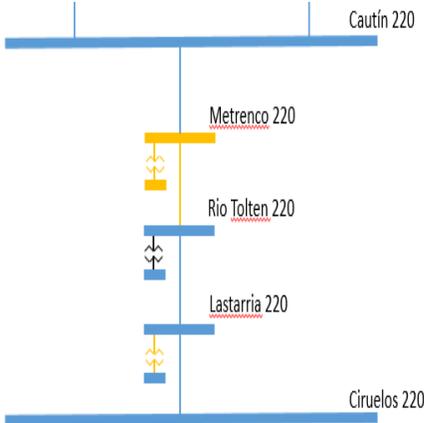
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		punto, la proyección de demanda utilizada toma aún más relevancia considerando que la metodología utilizada considera los factores GLDF para evaluar el uso de las líneas, en particular el tramo 110 kV Maitencillo – Cardones.		
22	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.1 ANÁLISIS DE INSTALACIONES RADIALES</p> <p>Tramo Punta Colorada - Maitencillo 220 kV</p>	<p>La topología base para determinar la matriz de conectividad considera que los tramos de 220 kV Maitencillo – Don Héctor y Don Héctor – Tap El Romero están abiertos, los cuales sin embargo operan normalmente cerrados, sin especificar los criterios para adoptar esa consideración.</p> <p>Como se señaló en una observación anterior, no basta considerar sólo análisis de costos de operación en uno u otro escenario, sino que también deben tomarse en cuenta otras consideraciones, tales como de seguridad y otras, para definir a priori que un tramo debe operar abierto, lo cual es una facultad exclusiva del Coordinador,</p> <p>En base a esta consideración, los tramos 220 kV Maitencillo – Tap El Romero y Don Héctor – Punta Colorada quedan radiales y terminan siendo calificados como instalaciones dedicadas en el proceso.</p> <div data-bbox="331 948 653 1263" data-label="Diagram"> </div> <p>Adicionalmente, al parecer la CNE define que el tramo debe operar abierto, ya que al simular la operación operando cerrado o abiertos estos tramos, resultan menores costos de operación del sistema en el escenario abierto. El problema es que como capacidad de transmisión de dicho tramo se utiliza la capacidad de 197 MW, que es la capacidad N-1 a considerar si el tramo pertenece al segmento de transmisión nacional. Sin embargo, en esta etapa del análisis no se sabe a qué segmento pertenece el tramo y por lo tanto debiera utilizarse la capacidad con criterio N (394 MW) para efectos de realizar las simulaciones en los escenarios con los tramos</p>	<p>Se solicita considerar la operación cerrada de todos los tramos de la línea 220 kV Maitencillo – Punta Colorada como parte de la topología base de la matriz de conectividad.</p>	<p>Se acoge la observación.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>abiertos o cerrados. De hecho, al considerar esa capacidad no siquiera debieran realizarse esas simulaciones ya que existe capacidad suficiente en el tramo (394 MW) para evacuar toda la capacidad de generación (300 MW), y lo que motivaría hacer el análisis es la falta de capacidad del tramo para evacuar toda la generación, cosa que sucede sólo si se considera la capacidad N-1 (197 MW), que como se dijo no corresponde utilizar en esta etapa del análisis.</p> <p>Así, si bien la metodología para analizar instalaciones radiales, reduciendo el sistema mediante la matriz de conectividad, parece razonable, se estima que en este caso la matriz de conectividad debiese considerar cerrado los tramos Tap El Romero – Don Héctor y Maitencillo – Don Héctor, y realizar los análisis a partir de esa topología, respetando así la topología base del sistema.</p> <p>De los análisis realizados por Transelec, al simular la Etapa 1 considerando la matriz de conectividad con estos tramos cerrados, resulta en una calificación de tipo “Indefinida” para toda la línea 220 kV Maitencillo – Don Héctor – Punta Colorada, con lo que pasa a los análisis de instalaciones enmalladas para definir su calificación.</p> <p>En este caso particular, las centrales de generación ERNC El Romero y Pelicano deberán pagar el AVI+COMA de las líneas Maitencillo – Don Héctor - Punta Colorada 2x220 kV, por un total de US\$5,91 millones anuales, más el AVI+COMA de la subestación Don Héctor por un total de US\$2,70 millones anuales, sin considerar los paños de inyección de la subestación. Dada la señal de mercado entregada por la autoridad para la transmisión, estos costos operacionales nunca estuvieron considerados en las ofertas de precio de energía de dichas centrales ERNC.</p>		
23	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020-2023</p> <p>3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</p> <p>3.1.2. TRAMOS DE TRANSPORTE</p>	<p>La figura siguiente ilustra la topología que se desprende de lo señalado en el informe preliminar para el sistema de transmisión de 220 kV entre las subestaciones Don Goyo y Punta Sierra para el año 2021.</p> 	<p>Se solicita incorporar los tramos de 220 kV Talinay – Don Goyo y Monte Redondo – Punta Sierra dentro del listado de instalaciones de transporte del informe, e indicar su calificación.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. En el análisis realizado se considera la conexión de los parques eólicos Talinay y Monte Redondo, a través de sus respectivas líneas de transmisión, a la S/E La Cebada. Sin perjuicio de lo anterior, producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

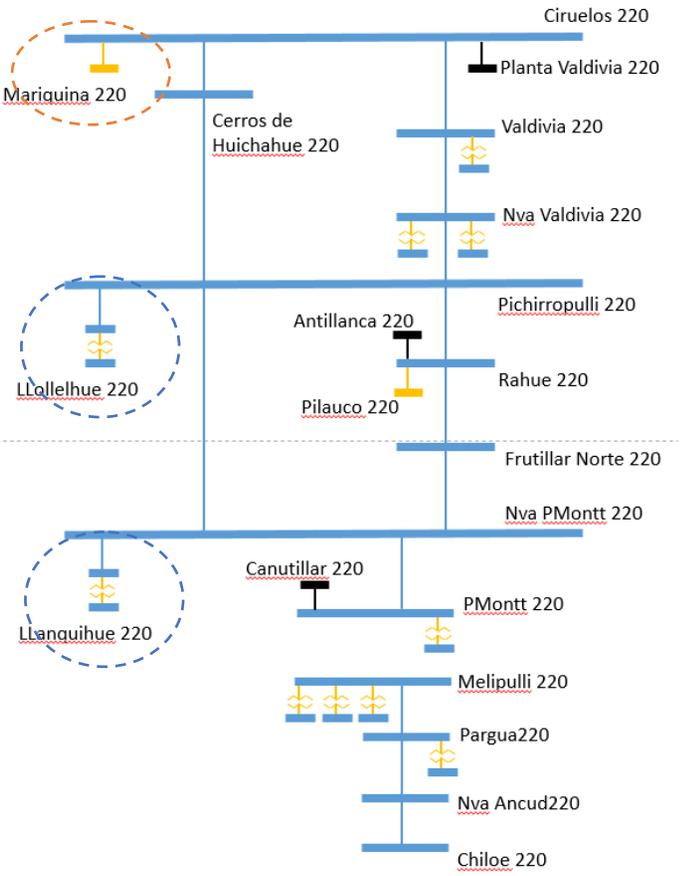
Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Página 8</p> <p>Sin embargo, los tramos de 220 kV Talinay – Don Goyo y Monte Redondo – Punta Sierra no se encuentran dentro del listado de tramos de transporte calificados en el informe, siendo que en la base de OSE2000 que se utilizó sí se encuentran modelados. Esto es un error que debe ser corregido.</p> <p>De mantenerse la calificación dedicado de la línea La Cebada – Punta Sierra 2x220 kV, las centrales ERNC Talinay, Monte Redondo y Los Cururos deberán pagar la totalidad del AVI+COMA de la línea. Dada la señal de mercado entregada por la autoridad para la transmisión, estos costos operacionales nunca estuvieron considerados en las ofertas de precio de energía de dichas centrales ERNC.</p>			
24	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.2. ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p> <p>5.2.5. CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN IGUAL A 220 KV</p> <p>Página 88-89</p> <p>Análisis de prescindencia en tramos de doble circuito</p>	<p>Se observa que, como parte del análisis de prescindencia, la metodología considera la desconexión de ambos circuitos de línea en aquellos tramos que poseen dos circuitos. Lo anterior se realiza con el objetivo de evaluar el impacto sistémico en función de variaciones significativas de costos marginales o flujos de potencia en tramos previamente calificados como del Sistema Nacional.</p> <p>No obstante, la metodología no se aplica de igual forma en aquellas líneas de doble circuito que tienen conexiones en derivación en puntos intermedios de un solo circuito. Para estos casos, se está evaluando el impacto de la prescindencia de cada tramo por separado, lo cual no nos parece consistente.</p> <p>Un ejemplo concreto de lo anterior se aprecia en el caso de la línea 2x220 kV Atacama – Miraje, la cual tiene el Tap Off Enlace conectado en uno de sus circuitos.</p> 	<p>Se solicita revisar la metodología de prescindencia utilizada para líneas de doble circuito que tienen conexiones en derivación en puntos intermedios de un solo circuito, de manera que la prescindencia se realice para el tramo entre pares de subestaciones contiguas con paños en sus extremos.</p>	<p>No se acoge la observación. El ejercicio que se realiza para la calificación de instalaciones de transmisión no corresponde a un análisis de falla del sistema eléctrico, por lo tanto las conexiones en derivación son válidas para diferenciar tramos de transporte. Adicionalmente este tipo de solución de transmisión que tuvo cabida en la regulación anterior se encuentra en un proceso continuo de normalización, siendo a esta altura una anomalía en vías de solución.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Para este y otros casos similares, el análisis de prescindencia se realiza para 3 tramos de forma independiente, lo cual naturalmente tendrá menos impacto a nivel sistémico que lo realizado para las líneas de doble circuito sin conexiones intermedias.</p> <p>El mismo ejemplo ocurre para el tramo 220 kV La Cebada – Punta Sierra, donde se analiza la prescindencia para tramos separados en vez de considerar la salida del doble circuito completo.</p>  <p>Por otro lado, la aplicación de esta metodología puede implicar que los circuitos de una misma línea sean calificados en diferentes segmentos, lo cual a nuestro juicio no tiene sentido, considerando que ambos circuitos comparten las mismas estructuras y franja de servidumbre. Esta es otra razón por la que no corresponde realizar un análisis de prescindencia de tramos en que uno de sus extremos es un tap-off, como se señaló en una observación anterior.</p>		
25	<p>Modelos OSE2000 y MATLAB</p> <p>Inconsistencia entre supuestos realizados para el análisis de instalaciones radiales y análisis</p>	<p>Del análisis de las distintas etapas del proceso de calificación y sus resultados se han detectado inconsistencias en la modelación para realizar el análisis de instalaciones radiales y para el análisis de prescindencia.</p> <p>Como ejemplo de lo anterior se tiene el caso de la línea Maitencillo – Don Héctor 220 kV.</p> <p>En efecto, para la etapa de análisis de instalaciones radiales, esta línea se modeló abierta en los tramos de 220 kV Don Héctor – Tap El Romero y Don Héctor – Maitencillo (Modelo Matlab). Bajo esta topología los tramos de 220 kV Maitencillo – Tap El Romero y Don Héctor – Punta</p>	<p>Se solicita modelar los tramos de 220 kV Don Héctor – Tap El Romero y Don Héctor Maitencillo operando cerrados, tanto en la etapa de análisis de instalaciones radiales como en la etapa de calificación de instalaciones enmalladas.</p>	<p>Se acoge la observación.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>de prescindencia.</p> <p>Colorada fueron calificadas como instalaciones dedicadas, al parecer por tener la característica de radiales usadas por generación.</p> <p>Sin embargo, en la etapa de análisis de prescindencia utilizada para calificar instalaciones enmalladas, todas las simulaciones en el modelo OSE2000 consideraron dichos tramos cerrados, que en la etapa previa se consideraron abiertos. Esta diferencia de supuestos entre ambas etapas es claramente una inconsistencia, que debe corregirse considerando en ambas etapas dichos tramos cerrados, por las consideraciones de seguridad mencionadas en una observación precedente.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="342 695 573 716"> <p>Topología Base MATLAB</p>  </div> <div data-bbox="684 695 915 716"> <p>Topología Base OSE2000</p>  </div> </div>	<p>Además se solicita verificar en general consistencia en los supuestos utilizados en la etapa de análisis radial y análisis de prescindencia.</p>		
26	<p>5. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN</p> <p>5.2 ANÁLISIS DE INSTALACIONES ENMALLADAS</p>	<p>Como parte del análisis para calificación de tramos de transporte de nivel de tensión igual a 220 kV, creemos importante incluir una etapa adicional para la calificación como zonal de instalaciones de tensión 220 kV, de evaluación de los factores GLDF para aquellas instalaciones que, luego de los análisis de prescindencia, han sido calificadas como dedicadas. Con esto se lograría detectar aquellos tramos de transporte de 220 kV que, si bien al realizar el análisis de prescindencia los impactos que se verifican no ameritan que sean calificadas como zonales, sí están dispuestos esencialmente para el abastecimiento de clientes regulados, y por tanto debiesen ser calificadas como tramos de transporte zonales, tal como señala la Ley.</p> <p>Un ejemplo de lo anterior, es el tramo 220 kV Temuco – Los Peumos. La metodología utilizada por la CNE lo calificó como instalación dedicada al no cumplir con los criterios para calificarla como nacional o zonal, al realizar el análisis de prescindencia. Sin embargo, al evaluar los</p>	<p>Se solicita incorporar como criterio para calificación de tramos de transporte de 220 kV, un análisis de GLDF para aquellos tramos que no cumplieron con los criterios del análisis de prescindencia para ser calificadas como zonal, para verificar si la participación de los clientes regulados es tal,</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	5.2.5 CALIFICACIÓN DE TRAMOS DE TRANSPORTE EN NIVEL DE TENSIÓN IGUAL A 220 KV	factores GLDF en las barras de la zona sur del SEN, se observa que la participación de clientes regulados en el flujo de la línea supera el 96%, por lo que en consistencia con el criterio empleado para la calificación de las instalaciones de tensión menor a 220 kV, debiese ser calificada como instalación zonal.	<p>que permite calificar dichos tramos como zonal.</p> <p>Proponemos que dichos tramos sean calificados como dedicados en caso que el GLDF de los clientes no regulados sea mayor al 90%, y en caso contrario sean calificados como instalaciones zonales.</p> <p>Adicionalmente, solicitamos que se califique el tramo 220 kV Temuco – Los Peumos como zonal.</p>	
27	3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020 – 2023	<p>Discontinuidad del Sistema de Transmisión Nacional:</p> <p>En la figura, elaborada a partir de la calificación presentada en el numeral 3 del informe de calificación, se observa cómo se pierde la continuidad del Sistema Nacional producto que el tramo Metrenco220 -> RíoTolten220 es calificado Zonal.</p>  <p>(Azul: Nacional, Naranja: Zonal, Negro; Dedicado)</p>	<p>Se solicita revisar el proceso de continuidad y calificar dicho tramo como Nacional por continuidad.</p> <p>En este caso no existe conexión entre Cautín 220 kV y Río Tolten 220 kV a través de otras instalaciones calificadas de transmisión nacional, por lo que por motivos de continuidad el tramo Cautín-Metrenco-Río Tolten debe ser calificado de transmisión nacional.</p>	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
28	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL CUADRIENIO 2020 – 2023</p>	<p>Calificación Nacional de Tramos con carácter Zonal.</p> <p>En la figura, elaborada a partir de la calificación presentada en el numeral 3 del informe de calificación, se observa como tramos radiales que surgen desde el Sistema Nacional y que abastecen zonas de retiros regulados territorialmente identificables resultan calificados en segmentos diferentes.</p> <p>En efecto, la línea Ciruelos220->Mariquina220 (SAESA) es calificada Zonal, y las líneas Pichirropulli220->LLollelhue220 (COOPREL, LUZOZORNO, SAESA) y NvaPMontt220->Llanquihue220 (SAESA, CRELL) son calificadas Nacionales.</p>	<p>Se solicita revisar resultados del proceso de calificación de manera de obtener resultados consistentes con la definición de los diferentes segmentos de transmisión y con el procedimiento definido.</p> <p>De la aplicación del procedimiento los tramos y subestaciones que abastecen consumos regulados territorialmente identificables según señala artículo 77° de la Ley, deben ser calificadas Zonales, especialmente si son tramos radiales.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		 <p>(Azul: Nacional, Naranja: Zonal, Negro; Dedicado)</p>		
29	<p>3. CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA EL</p>	<p><u>Calificación Dedicada de tramos destinados a abastecer clientes regulados.</u></p> <p><i>Caso Trafo Choapa:</i> El efecto de utilizar potencias máximas de demanda y capacidad instalada, más el hecho de considerar abiertos tramos enmallados, tales como Illapel->Ovalle y Quinquimo->Choapa</p>	<p>Revisar el proceso de calificación de manera de obtener resultados acordes a la definición de los diferentes segmentos y resulten zonales los</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta																													
	<p>CUADRIENIO 2020 – 2023</p>	<p>ocasionan que el transformador de bajada de Choapa 220->Choapa110 sea calificado como dedicado siendo que su origen es netamente para el abastecimiento de clientes regulados (CONAFE).</p> <p><i>Caso Temuco – Los Peumos.</i></p> <p>La aplicación metodológica utilizada califica como dedicada una instalación que permite el abastecimiento de clientes regulados de la zona Los Ángeles – Temuco (FRONTEL, CODINER). Esta línea otorga seguridad y calidad de servicio a los consumos regulados de la zona con un AVI+COMA de US\$1,29 millones anuales.</p>	<p>tramos y subestaciones que abastecen consumos regulados territorialmente identificables.</p>																														
30	<p>RESULTADO CALIFICACIÓN DE INSTALACIONES DEL INFORME PRELIMINAR</p> <table border="1" data-bbox="317 841 1121 1481"> <thead> <tr> <th>Tramo</th> <th>Calificación Solicitada</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S/E Castilla</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Maitencillo 110->Cardones 110</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Diego de Almagro 110->Tap Chañares 110</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Punta Gallan 110->Chomeco 110</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Hualpén 154->Lagunillas 154</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Hualpén 154->Tap Petroquímicas 154</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>San Vicente 154->Tap Petroquímicas 154</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Concepcion 154->San Vicente 154 I y II</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Panimavida 066->Ancoa 066</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Hualpén 220->Hualpén 154 ATR1</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I y II</td> <td>Nacional</td> </tr> <tr> <td>Atacama 220->Encuentro 220 I y II</td> <td>Nacional</td> </tr> <tr> <td>Temuco 220->Los Peumos 220</td> <td>Zonal</td> </tr> <tr> <td>Punta Sierra 220-> La Cebada 220 I y II</td> <td>Nacional</td> </tr> </tbody> </table>	Tramo	Calificación Solicitada	S/E Castilla	Zonal	Maitencillo 110->Cardones 110	Zonal	Diego de Almagro 110->Tap Chañares 110	Zonal	Punta Gallan 110->Chomeco 110	Zonal	Hualpén 154->Lagunillas 154	Zonal	Hualpén 154->Tap Petroquímicas 154	Zonal	San Vicente 154->Tap Petroquímicas 154	Zonal	Concepcion 154->San Vicente 154 I y II	Zonal	Panimavida 066->Ancoa 066	Zonal	Hualpén 220->Hualpén 154 ATR1	Zonal	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I y II	Nacional	Atacama 220->Encuentro 220 I y II	Nacional	Temuco 220->Los Peumos 220	Zonal	Punta Sierra 220-> La Cebada 220 I y II	Nacional	<p>En virtud de lo señalado en las observaciones, se solicita que la calificación de los tramos indicados en la tabla siguiente sea la allí indicada.</p> <p>Se solicita cambiar la calificación de los tramos indicados en la tabla a la que allí se indica.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>
Tramo	Calificación Solicitada																																
S/E Castilla	Zonal																																
Maitencillo 110->Cardones 110	Zonal																																
Diego de Almagro 110->Tap Chañares 110	Zonal																																
Punta Gallan 110->Chomeco 110	Zonal																																
Hualpén 154->Lagunillas 154	Zonal																																
Hualpén 154->Tap Petroquímicas 154	Zonal																																
San Vicente 154->Tap Petroquímicas 154	Zonal																																
Concepcion 154->San Vicente 154 I y II	Zonal																																
Panimavida 066->Ancoa 066	Zonal																																
Hualpén 220->Hualpén 154 ATR1	Zonal																																
Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I y II	Nacional																																
Atacama 220->Encuentro 220 I y II	Nacional																																
Temuco 220->Los Peumos 220	Zonal																																
Punta Sierra 220-> La Cebada 220 I y II	Nacional																																

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		S/E Atacama	Nacional	
		S/E Encuentro	Nacional	

26. EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA TRANSEMEL S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>3. Calificación de instalaciones de transmisión para el Cuadrienio 2020-2023, página 6</p>	<p>En el numeral observado se listan los tramos de subestación y de transporte pertenecientes a los sistemas de Transmisión Nacional, de Transmisión Zonal y de Transmisión Dedicada.</p> <p>Al respecto, no se incluye en la referida calificación los patios de subestación ni a los paños que no forman parte de los tramos de transporte ya definidos, tales como, paños acopladores de barra, seccionadores de barra, de retiros de clientes libres y de alimentadores de media tensión.</p> <p>En atención a lo anterior, se debe incluir dichos elementos, pues no es posible asociarlos unívocamente a alguno de los tramos definidos.</p>	<p>Se debe incorporar los patios de subestación y los paños que no son parte de los tramos de transporte a la calificación de instalaciones del respectivo segmento.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Respecto a la calificación de patios y paños de alimentadores de empresas concesionarias de distribución, estos se encontrarán contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
2	<p>3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, página 49</p>	<p>En el numeral observado se ha incluido como parte del sistema de Transmisión Dedicada a instalaciones que no se encuentran dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de centrales generadoras al sistema eléctrico, pues parte importante de su capacidad es requerida por usuarios sometidos a regulación de precios.</p> <p>Al respecto, es necesario hacer presente que la calificación realizada tiene los siguientes efectos principales:</p> <p>El criterio establecido parece ser contrario al espíritu de las modificaciones introducidas por la Ley de Transmisión, la cual buscó reducir la incertidumbre para los generadores, traspasando los costos de los sistemas de transmisión a los clientes finales.</p> <p>Algunos generadores y clientes libres deberán pagar importantes valores anuales que no consideraron en los flujos al momento de decidir ejecutar sus proyectos o suscribir contratos con clientes finales, ya sean libres o regulados. Esto podría poner en riesgo la continuidad de sus negocios. Algunos ejemplos, considerando los valores anuales de transmisión por tramo (VATT) del Decreto 6T-2017, actualmente en tramitación, son:</p> <p>Cliente libre en SE Alhué 023 deberá pagar más del 50% de la SE Alhué, el transformador Alhué 66/23 kV (278.170 US\$/año) y la LT Santa Rosa – Alhué 66 kV (659.404 US\$/año).</p>	<p>Se debe modificar la calificación de instalaciones de Transmisión Dedicada, como resultado de la consideración del resto de las observaciones realizadas.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Centrales en Angol 023 deberán pagar más del 50% de la transformación Angol 66/23 kV (199.130 US\$/año).</p> <p>Central Coronel conectada en Escuadrón 066 deberá pagar más del 50% de la LLTT Coronel 066->Arenas Blancas 066 (121.424 US\$/año), Arenas Blancas 066->Tap Polpaico 066 (143.042 US\$/año) y Tap Polpaico 066->Escuadrón 066 (73.129 US\$/año).</p> <p>Centrales conectadas en Calama 220, Calama 110 y Valle de los Vientos 110 deberán pagar más del 50% de SE Calama (398.560 US\$/año) y de las LLTT Salar 220->Calama 220 (1.271.000 US\$/año) y Nueva Chuquicamata – Calama 220 kV (recientemente incluida en Decreto de expansión Troncal), entre otras.</p> <p>Centrales solares conectadas en Los Loros 110, Los Loros 023 y Cerrillos 023 deberán pagar más del 50% de SE Los Loros y de las LLTT Copayapu 110->Cerrillos 110 (244.846 US\$/año) y Cerrillos 110->Los Loros 110 (338.811 US\$/año).</p> <p>Central Los Olivos conectada en Olivos 023 deberá pagar más del 50% de la SE Choapa, del transformador Choapa 220/110 kV (1.095.038 US\$/año) y de la LT Los Vilos 220->Choapa 220 (204 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Lo Miranda 015 deberá pagar más del 50% de la transformación Lo Miranda 066->Lo Miranda 015 (520.678 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Pillanlelbún 015 deberá pagar más del 50% de la transformación Pillanlelbún 066->Pillanlelbún 015 (107.983 US\$/año).</p> <p>Cliente libre conectado en Rosario 015 deberá pagar más del 50% de SE Rosario, de la transformación Rosario 066->Rosario 015 (374.967 US\$/año) y de la LT Rosario 066->Chumaquito 066 (181.862 US\$/año).</p> <p>Cliente libre y generador conectados en San Francisco de Mostazal 015 deberán pagar más del 50% de la SE San Francisco de Mostazal, de la transformación San Francisco de Mostazal 066->San Francisco de Mostazal 015 (600.786 US\$/año) y de la LT Tap Graneros 066->San Francisco de Mostazal 066 (165.178 US\$/año).</p> <p>Generador Río Huasco conectado en Tap El Edén 110 deberá pagar más del 50% de Tap El Edén (173.071 US\$/año) y de la LT Vallenar 110->Tap El Edén 110 (13.604 US\$/año).</p> <p>De la misma manera, podría ponerse en riesgo la ejecución de proyectos que hoy se encuentran en desarrollo o lo tienen comprometido (por ejemplo, proyectos asociados al abastecimiento de clientes regulados como resultado de los recientes procesos licitatorios).</p> <p>Se incrementa el riesgo para las empresas transmisoras, al aumentarse la proporción de las instalaciones que deberán ser pagadas, como resultado de negociaciones bilaterales, por los clientes libres o por las centrales de generación.</p>		
3	5.1 Análisis de instalaciones radiales	<p>En el numeral observado se establece que para el caso de instalaciones utilizadas por para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios y/o para el suministro de clientes regulados y/o para la inyección de centrales generadoras, se entenderá que la instalación de transmisión analizada es dedicada en caso que la capacidad instalada de las respectivas centrales de generación más la demanda máxima de los usuarios no sometidos a regulación de precios, en caso que corresponda, sea mayor a un 50% a la demanda máxima de clientes regulados. En caso contrario, la instalación será calificada como perteneciente al sistema de Transmisión Zonal.</p>	<p>Se debe incrementar el guarismo definido para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación (50%), de modo que represente adecuadamente dicha situación.</p> <p>Adicionalmente, se debe considerar, para determinar el uso que hacen las centrales de generación y los clientes libres no debe</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Al respecto, el artículo 76° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que “Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.”</p> <p>Pues bien, de lo anterior, parece entenderse que se ha considerado que una instalación es destinada esencialmente para el suministro a clientes libres o para la inyección de centrales la suma de la capacidad de generación y la demanda de los clientes libres representa al menos el 50% de la suma de la capacidad de generación, la demanda de los clientes libres y la demanda de los clientes regulados.</p> <p>Al respecto, el límite definido (50%) no tiene fundamento, sobre todo si se considera el antiguo artículo 76° de la Ley General de Servicios Eléctricos -previo a la modificación introducida por la Ley de Transmisión- señalaba que “Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquéllas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.”. Así, como se aprecia, el nuevo artículo 76° parece no establecer cambios relevantes respecto de su redacción anterior, sin perjuicio de lo cual, sí se han introducido cambios que tienen efectos significativos en los criterios empleados para la clasificación de instalaciones, sobre todo considerando que en el pasado se definió que una instalación era de Transmisión Dedicada cuando era usada en más de un 90% por las centrales de generación y los clientes libres.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la aplicación efectuada adolece de algunos errores:</p> <p>Se compara la capacidad de generación con la demanda de los clientes libres y regulados. Sin embargo, una comparación más “justa” debería considerar la potencia inyectada generación y no la capacidad de generación.</p> <p>Alternativamente, se podrían emplear la potencia conectada de los clientes libres y regulados, en lugar de sus demandas, de modo de contrastarla con la capacidad de generación.</p> <p>Se suma directamente la capacidad de generación (inyección) con la demanda de los clientes libres (retiro), en circunstancia que ellas tienen “signo opuesto”. En efecto, la instalación de transmisión no está dimensionada para satisfacer la suma de dichas variables, ya que ellas tienen efectos contrarios, debiendo permitir el tránsito de la diferencia de ellas. Una mejor aproximación sería usar como indicador del uso que hacen de la instalación las centrales de generación y los clientes libres la diferencia entre la potencia inyectada (o la capacidad de generación) y la demanda de los clientes libres (o su potencia conectada) -considerando la diversidad que corresponda-, la que nunca podrá superar el mayor valor entre dichas variables.</p> <p>En los casos donde existe más de una central de generación, sus capacidades instaladas son sumadas linealmente, sin considerar ningún tipo de factor de diversidad ni de disponibilidad. Lo anterior sobrevalora la potencia que se compara con la correspondiente a los clientes regulados,</p>	<p>emplearse la suma de potencia inyectada de generación y la demanda de los clientes libres, sino que la diferencia entre la dicha inyección de generación y la demanda de los clientes libres -considerando la diversidad que corresponda-, la que en ningún podrá superar el mayor valor entre dichas variables.</p> <p>Asimismo, se debe considerar para efectos de determinar el nivel de uso de los clientes regulados su potencia conectada, en lugar de su demanda.</p>	

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
4	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_241: "Tap Polpaico 066->Ecuadrón 066", página 64	Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_241: "Tap Polpaico 066->Ecuadrón 066" ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe. En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 6,43 MW y una demanda de clientes regulados de 22,32 MW. Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"	El tramo Tramo D_241: "Tap Polpaico 066->Ecuadrón 066" se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
5	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_207: "El Espino 066->El Espino 011", página 63	Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_207: "El Espino 066->El Espino 011" ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe. En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 0,01 MW y una demanda de clientes regulados de 0,02 MW (dicha demanda está asociada a la barra de 66kV, pero corresponde a la barra de 0,11 kV). Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"	El tramo Tramo D_207: "El Espino 066->El Espino 011" se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
6	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramo D_241: "Tap Polpaico 066->Ecuadrón 066", página 64	Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, el tramo D_205: "El Peñón 110->El Peñón 023" ha sido erróneamente calificado como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe. En efecto, dicho tramo no tiene generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 6,37 MW y una demanda de clientes regulados de 15,94 MW. El error tendría su origen en que se asoció a la barra "El Peñón 023" la capacidad de generación de la central de propiedad de Enlisa ubicada en una S/E contigua a S/E El Peñón, vale decir, la citada central está conectada a otra barra en tensión 23 kV. Además, se hace presente que tampoco se encuentra modelado el transformador 110/23 kV emplazado en la S/E donde se conecta la referida central. Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"	El tramo Tramo D_205: "El Peñón 110->El Peñón 023" se debe calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
7	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramos SE-D_159: "La Palma", página 53; D_257: "La Palma 066->San Javier 066", y D_258: "Talca 066->La Palma 066", página 64	Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, los tramos SE-D_159: "La Palma", D_257: "La Palma 066->San Javier 066" y D_258: "Talca 066->La Palma 066", han sido erróneamente calificados como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe. En efecto, dichos tramos no tienen generación conectada, existe una demanda de clientes libres de 0 MW y una demanda de clientes regulados de 5,01 y 23,76 MW. Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"	Los tramos SE-D_159: "La Palma", D_257: "La Palma 066->San Javier 066" y D_258: "Talca 066->La Palma 066" se deben calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.
8	3.3 Sistema de Transmisión Dedicado, Tramos SE-D_176: "Los Ángeles", página 53 y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154", página 64	Sin perjuicio de lo observado en términos generales a los numerales 3.3 y 5.1, los tramos SE-D_176: "Los Ángeles" y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154", han sido erróneamente calificados como de Transmisión Dedicada, utilizando la metodología del propio Informe. En efecto, dichos tramos tienen generación conectada de 36,59 MW, existe una demanda de clientes libres de 3,29 MW y una demanda de clientes regulados de 56,73 MW. Las cifras señaladas se pueden ver en el archivo: "Anexo - Tramos Dedicados.xlsx"	Los tramos SE-D_176: "Los Ángeles" y D_235: "Charrúa 154->Los Ángeles 154" se deben calificar como Transmisión Zonal.	Se acoge parcialmente la observación en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas a la Res. Ex. N° 380 de 2017 en virtud de la Res. Ex. N° 111 de 2018, y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones observadas.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
9	<p>5.2.3 Calificación de instalaciones de Transmisión Zonal en tensión inferior a 220 kV</p> <p>5.2.4 Calificación de tramos de transporte en nivel de tensión inferior a 220 kV</p>	<p>De lo señalado en los numerales observados se concluye que, si bien el análisis de prescindencia se realiza por pares de “subestaciones contiguas”, se incluye en estas a tap-offs, lo que no es consistente con lo establecido en los artículos 67° y 70° de la RE N° 380-2017, modificada por la RE N° 743-2017, ya que los tap-offs no deben ser considerados como subestaciones.</p>	<p>Se debe efectuar el análisis de prescindencia entre subestaciones contiguas (sin considerar los tap-offs como subestaciones).</p>	<p>No se acoge la observación. El ejercicio que se realiza para la calificación de instalaciones de transmisión no corresponde a un análisis de falla del sistema eléctrico, por lo tanto las conexiones en derivación son válidas para diferenciar tramos de transporte. Adicionalmente este tipo de solución de transmisión que tuvo cabida en la regulación anterior se encuentra en un proceso continuo de normalización, siendo a esta altura una anomalía en vías de solución.</p>
10	<p>5.2.4 Calificación de tramos de transporte en nivel de tensión inferior a 220 kV</p>	<p>En el numeral observado se establece que el escenario base corresponde al resultado del despacho óptimo del año 2021. En efecto, se listó para cada tramo la o las utilizaciones máximas al mes de diciembre del 2021, cuya información se encuentra desagregada por bloque, hidrología y simulación. Adicionalmente, y en base a la misma simulación se obtuvo los factores de participación Generalized Load Distribution Factors (GLDF), los cuales relacionan la inyección total de una carga L_j en una barra j, con un flujo $Fl-k$ por un tramo $l-k$.</p> <p>Al respecto, la consideración del estado de la red de un mes en particular (diciembre de 2021) podría no ser representativa del periodo durante el cual la calificación de instalaciones se encuentre vigente.</p>	<p>Se debe considerar un período representativo de la vigencia que tendrá la calificación de instalaciones.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
11	<p>5.2.4 Calificación de tramos de transporte en nivel de tensión inferior a 220 kV</p>	<p>En el numeral observado se establece que para precisar y encontrar el conjunto de mallas de análisis a estudiar se utilizó como estadígrafo los factores GLDF de los usuarios finales sobre los tramos de transporte, considerando que si el GLDF de los clientes regulados es mayor o igual a un 50% sobre un tramo en análisis, entonces el tramo de transporte resulta esencialmente dispuesto para el abastecimiento de clientes regulados, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión zonal. Por otra parte, utilizando el mismo estadígrafo, si los GLDF de los clientes libres es mayor o igual al 90% sobre un tramo en análisis, este tramo se encuentra esencialmente dispuesto a este conjunto de usuarios, y su forma de operación no producirá impactos o modificaciones significativas en el resto del sistema, por lo cual dicha instalación es calificada como parte del sistema de transmisión dedicado.</p> <p>Al parecer, existe un error en el estadígrafo empleado para determinar cuándo una instalación debe ser calificada de Transmisión Dedicada (en el texto dice 90%, en lugar del 50% que se habría empleado).</p>	<p>En conformidad con lo observado respecto del numeral 5.1, Análisis de instalaciones radiales, se debe incrementar el guarismo definido para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación, de modo que represente adecuadamente dicha situación.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final, respecto a la metodología empleada para la determinación de calificación de instalaciones radiales. Sin perjuicio de lo anterior, en el sentido de que producto de las modificaciones introducidas en la Res. Ex. N° 111 de 2018 y de acuerdo a las consideraciones contenidas en el Informe Técnico Final, se realizará una revisión de la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>
12	<p>5.2.6 Calificación de Subestaciones Restantes</p>	<p>En el numeral observado se establece que, una vez realizado lo descrito en los numerales anteriores del Informe Preliminar, se procedió a realizar la calificación de las subestaciones que no se encuentren contenidas de acuerdo al marco metodológico contenido en este capítulo. Para efectos de lo anterior, se realizó la calificación determinando un guarismo relacionado a la capacidad instalada de las líneas que se encuentran conectadas a la subestación que es objeto de análisis. En el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión zonal, para dicha subestación, sea mayor a un 50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la respectiva subestación, ésta es calificada como</p>	<p>En conformidad con lo observado respecto del numeral 5.1, Análisis de instalaciones radiales, se debe incrementar el guarismo definido para determinar cuándo una instalación está siendo destinada esencialmente al suministro de clientes libres o la inyección de centrales de generación, de modo que represente adecuadamente dicha situación.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>pertenciente al sistema de transmisión zonal, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 77° de la Ley.</p> <p>Se agrega además que, en el caso que la proporción de la capacidad de las líneas calificadas como parte del sistema de transmisión dedicado, para dicha subestación, sea mayor a un 50% respecto a la capacidad total de las líneas que se conectan a la subestación respectiva, ésta es calificada como perteneciente al sistema de transmisión dedicado, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 76° de la Ley.</p>		

27. TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>3. Calificación de instalaciones de transmisión para el cuatrienio 2020-2023</p> <p>3.1. Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>3.1.2. Tramos de Transporte</p> <p>Página 8, en concordancia con página 7</p>	<p>En la sección "Tramos de Transporte", Tabla 4 sobre Tramos de Transporte pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional se considera el banco transformador de poder "Los Changos 500 – Los Changos 220" (ID N_2) como tramo de transporte, en consideración que este equipo debiese ser considerado en la Tabla 3 de la sección 3.1.1. sobre Tramos de Subestación pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional, dentro de la subestación nacional Los Changos (ID SE-N_44).</p>	<p>Incluir el Banco Transformador Los Changos 500/220kV como parte del tramo de subestación Los Changos (ID SE-N_44).</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>
2	<p>5. Calificación de instalaciones de transmisión.</p> <p>5.2.3. Calificación de instalaciones de transmisión zonal en tensión inferior a 220Kv</p> <p>Página 86</p>	<p>En el informe se consideran los transformadores de poder como Tramos de Transporte, lo cual iría en contradicción con la definición de Tramo de Subestación, ya que esta considera como tramo de subestación al conjunto de instalaciones comunes ubicadas al interior de la S/E cuyo uso no es atribuible a un tramo de transporte en particular. Por otro lado, el tramo de transporte está definido como compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones para conformar "una línea de transmisión".</p>	<p>Considerar los Transformadores de Poder como parte del Tramo de Subestación.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada se encuentra contenida en la metodología aprobada mediante la Res. Ex. N° 743 de 2017, no siendo parte de los aspectos contenidos en el Informe Técnico Final.</p>

EMPRESAS NO INSCRITAS EN EL REGISTRO

28. PACIFIC HYDRO CHILE

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>Resolución Exenta N°771 Aprueba Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023</p>	<p>En el resultado de la calificación de instalaciones se observan los siguientes resultados:</p> <p>Punta Sierra 220->Las Palmas 220, Nacional La Cebada 220->Punta Sierra 220, Dedicado</p> <p>Por otra parte, al revisar el modelamiento realizado en el modelo OSE, se observan los siguientes tramos relevantes en la zona de interés para esta observación:</p> <p>[Figura]</p> <p>Al observar los tramos disponibles para enero del 2018, se observa que desde el punto de inyección de Punta Sierra existe conectividad tanto hacia el norte como al sur del Sistema Nacional, entre estos:</p> <p>Punta Sierra Aux 220->Punta Sierra 220 I Punta Sierra 220->Las Palmas Aux 220 I, lo cual da conectividad al Sistema Nacional hacia el sur. Tap Talinay 220->Punta Sierra Aux 220, lo cual da conectividad al Sistema Nacional hacia el Norte. Tap Talinay 220->Punta Sierra Aux 220, lo cual da conectividad al Sistema Nacional hacia el Norte por un circuito Monte Redondo 220->Punta Sierra Aux 220, lo cual da conectividad al Sistema Nacional hacia el Norte, por un circuito distinto al correspondiente al referenciado en la viñeta anterior.</p> <p>Dado lo anterior, se puede observar que no existe una asociación completa entre la nomenclatura que se utiliza para definir los tramos de la calificación, y la utilizada en el modelo OSE, dificultando una correcta revisión de los resultados.</p> <p>En forma complementaria, se observa que el tramo La Cebada 220-Punta Sierra 220 estaría compuesto por tramos que permiten la conectividad de Punta de Sierra con el Sistema Nacional no de manera exclusiva a ella como generación, ya que también se tendrían flujos que provienen del tramo La Cebada 220->Punta Sierra 220.</p> <p>También podemos indicar que la S/E Punta Sierra es una S/E que secciona ambos circuitos de la antigua línea troncal Las Palmas – Pan de Azúcar, la S/E Don Goyo es una S/E que seccionará el circuito 1 de la línea de Transelec y la S/E Cebada una S/E que</p>	<p>De lo anterior se solicita, revisar la relación de nombres existente entre los tramos donde se define la clasificación de las instalaciones y los tramos y barras del modelo OSE utilizado para los análisis.</p> <p>Revisar la clasificación del tramo La Cebada 220->Punta Sierra 220 pues correspondería a un tramo Nacional y no Dedicado de acuerdo a el cumplimiento de la condición de continuidad de instalaciones.</p>	<p>No se acoge la observación presentada. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 101° de la Ley, pueden presentar sus observaciones al Informe Técnico Preliminar los participantes e instituciones interesadas inscritos en el respectivo Registro de Participación Ciudadana, circunstancia que no concurre en el caso de la empresa que formula la observación.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		seccionará ambos circuitos de la línea de Transelec. En cambio las centrales Monte Redondo y Talinay se conectan en la actualidad mediante un Tap off al circuito 2 y circuito 1 respectivamente de la línea Punta Sierra – Pan de Azúcar y lo que el informe debe aclarar que las líneas Talinay – La Cebada y Monte Redondo – La cebada que son mencionadas en el informe, son las futuras líneas dedicadas que se utilizarán para normalizar su conexión. Lo cual no es el caso del tramo Punta Sierra – La Cebada, este tramo es el antiguo tramo de Transelec que iba desde la S/E Las Palmas hasta Pan de Azúcar que por continuidad debiera seguir con la calificación de Nacional.		

29. TOTAL SUNPOWER EL PELICANO SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Título: “4.1.3 Horizonte del Análisis”.	<p>La determinación de la calificación de las instalaciones de transmisión se hace asumiendo aleatoriamente la situación que se espera que exista a diciembre de 2021.</p> <p>En este sentido, en el caso de la subestación Don Héctor 220 kV, su calificación como dedicada se justificaría en la existencia de líneas redundantes que estén en servicio; sin embargo, los proyectos para construir dichas líneas aún no se empiezan a ejecutar, y en caso de que no existan retrasos, solo entrarían en servicio el segundo semestre del año 2021. Antes del segundo semestre del año 2021, es decir, durante la mitad del cuatrienio para el cual se está calificando, la subestación Don Héctor es fundamental para el suministro y seguridad del sistema, por lo que su calificación debería ser como instalación nacional.</p>	<p>Se solicita revisar la Resolución Exenta Nº 743, de manera que ésta considere el uso de las instalaciones durante la totalidad del cuatrienio en análisis, y de esta manera, su calificación refleje el uso real de cada instalación.</p> <p>Considerar el inicio del cuatrienio como año para definir la calificación de las instalaciones de transmisión.</p>	Se rechaza la observación presentada. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 101° de la Ley, pueden presentar sus observaciones al Informe Técnico Preliminar los participantes e instituciones interesadas inscritos en el respectivo Registro de Participación Ciudadana, circunstancia que no concurre en el caso de la empresa que formula la observación.
2	<p>Título: “5.1.1 Conformación de la Matriz de Conectividad”.</p> <p>Archivo: matriz_reducida_20171221.xls</p>	<p>Según la metodología utilizada (específicamente en virtud del análisis de capacidad de las líneas de transmisión), se concluye que el tramo Maitencillo-Don Héctor-Punta Colorada normalmente debiera operar en régimen abierto en Don Héctor. Sin embargo, la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) para llegar a esta conclusión asume un escenario en el que la máxima generación de las centrales El Pelicano y El Romero (únicas centrales conectadas en dicho tramo) coincide, no obstante dicho escenario no es el normal para la operación del tramo, debido a que:</p> <p>La central El Pelicano es de tecnología fotovoltaica seguidor a un eje, mientras que la central El Romero es de tecnología fija, por lo que son pocas las horas al día en que la máxima generación de ambas centrales coincide.</p> <p>Si se consideran las estimaciones de generación de central El Pelicano, en menos del 9% de las horas del año dicha central estaría generando a máxima capacidad. Además es importante mencionar que los paneles solares de dicha planta (como todos los paneles solares) presentan un grado de degradación con el paso del tiempo que reduce aún más la cantidad de horas a máxima generación.</p>	<p>Se solicita considerar que el Tramo Maitencillo-Don Héctor-Punta Colorada opera normalmente en régimen cerrado, debido a que es la manera en que opera en más del 70% de las horas del año.</p> <p>Bajo ese escenario considerar que la Subestación Don Héctor forma parte del sistema de transmisión Nacional.</p>	Se rechaza la observación presentada. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 101° de la Ley, pueden presentar sus observaciones al Informe Técnico Preliminar los participantes e instituciones interesadas inscritos en el respectivo Registro de Participación Ciudadana, circunstancia que no concurre en el caso de la empresa que formula la observación.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La capacidad del tramo 2x220 kV Maitencillo - Don Héctor - Punta Colorada es de 197 MW. Es decir, cuando la generación conjunta de El Pelicano y El Romero sea menor a 197 MW, <u>no estaría sobrepasando la capacidad de la línea, por lo que no es necesario que el tramo opere abierto en Don Héctor</u>. Por lo demás, la generación máxima de las centrales El Pelicano y El Romero, consideradas conjuntamente, alcanza los 296 MW, pero esta varía de acuerdo a la estación del año y a la hora del día en que se mida. Dicho lo anterior, en más del 70% de las horas del año la generación conjunta de El Pelicano y El Romero es menor que 197 MW, por lo que en todas esas ocasiones no sería necesario operar en régimen abierto el tramo Don Héctor, siendo por tanto un tramo que en la realidad normalmente debiera operar cerrado.</p> <p>Según el último Cálculo Preliminar de Potencia de Suficiencia publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN") (Preliminar 2018), en promedio la generación solar alcanza sólo un 66% durante las 52 demandas máximas anuales. Considerando dicho promedio, durante las 52 demandas máximas anuales la generación conjunta de El Pelicano y El Romero [(100+196)*66%] es igual a 195 MW, es decir, no sobrepasa los 197 MW correspondientes a la capacidad del tramo.</p>		
3	<p>Título: "5.1.1 Conformación de la Matriz de Conectividad".</p> <p>Archivo: matriz_reducida_20171221.xls</p>	<p>Seguridad Operativa:</p> <p>Como se indicó anteriormente, en más del 70% de las horas del año, la inyección de El Pelicano y El Romero no hacen que el tramo Maitencillo - Don Héctor - Punta Colorada vea sobrepasada su capacidad.</p> <p>Dicho lo anterior, El CEN, tendría todos los incentivos para operar este tramo en régimen cerrado en Don Héctor, en beneficio de la seguridad sistémica (redundancia).</p>	<p>Se solicita considerar que el Tramo Maitencillo-Don Héctor-Punta Colorada opera normalmente cerrado, puesto que, en atención a que en más del 70% de las horas del año opera de esa manera, es altamente probable que así lo decrete el CEN para la seguridad del sistema.</p> <p>Bajo ese escenario considerar que la Subestación Don Héctor forma parte del sistema de transmisión Nacional.</p>	<p>Se rechaza la observación presentada. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 101° de la Ley, pueden presentar sus observaciones al Informe Técnico Preliminar los participantes e instituciones interesadas inscritos en el respectivo Registro de Participación Ciudadana, circunstancia que no concurre en el caso de la empresa que formula la observación.</p>
4	<p>General:</p> <p>Topología de Subestación Don Héctor.</p>	<p>La subestación Don Héctor actualmente secciona el sistema de transmisión Nacional, por lo que fue construida con estándares de seguridad y acceso correspondientes a instalaciones Nacionales. En razón de esto, y atendido que según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio los estándares de construcciones para instalaciones Troncales (Nacionales) son superiores a los exigidos para otras instalaciones, se debe incurrir en costos adicionales para satisfacer dichos estándares, como por ejemplo, las inversiones en las redundancias de equipos necesarios para la continuidad de servicio:</p> <p>Diagonales con topología Interruptor y medio.</p> <p>Doble barra.</p> <p>2 Transformadores de servicios auxiliares a ambas barras.</p> <p>Terrenos disponibles de crecimiento hacia el lado sur.</p>	<p>Se solicita calificar la Subestación Don Héctor como instalación del sistema Nacional, debido a que actualmente secciona a dicho sistema, y fue construida bajo los estándares exigidos para tales instalaciones.</p>	<p>Se rechaza la observación presentada. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 101° de la Ley, pueden presentar sus observaciones al Informe Técnico Preliminar los participantes e instituciones interesadas inscritos en el respectivo Registro de Participación Ciudadana, circunstancia que no concurre en el caso de la empresa que formula la observación.</p>

ARTÍCULO SEGUNDO: Comuníquese la presente Resolución a los Participantes y Usuarios e Instituciones Interesadas incluidas en la Resolución Exenta N° 759 de 2017, complementada a través de Resolución Exenta N° 782 de 2017, mediante su envío por correo electrónico.

ARTÍCULO TERCERO: Publíquese la presente Resolución en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Comuníquese.


CAROLINA ZELAYA RÍOS
SECRETARIA EJECUTIVA (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA




ISD/MFH/EFG/JTC/PMP/gav

Distribución:

1. Participantes y Usuarios e Instituciones Interesados
2. Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
3. Ministerio de Energía
4. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
5. Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE
6. Departamento Jurídico CNE
7. Departamento Eléctrico CNE
8. Oficina de Partes CNE