



**PANEL DE EXPERTOS**  
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

## **Dictamen N° 7-2018**

Discrepancias sobre Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2017

Santiago, 10 de agosto de 2018

## INDICE

<b>1</b>	<b>ORIGEN DE LA DISCREPANCIA</b> .....	5
<b>1.1</b>	<b>Presentaciones</b> .....	5
<b>1.2</b>	<b>Documentos acompañados</b> .....	5
<b>1.3</b>	<b>Admisibilidad</b> .....	6
<b>1.4</b>	<b>Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos</b> .....	6
<b>1.5</b>	<b>Programa de trabajo</b> .....	6
<b>2</b>	<b>CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LA DISCREPANCIA</b> .....	7
<b>3</b>	<b>ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS, FUNDAMENTO Y DICTAMEN</b> .....	10
<b>3.1</b>	<b>ESCENARIOS DE GENERACIÓN UTILIZADOS EN EL PROCESO DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN</b> .....	10
3.1.1	Presentación de Acenor .....	10
3.1.2	Presentación del Consejo Minero.....	18
3.1.3	Planteamiento de la CNE.....	22
3.1.4	Cuestión previa de admisibilidad.....	31
3.1.5	Alternativas .....	33
3.1.6	Análisis .....	33
3.1.7	Dictamen.....	46
3.1.8	Previsión de los integrantes señores Patricia Miranda A., Pablo Serra B. y Eduardo Ricke M.....	46
3.1.9	Previsión de los integrantes señores Fernando Fuentes H. y Guillermo Pérez D. ....	47
<b>3.2</b>	<b>LÍNEA HVDC LO AGUIRRE N° 2 - KIMAL N° 2</b> .....	48
3.2.1	Presentación de Collahuasi.....	48
3.2.2	Presentación del Consejo Minero.....	56
3.2.3	Planteamiento de la CNE.....	56
3.2.4	Presentación del Coordinador .....	63
3.2.5	Alternativas .....	68
3.2.6	Análisis .....	68
3.2.7	Dictamen.....	76
3.2.8	Previsión del integrante señor Juan Clavería A. ....	76
<b>3.3</b>	<b>NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</b> .....	77
3.3.1	Reincorporación de la S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional .....	79
3.3.1.1	Presentación de Espejo de Tarapacá .....	79

3.3.1.2	Presentación de Acera.....	86
3.3.1.3	Planteamiento de la CNE .....	91
3.3.1.4	Presentación de Gener .....	95
3.3.1.5	Presentación de Colbún.....	97
3.3.1.6	Presentación de Engie.....	102
3.3.1.7	Presentación del Consejo Minero .....	109
3.3.1.8	Presentación de Generadoras de Chile .....	111
3.3.1.9	Presentación de PMG .....	111
3.3.1.10	Alternativas .....	114
3.3.1.11	Análisis .....	114
3.3.1.12	Dictamen.....	118
3.3.2	Incorporación de los beneficios ambientales correspondientes al desplazamiento de emisiones de CO <sub>2</sub> , a la evaluación económica de la S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento.....	118
3.3.2.1	Presentación de Espejo de Tarapacá .....	118
3.3.2.2	Planteamiento de la CNE .....	125
3.3.2.3	Alternativas .....	127
3.3.2.4	Análisis .....	128
3.3.2.5	Dictamen .....	129
3.3.3	Incorporación de precisiones técnicas descriptivas respecto de la S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento .....	129
3.3.3.1	Presentación de Espejo de Tarapacá .....	129
3.3.3.2	Planteamiento de la CNE .....	129
3.3.3.3	Alternativas .....	129
3.3.3.4	Análisis .....	130
3.3.3.5	Dictamen .....	130
3.4	ADECUACIONES A LA S/E EL SALTO.....	130
3.4.1	Presentación de Enel.....	130
3.4.2	Planteamiento de la CNE.....	131
3.4.3	Análisis .....	131
3.5	INSTALACIÓN DE NUEVOS TRANSFORMADORES EN SUBESTACIONES PLANTA, CALDERA Y VICUÑA .....	132
3.5.1	Presentación del Grupo CGE.....	132
3.5.2	Desistimiento .....	132
3.6	CONSTRUCCIÓN DE BYPASS PARA LÍNEA 1X220 kV ATACAMA – ESMERALDA, LÍNEA 1X110 kV ESMERALDA – LA PORTADA Y LÍNEA 1X110 kV MEJILLONES-ANTOFAGASTA DESMANTELAMIENTO.....	132
3.6.1	Presentación de Grupo CGE .....	132
3.6.2	Desistimiento .....	133
3.7	ASIGNACIÓN SECCIONAMIENTO SUBESTACIÓN NEGRETE.....	133
3.7.1	Presentación del Grupo CGE.....	133

3.7.2	Planteamiento de la CNE.....	135
3.7.3	Presentación de Grupo Saesa .....	137
3.7.4	Alternativas .....	138
3.7.5	Análisis .....	139
3.7.6	Dictamen.....	141
3.8	PROYECTO S/E CHOLGUÁN – INSTALACIÓN TRANSFORMADOR DE RESPALDO 220/13,2 kV DE 30 MVA .....	141
3.8.1	Presentación de Grupo Saesa .....	141
3.8.2	Desistimiento .....	142
3.9	AMPLIACIÓN EN S/E VALDIVIA – MODIFICACIÓN VI REFERENCIAL.....	142
3.9.1	Presentación de Grupo Saesa .....	142
3.9.2	Planteamiento de la CNE.....	146
3.9.3	Alternativas .....	150
3.9.4	Análisis .....	150
3.9.5	Dictamen.....	155
3.10	UBICACIÓN SUBESTACIÓN SECCIONADORA PARINAS 500/200kV .....	155
3.10.1	Presentación de Colbún .....	155
3.10.2	Planteamiento de la CNE.....	156
3.10.3	Análisis .....	156
3.11	CAPACIDAD SUBESTACIÓN SECCIONADORA PARINAS 500/200 kV .....	157
3.11.1	Presentación de Colbún .....	157
3.11.2	Desistimiento .....	157

## DICTAMEN N° 7 – 2018

### 1 ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

#### 1.1 Presentaciones

Los días 19, 20 y 21 de marzo de 2018 ingresaron al Panel de Expertos presentaciones de: (i) Enel Distribución Chile S.A. (Enel); (ii) Compañía Minera doña Inés de Collahuasi SCM (Collahuasi); (iii) Compañía General de Electricidad S.A., Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A y, Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (conjuntamente CGE o Grupo CGE); (iv) Asociación de Consumidores de Energía No Regulados A.G. (Acenor); (v) Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Sistema de Transmisión del Norte S.A. (conjuntamente Saesa o Grupo Saesa); (vi) Colbún S.A. (Colbún); y, (vii) Espejo de Tarapacá SpA (Espejo de Tarapacá o EdT), en las que presentan discrepancias con el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 (Plan de Expansión o Informe Final), aprobado mediante Resolución Exenta N° 163 de 27 de febrero de 2018 de la Comisión Nacional de Energía (Comisión o CNE).

#### 1.2 Documentos acompañados

El Panel de Expertos ha tenido a la vista y estudiado, entre otros, los siguientes antecedentes:

- a) Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, aprobado mediante Resolución Exenta N° 163 de 27 de febrero de 2018 de la CNE.
- b) Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, aprobado mediante Resolución Exenta N° 770 de 29 de diciembre de 2017, de la CNE (Informe Preliminar o ITP).
- c) Presentación de discrepancia de Enel, de 19 de marzo de 2018.
- d) Presentación de discrepancia de Collahuasi, de 20 de marzo de 2018, y presentación complementaria de 23 de abril de 2018.
- e) Presentación de discrepancia del Grupo CGE, de 20 de marzo de 2018, y presentaciones complementarias de fechas 19 de abril, 23 de abril y 1 de junio de 2018.
- f) Presentación de discrepancia de Acenor, de 21 de marzo de 2018, y presentación complementaria de 1 de junio de 2018.
- g) Presentación del Grupo Saesa, de 21 de marzo de 2018 y presentaciones complementarias de 19 de abril, 23 de abril y 1 de junio de 2018.

- h) Presentación de discrepancia de Colbún, de 21 de marzo de 2018, y presentaciones complementarias de 17 de abril, 23 de abril y 1 de junio de 2018.
- i) Presentación de discrepancia de Espejo de Tarapacá, de 21 de marzo de 2018, y presentaciones complementarias de 23 de abril, 24 de mayo y 1 de junio de 2018.
- j) Presentación de la CNE, de 23 de abril de 2018, y presentación complementaria de 1 de junio de 2018.
- k) Presentación en calidad de interesado del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador), de 23 de abril, y presentación complementaria de 1 de junio de 2018.
- l) Presentación en calidad de interesado de Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial (PMG), de 23 de abril de 2018.
- m) Presentación en calidad de interesado de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento Asociación Gremial (Acera), de 23 de abril de 2018.
- n) Presentación en calidad de interesada de AES Gener S.A. (Gener), de 23 de abril de 2018.
- o) Presentación en calidad de interesada del Consejo Minero AG (Consejo Minero), de 23 de abril de 2018.
- p) Presentación en calidad de interesada de la Asociación General de Generadoras de Chile A.G. (Generadoras de Chile), de 23 de abril de 2018.
- q) Presentación en calidad de interesada de Engie Energía Chile S.A. (Engie), de 23 de abril de 2018.

### **1.3 Admisibilidad**

De conformidad al artículo 210, letra b) de la Ley General de Servicios Eléctricos<sup>1</sup> (LGSE), la Secretaria Abogada del Panel de Expertos realizó el examen de admisibilidad formal de las discrepancias, en relación con el cumplimiento de los plazos y de la correspondencia de las presentaciones con el repertorio de materias de competencia del Panel indicadas en la LGSE. El Panel conoció dicho informe y, por unanimidad, aceptó a tramitación las discrepancias, emitiendo su declaración de admisibilidad el día 26 de marzo de 2018.

### **1.4 Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos**

No se constataron inhabilidades de algún integrante en la discrepancia en análisis.

### **1.5 Programa de trabajo**

Se dio cumplimiento por el Panel a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 211 de la

---

<sup>1</sup> Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica.

LGSE, al notificarse oportunamente las discrepancias a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y dar publicidad a la misma en el sitio web del Panel. Asimismo, se convocó en el plazo legal a la Sesión Especial N°1 de la discrepancia, en la que se acordó, entre otras materias, el programa inicial de trabajo, sin perjuicio de las actuaciones que posteriormente se estimasen necesarias.

Asimismo, se publicó por medio electrónico la fecha de la Audiencia Pública y Pauta de ésta, la que se efectuó el día 28 de mayo de 2018 a partir de las 10:00 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 21 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

## **2 CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LA DISCREPANCIA**

De conformidad con lo establecido en el artículo 87 de la LGSE, introducido por la Ley N°20.936 (Ley de Transmisión), anualmente la CNE debe realizar un proceso de planificación de la transmisión que considere un horizonte de 20 años. Dicha planificación debe incorporar obras de expansión<sup>2</sup> del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o que sean necesarias para la prestación de dicho servicio.

Para la realización de la reseñada planificación, la CNE debe considerar (art. 87, LGSE):

- i. Los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación establecidos en la ley, lo que por tanto implica considerar:
  - a. La minimización de los riesgos de abastecimiento;
  - b. La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, con el objetivo de abastecer los suministros a mínimo precio;
  - c. Instalaciones económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema en los diversos escenarios definidos en la PELP;
  - d. Modificaciones de instalaciones de transmisión existentes necesarias para la expansión eficiente del sistema;
- ii. La planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio de Energía (Ministerio), de conformidad con lo establecido en los artículos 83 a 86 de la LGSE;
- iii. Holguras y redundancias necesarias;

---

<sup>2</sup> Corresponden a obras de expansión las obras nuevas y las obras de ampliación. Son obras nuevas las líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o seguridad y calidad de servicios del sistema eléctrico. Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. No corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente. Pueden incorporarse en calidad de obras de expansión elementos que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio (art. 89, LGSE).

- iv. Información sobre criterios y variables ambientales y territoriales, incluyendo objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio en coordinación con otros organismos sectoriales competentes<sup>3</sup>; y,
- v. La tasa de actualización, que corresponderá a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión de acuerdo con la Ley N°20.530.

Además, la planificación de la transmisión podrá considerar:

- vi. La expansión de instalaciones de transmisión dedicada para la conexión de obras de expansión<sup>4</sup>; y,
- vii. Sistemas de transmisión para polos de desarrollo<sup>5</sup>.

Debe tenerse presente que la PELP, mencionada en el numeral ii anterior, debe ser realizada cada cinco años por el Ministerio -pudiendo ser actualizada anualmente-, considerando los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos 30 años. Deben incorporarse en ella escenarios de proyección de oferta y demanda energética, considerando, entre otros, la identificación de los polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medioambientales, objetivos de eficiencia energética y planes regionales estratégicos. (arts. 83 a 86, LGSE).

El artículo octavo transitorio de la Ley de Transmisión, por su parte, establece que las reglas contenidas en el artículo 87 y siguientes de la LGSE relativas a la planificación de la transmisión entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2017, "aun cuando las normas que hacen referencia a la planificación energética no puedan ser aplicadas en tanto no se dicte el decreto a que se refiere el artículo 86°".

Además, con el objeto de establecer normas procedimentales estrictamente necesarias para llevar a cabo el primer proceso de planificación de la transmisión, la CNE dictó, el 10 de enero

---

<sup>3</sup> Conforme lo establece el artículo 87 de la LGSE el Ministerio deberá remitir a la CNE, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables indicados.

<sup>4</sup> No pudiendo estas obras degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes, y deberán considerar los costos asociados o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para su titular.

<sup>5</sup> Los requisitos y condiciones para la incorporación de estas instalaciones están contenidos en el artículo 88 de la LGSE.



de 2017, la Resolución Exenta N°18<sup>6</sup> (RE 18)<sup>7</sup>, que fue modificada posteriormente por las RE N° 440, 583 y 623 de 2017 y 45 de 2018<sup>8</sup>.

Por su parte, la metodología aplicable al proceso para realizar la planificación anual de la transmisión fue establecida en la RE N° 711 de la CNE, de 12 de diciembre de 2017 (RE 711)<sup>9</sup>. En ella se establecen, entre otros, los objetivos y criterios generales (capítulo 3, RE 711), los antecedentes que deben considerarse para realizar la planificación de la transmisión (capítulo 4, RE 711) y la metodología aplicable al proceso (capítulo 5, RE 711).

Así, el procedimiento para la dictación del plan de expansión debe iniciarse los primeros quince días de cada año con el envío por parte del Coordinador a la CNE de una propuesta de expansión, que puede incluir los proyectos de transmisión que haya recibido de sus promotores (art. 91, LGSE y art. 2, RE 18). Luego de ello, la CNE debe convocar a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, en la que los promotores de proyectos deben presentar propuestas fundadas (art. 91, LGSE y art. 3, RE 18).

Posteriormente, la CNE debe emitir un informe técnico preliminar con el plan de expansión anual de la transmisión, respecto del cual los participantes y usuarios e instituciones interesadas pueden presentar observaciones. A continuación, la CNE debe dictar el informe técnico final del plan de expansión anual, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas. La ley establece la posibilidad de formular discrepancias ante el Panel de Expertos respecto del referido plan (art. 91, LGSE y arts. 10 y 11, RE 18).

Finalmente, si no se presentan discrepancias ante el Panel de Expertos, o luego de resueltas por éste, la CNE debe remitir al Ministerio el informe técnico definitivo con el plan anual de expansión de la transmisión, el que fijará las obras de expansión mediante decreto (art. 92, LGSE y arts. 12 y 13, RE 18).

En el presente proceso, el informe técnico preliminar correspondiente al año 2017 fue aprobado mediante Resolución Exenta N°770, de 29 de diciembre de 2017, y el Informe Final mediante Resolución Exenta N°163, de 27 de febrero de 2018 de la CNE.

---

<sup>6</sup> Todas las resoluciones exentas (RE) a que se alude en el presente dictamen son de la CNE, salvo indicación en otro sentido.

<sup>7</sup> Dictada en atención a lo dispuesto en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N°20.936 que dispone que, mientras los reglamentos no entren en vigencia las disposiciones legales pertinente se sujetarán, en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de la ley que las que se establezcan por resolución exenta de la CNE.

<sup>8</sup> Mediante la RE 13 de 2017, la CNE prorrogó la vigencia de la RE 18 y de la RE 711 hasta que el Reglamento de sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión entre en vigencia.

<sup>9</sup> Esta resolución reemplazó y dejó sin efecto a la RE 384, de 20 de julio de 2017, que establecía criterios y metodología aplicables al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N°20.936 correspondiente al año 2017.

### 3 ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS, FUNDAMENTO Y DICTAMEN

Ante este Panel de Expertos se han presentado seis empresas y una asociación gremial planteando 13 discrepancias contra el Plan de Expansión. Tales discrepancias incluyen objeciones a los criterios utilizados por la CNE en la elaboración del plan de expansión, solicitudes de exclusión o modificación de las obras contenidas en dicho plan, o bien solicitudes de inclusión de obras no consideradas. Por otra parte, las mismas empresas u otras instituciones, en calidad de interesadas, han formulado observaciones en relación con las diversas discrepancias. A continuación, se presentan, analizan y resuelven tales discrepancias.

#### 3.1 ESCENARIOS DE GENERACIÓN UTILIZADOS EN EL PROCESO DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

##### 3.1.1 Presentación de Acenor

Acenor inicia su presentación señalando que en el Informe Final se reitera la propuesta sobre escenarios de generación para la planificación de la transmisión en los mismos términos que en el Informe Preliminar. Agrega que dicha propuesta, fue elaborada por la CNE teniendo tres fuentes de referencias: i) un informe preliminar PELP; ii) la metodología contenida en la RE 711 y iii) los objetivos y criterios del artículo 87 de la LGSE.

Luego expone en un cuadro los escenarios considerados en la PELP, mismo que se reproduce a continuación.

**Escenarios energéticos considerados**

<b>Factores</b>	<b>Escenario A</b>	<b>Escenario B</b>	<b>Escenario C</b>	<b>Escenario D</b>	<b>Escenario E</b>
<b>Disposición social para proyectos</b>	+Costo y con carbón CCS	Libre	+Costo y con carbón CCS	+Costo	+Costo
<b>Demanda energética</b>	Bajo	Alta	Media	Baja	Alta
<b>Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías</b>	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
<b>Costos de externalidades ambientales</b>	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
<b>Costos de inversión de tecnologías renovables</b>	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo

<b>Precio de combustibles fósiles</b>	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto
---------------------------------------	-------	------	------	------	------

Luego la discrepante agrega que estos cinco escenarios fueron reducidos a tres en el Informe Final: A, B y E.

En seguida, Acenor reproduce el siguiente párrafo del Informe Final:

“[...] para llegar a este resultado se analizaron los 5 escenarios energéticos. Respecto a los escenarios C y D, se puede observar en primer lugar que, el escenario A contiene la proyección de demanda del escenario D, esto es, que para ambos escenarios se presenta un nivel de trayectoria de demanda baja, mientras que para el caso del escenario C, su trayectoria de demanda se encuentra contenida en los Escenarios B y E, los que posee un nivel de trayectoria de demanda alta. Adicionalmente, se pudo identificar que la cantidad de generación, tipo de tecnología y localización de los proyectos que se determinaron para los escenarios C y D se encuentran contenidos en los escenarios A, B y E, toda vez que los proyectos de generación que conforman los escenarios se localizan en las zonas donde existe el mayor potencial de los recursos de generación y en donde exista menos obstáculos para su construcción y conexión al sistema.”

La discrepante indica que en sus observaciones al Informe Preliminar sostuvo que los escenarios elegidos en el Plan de Expansión tienen un sesgo que favorece a la generación renovable. Ello, según Acenor, por cuanto los escenarios C y D son los únicos con costos de inversión en tecnologías renovables medios o altos, en tanto que los tres escenarios seleccionados, agrega, son de costos bajos. A su vez, prosigue, los escenarios C y D son los únicos con costos de combustibles fósiles bajos, mientras que los tres escenarios del Plan son de costos medios o altos.

Luego cita la respuesta de la CNE a estas observaciones, la que se reproduce a continuación:

“[...] la elección de los escenarios aplicados en la planificación es consecuencia de la aplicación de la metodología contenida en la Resolución N°711, en especial en su Artículo 11, numeral 5, el que establece expresamente que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y **definir aquellos** que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. Sin perjuicio de lo anterior, en atención a esta observación, el detalle de su aplicación ha sido más detallado en el Capítulo 6 del presente Informe Técnico. Con relación a la observación relativa a realizar los análisis para los escenarios C y D, cabe señalar que para la elección de los tres escenarios se analizaron los 5 escenarios de la PELP [...]” (énfasis en la cita original)

En seguida, Acenor señala que se deben emplear los cinco escenarios y agrega que, desde el punto de vista regulatorio, la reducción a tres escenarios conduciría a unos resultados de

expansión de la transmisión en cuya viabilidad se instalaría la incertidumbre respecto de cuáles habrían sido los resultados correspondientes a la inclusión de los cinco escenarios, incertidumbre que, señala, estaría asociada a la consecución de los objetivos legales para la determinación de la expansión: eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.

Refiriéndose a la respuesta de la CNE, la discrepante concluye que hay tres antecedentes claves que sostienen dicha respuesta: a) Los escenarios PELP: b) el artículo 11, numeral 5, de la RE 711 y c) el artículo 87 de la LGSE, pasando a continuación a referirse con mayor detalle a cada uno de ellos.

Con relación a los escenarios PELP, Acenor afirma que la CNE ha sostenido la exclusión de los escenarios C y D señalando que el escenario A contiene la proyección de demanda del escenario D, y que la trayectoria del escenario C se encuentra contenida en los escenarios B y E. Con respecto a la respuesta de la CNE sobre la cantidad de generación, tipo de tecnología y localización de los proyectos en los distintos escenarios, la discrepante hace notar que en la tabla de escenarios, C y D son los únicos con costos de inversión de tecnologías renovables medio o alto, y que en A, B y E estos costos son siempre bajos. Agrega que a su vez, C y D son los únicos con precio de combustibles fósiles bajo, ya que en A, B y E son medio (A) o alto (B y E).

Concluye la discrepante que la combinación de costos de inversión de tecnologías renovables más altos y precios de combustibles fósiles más bajos haría que los escenarios C y D sean distintos de A, B y E. Agrega que, dado lo anterior, no se entiende cómo a partir de este hecho la CNE pudo sostener que “[...] la cantidad de generación, tipo de tecnología y localización de los proyectos que se determinaron para los escenarios C y D se encuentran contenidos en los escenarios A, B y E [...]”.

Enseguida se refiere a otra argumentación de la CNE, en la que este organismo señala que “[...] los proyectos de generación que conforman los escenarios se localizan en las zonas donde existe el mayor potencial de los recursos de generación y en donde exista menos obstáculos para su construcción y conexión al sistema”. Acenor considera que, de las palabras de esta cita, pareciera decirse que el Ministerio de Energía escogió mal los factores que determinaron los escenarios, y que, en esta hipótesis, la CNE debió haber sido explícita en las razones del error que le atribuiría al Ministerio.

Acenor considera que existe un elemento adicional que cuestiona la decisión de la CNE, y que corresponde a un párrafo del informe final de la PELP, en el que se dice que “La agrupación de factores dio origen a 5 escenarios que tienen la misma probabilidad, con la suficiente diferenciación entre los mismos” (el énfasis es de la discrepante). De la cita, para esta asociación, el proceso de la PELP sería explícito tanto en descartar que unos escenarios sean más representativos que otros, como que unos escenarios estén contenidos en otros.

Respecto del artículo 11, numeral 5 de la RE 711, con arreglo al cual “La Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener **todas la variables y criterios** de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética”

(el énfasis es de Acenor), la discrepante considera que la CNE no siguió sus preceptos, al excluir los escenarios C y D, con lo cual, continúa, no se recogerían los casos de costos de inversión de tecnologías renovables medio o alto, y tampoco aquellos con precio de combustibles fósiles bajo. Para la discrepante, lo anterior significaría que al excluir C y D, la CNE no habría recogido ni contenido todas las variables y criterios de los escenarios.

Acenor acota que no ha observado las atribuciones de la CNE para aplicar la metodología de la RE 711, sino que la forma cómo lo ha hecho, al reducir de cinco a tres los escenarios. Agrega que no sería evidente que la reducción de escenarios sea parte de las previsiones o probabilidades contempladas en el numeral 5 del artículo 11 de la RE 711. Para la discrepante, este numeral ordenaría que los escenarios para la planificación de la transmisión correspondan a cada escenario de la planificación energética, y no a una parte de ellos. Agrega que los escenarios de planificación energética no serían un punto de partida sujeto a variaciones posteriores, sino que son los escenarios definitivos a considerar en la planificación de la transmisión, ya que el numeral 5 no los trataría como una simple referencia, sino que como un marco definido.

Para la discrepante, no es suficiente que se hayan analizado los cinco escenarios. Añade que los análisis realizados no se muestran en el Informe Final, ni tampoco las razones que permitieran concluir que la consideración de estos escenarios fuera contraria a los objetivos de la planificación de la transmisión.

Respecto del artículo 87 de la LGSE, indica que le llama la atención la siguiente afirmación de la CNE, incluida en el Informe Final: “[...] la Comisión escogió los escenarios más representativos, que recogen las principales variables y criterios de la totalidad de los escenarios energéticos de la PELP, de manera de asegurar que la transmisión no sea un obstáculo para el desarrollo de cualquiera de éstos, tal como lo señala la letra c) del artículo 87° de la Ley”. La discrepante observa que sería innecesario profundizar en la frase “que recogen las principales variables y criterios de la totalidad de los escenarios”, porque a su juicio ya se vio que la RE 711 establece en forma expresa que se debe recoger o contener todas las variables y criterios.

Finalizado el análisis de lo que Acenor considera los tres antecedentes claves que sostienen la respuesta de la CNE a su observación, pasa a analizar la implicancia de excluir o incluir los escenarios C y D. Luego cita el artículo 21 de la RE 711, letra c) del cuarto inciso, en el que se establece que la CNE podrá “Proponer en el Plan de Expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios [...]”. Seguidamente señala que en el análisis de la CNE, la obra “Nuevo Sistema HVDC Centro-Norte” presenta beneficios netos positivos en los escenarios 2 y 3 (B y E de la PELP), y que en el escenario 1 (A de la PELP) los beneficios netos son negativos. Agrega que siendo el beneficio neto positivo en dos de tres escenarios, se cumple la condición del citado artículo 21.

A continuación, la discrepante se pregunta qué hubiese pasado de no haberse excluido los escenarios C y D. Indica que si en esos escenarios el beneficio neto hubiese sido negativo,

entonces habría tres escenarios, de cinco, con beneficios negativos, con lo que esta obra no cumpliría con la condición del artículo 21, y no podría haber sido incluida en el Plan de Expansión.

Concluye que todas las obras deben ser correctamente evaluadas, siguiendo la normativa. En particular, acota, una obra de US\$ 1.788 millones debiera ser rigurosamente evaluada, incluyendo los escenarios C y D de la PELP.

Para la discrepancia, la planificación energética es el resultado de un largo, minucioso y participativo proceso de elaboración, especialmente reglado en el artículo 84 de la LGSE y en el Decreto Supremo N° 134, de 2016 del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo (Reglamento de la PELP). Y que una vez definidos sus escenarios energéticos, estos tendrían un carácter definitivo y no meramente indicativo o referencial. Añade que los cambios resultantes de actualizaciones que pueden ser aplicados a estos escenarios, están expresamente previstos en el Reglamento de la PELP, citando a continuación su artículo 22, a partir del cual concluye que los escenarios energéticos son instrumentos regulatorios y no sólo estudios de referencia. Agrega que la previsión legal de establecer escenarios mediante decreto ministerial tendría como objetivo conferirles de definiciones normativas y por lo mismo gozarían de estabilidad en su contenido. Señala enseguida que las modificaciones a los escenarios están expresamente restringidas a una facultad exclusiva del Ministro de Energía, por lo que correspondería su aplicación tal cual han sido definidos en todos los procesos regulatorios.

Siguiendo con su argumentación, la discrepancia se refiere a la confiabilidad metodológica y reducción de incertidumbres, sosteniendo que desde la ley 19.940 y con la Ley de Transmisión, se ha establecido en Chile una regulación orientada a la entrega de certidumbres a los agentes económicos, para lo cual en la ley y los reglamentos se les ha dado un rol esencial a los procedimientos y procesos. Agrega que tal sería el caso de la metodología aprobada por la RE 711. Acenor indica que a los efectos de esta discrepancia, las interrogantes que ha planteado apuntan a proteger la confianza en las metodologías aprobadas y la reducción de áreas de incertidumbre en la aplicación de las reglas.

En presentación complementaria, la que también suscribe el Consejo Minero, la discrepancia se refiere a diversos aspectos relacionados con esta discrepancia.

En primer lugar, a la petición de la CNE para que el Panel declare que esta discrepancia es inadmisibles, por carecer de precisión en la materia concreta que es sometida al pronunciamiento del Panel. Al respecto, Acenor señala que contrariamente a lo afirmado por la CNE, la materia sometida a pronunciamiento es precisa, concreta y no reviste el carácter de generalidad que le atribuye la CNE, y que para efectos del dictamen, el Panel tendría las alternativas precisas y concretas sobre las cuales debe optar, a saber, mantener el Informe Final que reduce los escenarios de la PELP o instruir a la CNE para que modifique dicho Informe Final, incorporando todos los escenarios contenidos en dicha PELP.

En segundo lugar, Acenor se refiere a lo manifestado por la CNE en la Audiencia Pública, señalando que ésta persiste en sostener que la "PELP busca orientar el ejercicio de

Planificación de la Transmisión, pero no posee carácter vinculante. Los escenarios PELP deben ser considerados, pero ello no significa que sean vinculantes”. La discrepante manifiesta que provoca perplejidad escuchar esta afirmación, que reduciría a letra muerta el valor de una ley.

Para esta asociación, cuando el legislador ordena que los escenarios energéticos sean considerados, sólo se podría entender que son aplicados. Agrega que “La CNE, sin embargo, postulando una semántica jurídica inaudita, entiende que considerar no es aplicar como antecedente para las decisiones del plan de expansión, puesto que considerar la PELP no supone un efecto vinculante”. Añade que el efecto vinculante de las normas se produce a partir de su consideración. Luego, sostiene que no habría términos de oposición entre considerar una norma y su efecto vinculante. Añade que expresar la relación de considerar y vincularse a la norma como términos alternativos sólo constituye un galimatías, por cuanto la única forma de considerar una norma sería asumiendo su efecto vinculante.

Concluye que considerar la PELP en la planificación de la transmisión sólo significaría que se debe aplicar en los propios términos que se contienen en el instrumento de planificación con el objetivo de orientar las decisiones regulatorias.

Luego, se refiere a la información aportada por el Coordinador, tanto por escrito como en la Audiencia Pública, señalando que no obstante el Coordinador apoya la incorporación de la Línea HVDC Lo Aguirre N° 2- Kimal N° 2, de dicha información aportada se desprendería más bien un serio cuestionamiento a esta obra, lo que pasa a detallar en cuatro aspectos.

Como primer aspecto, menciona el costo de la obra. La discrepante señala que la obra propuesta por el Coordinador es de US\$<sup>10</sup> 1.305 millones y la de la CNE es de US\$ 1.789 millones. Para Acenor, la diferencia pareciera estar en algunas indefiniciones del proyecto del Coordinador, referidas por una parte al punto de conexión de la zona centro y la tecnología de las estaciones convertoras a emplear.

Sobre la base de estas dudas relativas a la falta de precisión del proyecto propuesto por el Coordinador, la discrepante plantea como interrogante cuál habría sido la conclusión del Coordinador si el costo de la obra completamente definida fuese de US\$ 1.789 millones. Para esta asociación, la respuesta está en la lámina 11 de la presentación del Coordinador en la Audiencia Pública, específicamente en un cuadro que muestra el valor actual neto (VAN) de la Línea HVDC (*high voltage direct current*), mismo que se reproduce a continuación.

---

<sup>10</sup> En este dictamen se utilizan indistintamente las expresiones US\$ o USD, para referirse a dólares de los Estados Unidos.

<b>VAN neto 2018 - 2037 (MMUSD)</b>		
<b>Escenarios</b>	<b>HVDC 2.000 MW</b>	
	<b>2027</b>	<b>2029</b>
A	752	779
B	1.261	1.195
C	339	349

Pasa enseguida a referirse al escenario C, el que tiene un VAN de entre US\$ 339 y US\$ 349 millones, de lo que concluye que si el costo de inversión del proyecto fuera el de la CNE, mayor en US\$ 484 millones al del Coordinador, el VAN calculado por este último para el escenario C sería negativo, en cuyo caso, continúa, presumiblemente habría cambiado su apoyo al proyecto.

Como segundo aspecto, se refiere a la selección de los escenarios. Acenor hace presente que mientras el Coordinador empleó un escenario que consideraba que un 45% de la nueva generación se instalaba en el norte grande, lo que a esta asociación le llama la atención, considerando que la PELP ofrecía escenarios intermedios como A, C y D, donde dicha participación es de 75%, 50% y 61% respectivamente. Además, señala que el establecimiento de un escenario por parte del Coordinador de baja participación del norte grande (45%), pondría en duda la decisión de la CNE de haber excluido los escenarios C y D de la PELP, que con un 50% y 61% de nueva generación instalada en el norte grande, respectivamente, permitiría incorporar al análisis una tendencia similar, aunque morigerada, a la escogida por el Coordinador.

Como tercer aspecto, menciona que el Coordinador empleó un conjunto propio de escenarios, distinto del de la PELP y de la CNE, lo que involucraría a juicio de la discrepante una dificultad en la comparación entre las obras proyectadas, en la medida que empiecen a proliferar distintos conjuntos de escenarios. Señala que si el Panel considerara pertinente revisar el estudio del Coordinador, lo mismo debería hacer con el estudio de las consultoras PSR y Moray, de enero de 2018, titulado "Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile", encargado por Generadoras de Chile A.G. Acota que de un resultado preliminar de este estudio, no surge una propuesta de Línea HVDC entre Antofagasta y Santiago, sino que otras obras de transmisión. En un nuevo escrito complementario, la discrepante y la interesada Consejo Minero envían copia de este estudio y el siguiente enlace de acceso a su versión digital:

[http://generadoras.cl/media/seminario/180611 Analisis de largo plazo para el sistema electrico nacional de Chile considerando fuentes de energia variables e intermitentes.pdf](http://generadoras.cl/media/seminario/180611_Analisis_de_largo_plazo_para_el_sistema_electrico_nacional_de_Chile_considerando_fuentes_de_energia_variables_e_intermitentes.pdf)

Acenor advierte que no pretende sostener que éste sea el plan de expansión a aprobar. Señala que lo que se quiere puntualizar, es que no sería raro que usando escenarios distintos a los



empleados en la PELP, la CNE y el Coordinador, PSR-Moray haya llegado a un plan de expansión distinto.

De este tercer aspecto, la discrepante concluye que una vez que “nos separamos de los escenarios de la PELP”, los planes de obra naturalmente difieren, lo que a su juicio haría difícil hacer un análisis comparativo entre ellos, dificultando tomar decisiones sobre la mejor opción para el país. Por eso, continúa, recalca la importancia de la PELP, que tuvo un proceso ampliamente participativo, con un grupo de expertos incluido, como eje para definir la expansión de la transmisión.

Un cuarto aspecto relacionado con la información aportada por el Coordinador se relaciona con la posibilidad de realizar modificaciones posteriores al Plan de Expansión. Lo anterior, surge de una intervención del representante del Coordinador en la Audiencia Pública, que según la discrepante, habría sostenido que “Tenemos la posibilidad de hacer el Estudio de Franja para que el proyecto se empiece a desarrollar buscando la mejor ruta, perfeccionar los estudios técnicos en el camino antes de la licitación y después de ello la CNE podrá volver a verificar costos y beneficios”.

Para Acenor, esa intervención corroboraría que la propuesta de la línea HVDC del Coordinador es inconclusa, ya que “faltaría perfeccionar los estudios técnicos”. Asimismo, a esta asociación le parece que las palabras del representante del Coordinador parecieran sugerir que se apruebe la línea en el plan de expansión para ir ganando tiempo con el Estudio de Franja. Y que luego el Coordinador señala que la CNE debe verificar luego de la licitación si la comparación entre costos y beneficios sigue confirmando la existencia de la obra.

La discrepante sostiene que lo anterior se trataría de una apreciación del tipo “en el camino se arregla la carga”, apreciación que califica de grave porque es un criterio de expansión que no está contemplado en la normativa. Concluye que si una obra se incluye en un plan de expansión, esa obra debe ejecutarse, sin espacio para evaluaciones posteriores, salvo las correspondientes a su ejecución.

A continuación Acenor pasa a referirse a la evaluación económica de la Línea HVDC. Para ello muestra un cuadro que contiene la evaluación económica del proyecto analizado, para los tres escenarios seleccionados. La discrepante muestra que el escenario 1 (escenario A en la PELP) presenta un valor presente negativo. Luego agrega que de incorporarse a la evaluación los escenarios C y D excluidos por la CNE, el valor presente de esos escenarios, a todas luces sería negativo, toda vez que los escenarios C y D tienen un porcentaje de la generación adicional menor al del escenario A. Con ello, concluye, la Línea HVDC tal como fue diseñada por la CNE, no podría ser parte del plan de expansión 2017, ya que no se cumpliría que esta obra haya presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios.

La discrepante pasa a referirse a la visión de largo plazo de los escenarios. Inicia este apartado indicando que “La CNE, en su escrito al Panel de fecha 23 de abril, para justificar la exclusión de los escenarios C y D señala que “[...] los Costos de Inversión de Tecnologías de Generación y a la Proyección de Costos de Combustibles [...] han evolucionado de manera muy diferente a lo contemplado inicialmente en la PELP”.

En seguida sostiene que habría las siguientes razones para desvirtuar este argumento de la CNE: (i) No se vería el sentido de resaltar que hay nueva información que surge algunos meses después de la definición de los escenarios PELP, considerando que estos han sido definidos a 30 años; (ii) Que la normativa sí contemplaría la posibilidad de actualizar la información, pero acotadamente, en forma consistente con tendencias de largo plazo y no de cambios surgidos de coyunturas. Para fundamentar este argumento, cita el artículo 22 del Reglamento de la PELP y el artículo 11, número 5 de la RE 711, enfatizando en este último el ajuste proporcional.

Acenor sostiene finalmente que aun estando la CNE habilitada para ajustar los escenarios de la PELP de acuerdo a la información más actualizada, eso no implicaría eliminar escenarios, ya que éstos reflejan tendencias de largo plazo que no podrían depender de variaciones coyunturales. Agrega que si la CNE estimara pertinente incorporar información más reciente, sería lógico que todos los escenarios se ajusten proporcionalmente, de modo que se mantenga el factor diferenciador entre ellos con que fueron construidos en la PELP. A su juicio, este planteamiento también aplicaría al caso particular de la eventual salida de centrales a carbón existentes. Indica que si se estimare pertinente incorporar una proyección con los efectos de la salida de estas centrales, no habría razones para eliminar ni para incluir nuevos escenarios, sino para ajustar proporcionalmente los cinco escenarios existentes.

Acenor solicita al Panel de Expertos:

Que se modifique el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, aprobado por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 163 de 27 de Febrero, en términos de incluir los escenarios C y D del Informe de la Planificación Energética de Largo Plazo, para efectos de la evaluación técnico económica de las obras propuestas.

### **3.1.2 Presentación del Consejo Minero**

El Consejo Minero comparece en calidad de interesado, formulando observaciones en relación con los escenarios de generación para la planificación de la transmisión, con el objeto de apoyar el planteamiento de Acenor cuyo objeto es solicitar que la CNE realice un nuevo estudio que incluya los cinco escenarios de la PELP; y de Collahuasi, en cuanto a rechazar la incorporación de una Línea HVDC en el Plan de Expansión.

El interesado presenta las siguientes cuatro líneas de argumentación para fundamentar su posición: a) Señales para la expansión de la transmisión y su relación con la planificación; b) Herramientas que contempla la ley para efectuar un estudio de planificación de transmisión; c) Robustez del Informe Final; y d) Probable efecto de la exclusión de escenarios sobre el Plan de Expansión.

a) Señales para la expansión de la transmisión y su relación con la planificación

Indica el Consejo Minero que existen dos caminos teóricos para lograr que la expansión de los sistemas de transmisión sea óptima. El primero, entregar señales de precio, asignar los

costos a quienes usan las redes y, entonces, los actores del mercado resuelven por sí solos la expansión del sistema. El segundo, que un ente planificador defina centralizadamente las obras de transmisión que se requieran, en cuyo caso lo habitual es tener esquemas de tarifas reguladas. Afirma que esos dos caminos no son necesariamente paralelos y excluyentes entre sí y que, de hecho, muchos sistemas son híbridos; y, en otros casos, una incorrecta asignación en el primer camino conduce a fortalecer el segundo, dejándolo como única opción.

El interesado presenta un ejemplo para ilustrar la conexión que se produce entre una incorrecta asignación de los pagos de transmisión y la planificación centralizada, como remedio a esa mala asignación, del que concluye que si el costo de transmisión se asigna directamente a los consumidores (estampillado), el precio del sistema siempre es mayor o igual al caso en que dicho costo se asigna al generador lejano. Sostiene, además, que la asignación del costo de transmisión a quien lo produce asegura siempre el mínimo costo, ya que, en competencia, el generador alejado no siempre puede traspasar todo el costo de transmisión lo cual es, según indica, económicamente eficiente.

A continuación, señala que la discusión teórica anterior pierde relevancia dado que la legislación actual optó por un sistema de estampillado bajo el cual, entonces, el estudio de planificación adquiere una relevancia mucho mayor.

En lo que sigue, el interesado analiza las herramientas contempladas en la actual ley, para garantizar que en el estudio de planificación no se proponga una expansión ineficiente y de mayor costo para los usuarios.

b) Las herramientas que contempla la ley para efectuar un estudio de planificación de transmisión

Señala el interesado que para cumplir con el proceso de planificación de la transmisión, la Ley de Transmisión incorporó en su artículo 83 un proceso de PELP, que se desarrolla cada cinco años por el Ministerio de Energía, considerando distintos escenarios de la generación y del consumo, para un horizonte mayor o igual a 30 años. Señala que esto va en línea con lo indicado en la sección previa de su presentación, ya que probablemente el legislador, anticipando las posibles consecuencias no deseadas del estampillado, fortaleció la planificación energética incorporando una PELP.

Señala que la Ley de Transmisión eliminó el Estudio de Transmisión Troncal (ETT), contemplado en la LGSE, que incluía un proceso participativo destinado a definir las nuevas obras de transmisión y que se efectuaba cada cuatro años. Ese proceso, agrega, era coordinado por la CNE y desarrollado por un comité formado por representantes de los generadores, transmisores, distribuidores y clientes libres; en definitiva, por usuarios y pagadores del sistema de transmisión.

El mecanismo anterior, indica, fue reemplazado por un proceso anual de planificación de la transmisión, conducido por la CNE (artículo 87), el que, a su vez, se inicia con una propuesta de expansión elaborada por el Coordinador, la que puede incluir, entre otros, los proyectos de transmisión presentados a dicho organismo por sus promotores. Seguidamente, indica, la CNE hace un llamado para recibir otras propuestas de proyectos de expansión de la

transmisión. Agrega que, como paso siguiente, la CNE emite un informe técnico preliminar con el plan de expansión anual de la transmisión, el que puede ser observado por los interesados y, una vez cumplida esta etapa, la CNE emite el informe técnico final del plan de expansión anual, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas, quedando como último recurso la presentación de discrepancias al Panel de Expertos.

Indica que al no existir el Comité del antiguo ETT, el nuevo proceso anual de planificación de la transmisión reduce la participación de los pagadores a observaciones y discrepancias frente a informes elaborados sólo por la CNE, previa propuestas de los promotores de obras y del Coordinador.

En consecuencia, sostiene, la nueva normativa incorpora una PELP, lo que va en la dirección correcta para resolver temas de estampillado, pero reduciendo a la vez la participación de los pagadores en el proceso de expansión de la transmisión.

#### c) Robustez del Informe Final

El interesado presenta a continuación los cinco escenarios previstos en la PELP e indica que, para determinar el plan de expansión anual de la transmisión, la CNE redujo estos escenarios a solamente tres: los escenarios A, B, y E.

Sostiene que, por las implicancias más concretas y por seguridad y certidumbre, la CNE debió usar, al menos, los escenarios planteados en la PELP, e incorporar análisis de riesgo adicionales, incluso más robustos, tales como minimax, CVar y otros, toda vez que se debe dar la suficiente seguridad y certidumbre de que se está velando por eliminar los efectos indeseados asociados a tener una obra que no sea óptima y que termine sesgando al alza el costo total del suministro eléctrico.

A continuación, el Consejo Minero expresa que no se entiende por qué un proceso tan importante, que define obras de expansión de billones de dólares, reduzca escenarios y después, por la regla definida en la RE 711, se limite a verificar si en al menos el 50% de ellos el VAN es positivo. Agrega que en el caso de tres escenarios, bastaría que en dos de ellos el VAN fuera positivo para que una obra sea incluida en el plan de expansión, lo que, en su opinión, evidentemente no se condice con la teoría de análisis de escenarios, en que por ley de grandes números se debiera tender a incluir más escenarios que menos, de manera de reafirmar la decisión, considerando además, que se está utilizando una regla tan rudimentaria como el 50% de los escenarios con VAN positivo.

Concluye señalando que no debieran excluirse escenarios, sino todo lo contrario en vista a la diversidad de condiciones que se pueden presentar respecto de la demanda, cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías, costos de externalidades ambientales, costos de inversión en tecnologías renovables, precios de combustibles fósiles, etc., las que al no ser directamente consideradas producirían sesgos en el análisis.

#### d) Probable efecto de la exclusión de escenarios sobre el Plan de Expansión

En esta sección de su presentación, el Consejo Minero efectúa un análisis cualitativo de cómo el sesgo descrito en la sección anterior, provocado por la exclusión de escenarios, afectaría al Plan de Expansión, para el caso particular de la Línea HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2.

Como primer antecedente indica que, de acuerdo con las figuras extraídas del informe final de la PELP, se puede concluir que la demanda se concentra en la zona central de Chile -30% en la Región Metropolitana- y que, además, sólo el 12% se concentra en la región de Antofagasta. Por otra parte, continúa, la generación propuesta en los mismos escenarios PELP, para las regiones I y II, es muy significativa en comparación con la generación total y la presenta en el siguiente cuadro.

Escenario	Generación adicional en I y II Región (MW)	% del total de oferta adicional
A	7338	76
B	19942	82
C	7588	50
D	4029	61
E	20062	83

Señala que cada escenario se diferencia por la cantidad de generación adicional en el norte, cuyos excedentes, luego de satisfacer la demanda local, son transmitidos hacia el resto del país, principalmente hacia la zona central. Afirma que los escenarios B y E contemplan una capacidad adicional en el norte, que supera en casi tres veces a las de los escenarios A y C, y en casi cinco veces la del escenario D. Por su parte, continúa, los escenarios B y E tienen una generación en el norte que representa más del 80% del total, mientras que los otros escenarios alcanzan a un 76% (escenario A), descendiendo a 61% y 50% en los escenarios D y C, respectivamente, siendo estos últimos los escenarios descartados por la CNE.

Luego, señala que la evaluación de la Línea HVDC presentada por la CNE, ratificaría lo observado anteriormente, en el sentido de que la línea sirve para evacuar los excedentes del norte (eliminar vertimientos solares, en palabras de la CNE), lo cual resulta evidente para los escenarios B y E, pero menos evidente para el escenario A y aún menos para los escenarios C y D. Los resultados de la CNE, señala, ratificarían esta apreciación, ya que el VAN es positivo sólo para los escenarios B y E (Escenarios 2 y 3 de la CNE), pero negativo para A (Escenario 1).

Seguidamente, señala que el VAN del proyecto está altamente correlacionado con la cantidad de oferta adicional en las regiones I y II, ya que, dada la topología del sistema eléctrico, para que la línea sea un proyecto eficiente debiera cumplirse que la línea más la generación del norte deben ser una opción más económica que la generación cercana a la demanda, que se concentra en la zona central. Esta situación, continúa, ocurre en los escenarios B y E (2 y 3 para la CNE), que tienen una generación adicional en el norte que supera en más de 3 veces la de los otros escenarios, y se eleva por sobre el 80% de la nueva oferta. Agrega que en el

escenario A (1 para la CNE) ocurre algo distinto y tiene VAN negativo, para una oferta en el norte que alcanza al 76% del total de la oferta.

Por ello, sostiene, resulta fácil asignar una alta probabilidad a que la Línea HVDC resultará con un VAN negativo bajo los escenarios C y D, ya que la generación en el norte del país es similar o menor a la del escenario A (7.588 y 4.029 MW versus 7.338) y los porcentajes respecto a la generación adicional en el país son claramente menores (50% y 61% versus 76%).

Concluye la interesada afirmando que, de ser negativo el VAN de la Línea HVDC para los escenarios C y D, es relevante que esos escenarios sean incluidos en el análisis, porque bajo la regla de la RE 711, si el VAN es positivo en 2 escenarios (B y E) de un total de 5 (A, B, C, D y E), es decir menos del 50%, entonces la Línea HVDC no puede ser incorporada al Plan de Expansión.

Conforme al análisis desarrollado, el Consejo Minero solicita al Panel dictaminar en el sentido propuesto por la discrepante Acenor, es decir, modificar el Informe Final, en términos de incluir los escenarios C y D de la PELP, para efectos de la evaluación técnico-económica de las obras propuestas.

### **3.1.3 Planteamiento de la CNE**

Sobre la presente discrepancia, la CNE formula en primer lugar un argumento de inadmisibilidad para luego plantear sus argumentos de fondo.

Respecto de la inadmisibilidad, la CNE sostiene que la discrepancia está planteada en términos genéricos, sin peticiones concretas referidas al listado de obras o a las características de las mismas, por lo que a su juicio no se cumpliría lo establecido en la letra e) del artículo 36 del Reglamento del Panel de Expertos<sup>11</sup>, el cual establece dentro de los requisitos de las discrepancias, que éstas precisen el o los puntos o materias concretas en que existe discrepancia o conflicto. Sobre lo anterior, alega que la recurrente no precisa ni demuestra la forma en que la aceptación de su discrepancia supondría un efecto en el Plan de Expansión, tal y como lo habría sostenido el Panel de Expertos con ocasión de discrepancias referidas al instrumento de planificación de la transmisión dictados por la CNE. En su opinión, la discrepancia estaría planteada en términos generalistas que conducirían a efectos inciertos respecto a su presentación, lo que justificaría que sea declarada inadmisibile.

En cuanto al fondo de la discrepancia, la CNE indica que ella se centra exclusivamente en aspectos y definiciones de carácter metodológico, que no se encuentran contenidas en el Informe Final, sino que se encuentran reguladas en la RE 711, que no puede ser objeto de discrepancia, y que fue dictada por la CNE en uso de sus facultades legales. La

En su opinión, la forma en que deben ser considerados los escenarios energéticos de la PELP desarrollada por el Ministerio en el instrumento de planificación de la transmisión, es una

---

<sup>11</sup> Decreto Supremo N°44 de 2018, del Ministerio de Energía.

materia que se encuentra latamente desarrollada tanto en la metodología como en la norma legal que le sirve de antecedente, limitándose el Informe Final a mostrar los resultados que se obtienen a partir de su aplicación. Señala que, por lo anterior, la pretensión de la discrepante debe ser rechazada, puesto que no se referiría al instrumento sobre el cual pueden recaer las discrepancias.

Adicionalmente, señala que la metodología definida y aplicada por la CNE en el presente proceso de planificación, sí cumple con lo establecido en el artículo 87 de la LGSE y con las demás disposiciones legales referidas a la PELP, lo que desarrolla en tres acápite, que se exponen a continuación.

En primer lugar, la CNE se refiere a la PELP.

Indica que el proceso de la PELP se encuentra regulado en el Reglamento de la PELP, dictado en conformidad a los artículos 83 y siguientes de la LGSE. Precisa que el referido proceso es quinquenal, y considera la determinación de escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo en un horizonte de al menos treinta años. Agrega que esos escenarios deben incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y, en particular, eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia y objetivos de eficiencia energética, entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo.

La CNE cita el informe final corregido del proceso de PELP, publicado en febrero de 2018, que señala que: "El proceso de Planificación Energética de Largo Plazo tiene por objetivo primordial proporcionar escenarios de desarrollo futuro del sector energético nacional, con las respectivas tendencias generales de las variables relevantes de éste, para orientar la expansión de la transmisión eléctrica a nivel del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En ningún caso el presente Informe representa un documento de política energética y/o tiene por fin realizar un análisis puntual de algún aspecto del sector energético (por ejemplo, tarificación de servicios complementarios, análisis de contingencias y emergencias, entre otros)".

Agrega que, tal como indicaría la definición y objetivos de la PELP, la definición de escenarios está intrínsecamente ligada a las variables y tendencias generales que marcan el entorno energético nacional, en que la cantidad y calidad de recursos son parte de las variables a analizar. Por tanto, indica, la PELP reconocería los potenciales que pueden existir en Chile, en particular en lo que a recursos renovables se refiere.

En segundo lugar, la CNE se refiere a la utilización de los escenarios de la PELP en la planificación de la transmisión.

En este contexto, la CNE se refiere a la RE 711, que establece la metodología a utilizar en el proceso de planificación de la expansión de la transmisión. Señala que la planificación es anual y considera los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la LGSE para el sistema eléctrico, así como también considera los escenarios de la PELP desarrollados por el Ministerio.



A juicio de la CNE, los instrumentos de planificación elaborados por sí misma y por el Ministerio no son contradictorios entre sí, y la PELP manifestaría una intención de orientar el ejercicio de planificación de la transmisión, sin conferirle un carácter vinculante a los escenarios energéticos establecidos en ella. De esta forma, añade, los escenarios energéticos que la PELP contiene deben ser considerados en el análisis, pero no habría una obligación de utilizarlos tal como se encuentran contenidos en dicho instrumento para la determinación de las obras que componen el Plan de Expansión. En otras palabras, indica, lo expuesto no significaría que los escenarios contenidos en la PELP deban ser reproducidos íntegramente en el ejercicio de planificación de la transmisión, sino que deben ser analizadas las tendencias y grandes conclusiones que la primera arroja, de manera de orientar el desarrollo de la transmisión y sus distintos escenarios.

La CNE indica que al momento de desarrollar el Plan de Expansión no se encontraba finalizado el proceso de la PELP, para lo cual se utilizó la versión preliminar del mencionado instrumento. Explica que, no obstante que la LGSE no exigía la aplicación de la PELP para este proceso, al elaborar la metodología establecida en la RE 711 se concluyó que el instrumento contenido en el informe preliminar de la PELP era idóneo para efectos de ser considerado y orientar las definiciones de planificación de la transmisión. Además, indica, se estimó que considerar la PELP en el proceso 2017 resultaría concordante con la consideración de la PELP definitiva fijada por decreto, cuya aplicación rige para el proceso de planificación del año 2018.

A continuación, la CNE cita el numeral 5 del artículo 11 de la RE 711, sobre "Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión", y concluye que dicho texto se condice con la restricción consistente en que la utilización de la información desarrollada en el proceso PELP, no puede ser aplicada al proceso de expansión de la transmisión en forma directa y automática. En ese contexto, indica que la planificación de la transmisión y la PELP cuentan con diferentes simplificaciones al modelo de la transmisión; en el proceso PELP se utilizaría un modelo de 45 nodos, mientras que el proceso de planificación de la transmisión utilizaría un modelo para la optimización de 269 nodos y para la modelación de la operación de 1823 nodos. En opinión de la CNE, esto provocaría que tanto la demanda como la generación no se distribuyan de la misma forma en los distintos modelos.

La CNE destaca también el número de unidades de generación consideradas en la modelación. Señala que por una parte, la PELP utiliza las unidades existentes y en construcción, conforme a la información del Coordinador, mientras que en el proceso de planificación de la transmisión se modelan las unidades existentes, en construcción, y los proyectos de aquellas empresas que hayan suscrito contratos en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados, a partir del proceso 2015/01, y aquellos proyectos comprometidos para el suministro de clientes libres, en contratos de largo plazo, que se hayan acreditado ante la CNE al inicio del proceso de planificación.

Por su parte, respecto a la demanda eléctrica, indica que, si bien ambos procesos realizan una representación por bloques, para la PELP se utilizó un día típico por trimestre, mientras que el proceso de planificación utiliza una representación basada en dos días típicos, uno para los días hábiles y otro para los fines de semana y feriados del año.



Agrega que, tal como los factores antes explicados, existen otros que provocan que el detalle de los escenarios construidos por la PELP no pueda ser reproducido exactamente en el plan de expansión de la transmisión, lo cual no obstaría a que sí se consideren las grandes conclusiones que emanan de la PELP, como la localización geográfica y capacidad de las centrales indicativas, conforme a lo establecido en el artículo 11 de la RE 711.

La CNE indica que lo anterior no significa que se modifican los escenarios de la PELP, sino que la información que de ellos se obtiene, se debe ajustar para su adecuada utilización en el proceso de planificación de la transmisión.

A modo de ejemplo, y en relación con otro elemento a considerar relativo al nivel de demanda, señala que uno de los antecedentes del informe preliminar de la PELP que debía ser objeto de ajustes para efectos de su utilización en el proceso de planificación de la transmisión, es el nivel de generación considerado en la PELP, dado el nivel de demanda que la PELP utilizaba. Lo anterior, agrega, pues los supuestos que el proceso PELP utilizaba correspondían a datos obtenidos con anterioridad al desarrollo de los procesos de los que la CNE obtiene los antecedentes para el proceso de planificación, de acuerdo a la metodología, por lo cual, naturalmente se contaba con mejor información al ser más actualizada que la considerada para la PELP.

Agrega que otro elemento importante a tener en cuenta sería el hecho de que la información para los primeros años del análisis se encuentra dada por diferentes instrumentos como, por ejemplo, los proyectos declarados en construcción, aquellos proyectos comprometidos producto de las licitaciones de suministro, así como también las obras de expansión de la transmisión. Por lo anterior, expresa, en la planificación de la transmisión debe necesariamente utilizarse la información y antecedentes de corto y mediano plazo, no siendo pertinente utilizar directa y exclusivamente la información y antecedentes emanados de la PELP. A juicio de la CNE, lo anterior denotaría la naturaleza y alcance temporal que presentan los distintos instrumentos de planificación: la PELP tendría un horizonte de análisis y objetivos de largo plazo, por lo que ella no necesariamente contendría la información de corto y mediano plazo, con la resolución requerida para la realización del ejercicio de planificación de la transmisión, siendo ésta la que define en gran medida los requerimientos o necesidades de expansión del sistema.

La CNE indica que conforme lo anteriormente expuesto, analizó y consideró todos los escenarios de la PELP —A, B, C, D y E—, con la finalidad de definir aquellos escenarios que permitieran recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicho instrumento. Señala que, considerando los ajustes mencionados, definió que los escenarios A, B y E de la PELP “contienen” en ciertos aspectos a los escenarios C y D de la misma, porque los proyectos de generación de los escenarios escogidos incluyen los proyectos de los otros, tanto en cantidad, ubicación y tipo de recurso; y porque la demanda de los escenarios utilizados también incluiría la de los escenarios C y D, dado que el escenario A posee demanda baja, los escenarios B y E poseen demanda alta. Por tanto, indica, al escoger los escenarios A, B y E, para ser ajustados conforme lo expuesto previamente, ya se estaría considerando la diferente utilización o exigencia que pudiese tener el sistema de

transmisión en cuanto a demanda, no siendo necesario incluir los otros escenarios para revisar dichas utilidades en cuanto al mismo factor (demanda). Lo anterior, concluye, en especial atención a que los dos principales elementos que rigen la utilización de las redes de transmisión son la generación y la demanda.

Por otra parte, la CNE indica que al revisar los escenarios C y D respecto a los costos de inversión de tecnologías de generación y a la proyección de costos de combustibles, es posible observar que éstos han evolucionado de manera muy diferente a lo contemplado inicialmente en la PELP. Al respecto, expresa que los costos de inversión de tecnologías de generación, conforme a la información más reciente consignada en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación aprobado por Resolución Exenta N° 55 de la CNE, de 31 de Enero de 2018 (utilizada en el último proceso de cálculo de Precio de Nudo de Corto Plazo), tanto las tecnologías eólica y solar habrían sufrido bajas sustanciales en su costo, alcanzando una disminución de hasta un 32% respecto al valor considerado en la PELP para el mismo período.

De esta forma, expresa, la realidad se habría ajustado mayormente a los escenarios de la PELP que contemplaron valores de inversión bajos en dichas tecnologías, es decir, a los escenarios energéticos A, B y E.

Respecto a la Proyección de Costos de Combustibles, indica que conforme a la información más reciente, consignada en el Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2018-2032, aprobado mediante Resolución Exenta N° 46 de la CNE, de 30 de enero de 2018 (utilizada en el último proceso de cálculo de Precio de Nudo de Corto Plazo), el precio de los combustibles, en particular del Carbón y del GNL, se acercó más a los escenarios energéticos que contemplaron precios de combustible alto o referencial.

La CNE indica que, de acuerdo a lo anterior, luego de analizar todos los escenarios de la PELP, respecto de los costos de inversión de tecnologías de generación y proyección de costos de combustibles, estimó que los escenarios C y D se alejaban de la evolución que en la realidad estaban teniendo dichos factores, lo cual, sumado a las conclusiones obtenidas en cuanto a los restantes factores, sustentó la elección de los escenarios A, B y E como los escenarios más representativos de la PELP, determinándose que dichos escenarios constituirían los "Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión", de acuerdo a lo establecido en el artículo 11 número 5 de la RE 711.

A juicio de la CNE, de lo anterior se desprendería que en ningún caso ella excluyó los escenarios C y D de su análisis, sino que, por el contrario, incluyó en éste todos los escenarios energéticos de la PELP, determinando que los más representativos, para efectos de conformar los escenarios de generación que sirvieron como antecedente del proceso de planificación, eran los escenarios A, B y E, con las correcciones que el artículo 11 número 5 de la RE 711 establece.

En su opinión, proceder de otra manera habría implicado utilizar en el proceso de planificación hipótesis que no se están cumpliendo respecto a los factores ya mencionados de los escenarios energéticos C y D de la PELP.

En tercer lugar, la CNE argumenta que la elección de escenarios se ajusta a lo establecido en el artículo 87 letra c) de la LGSE.

La CNE señala que la metodología por ella definida permite dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 87 letra c) de la LGSE y no infringe otras disposiciones legales relativas a la PELP, tomando en consideración que la CNE no excluyó ninguno de los escenarios energéticos de su análisis y que todos ellos se encuentran recogidos en los escenarios de generación que se utilizaron en el proceso de planificación de la transmisión.

Continúa señalando que la determinación de los escenarios de generación a ser utilizados en el proceso de planificación, en la forma que establece la metodología, permite que el Plan de Expansión contenga las obras que cumplen con todos los objetivos y criterios que el artículo 87 de la LGSE establece, y que la planificación de la transmisión debe considerar.

En lo que respecta a lo establecido en la letra c) de la referida norma, destaca que, si bien ella dispone que la planificación de la transmisión debe considerar instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos de la PELP, la discrepante confundiría los objetivos de la LGSE, estableciendo una mirada restrictiva a lo establecido en el literal c) del artículo 86, en el sentido de entender que solo serán factibles de ser soluciones de transmisión aquellas que son económicamente eficientes en todos y cada uno de los escenarios energéticos de la PELP. Indica que esa conclusión no solo supondría un incumplimiento de la ley, sino también un retroceso respecto a los alcances y objetivos perseguidos por el legislador en relación con la regulación de este instrumento de planificación, y que se podría llegar al absurdo de que mientras más escenarios se analicen sería menos probable que se ejecuten obras en nuestro sistema.

En este contexto, la CNE advierte que existen dos errores en la argumentación de la discrepante en relación con el argumento sobre el incumplimiento de esa disposición por parte de la CNE.

El primer error, a su juicio, consiste en que la discrepante equipara los escenarios de generación para la planificación de la transmisión, definidos de acuerdo con el artículo 11 número 5 de la metodología, con los escenarios energéticos de la PELP. A este respecto, aclara que si bien los escenarios de generación efectivamente se determinaron en base a los escenarios energéticos de la PELP, aquello correspondió a una decisión regulatoria de la CNE por los argumentos antes señalados, relacionados con las ventajas de considerar la PELP para estos efectos. De este modo, prosigue, todas las referencias que luego se hacen en la metodología a los "escenarios", particularmente en los artículos 18 y 21 de la misma, necesariamente deben entenderse efectuadas a los escenarios de generación para la planificación de la transmisión que se definieron en base a lo dispuesto en el artículo 11 número 5 de la misma metodología, no correspondiendo que dichas referencias se entiendan efectuadas a los escenarios energéticos de la PELP, puesto que aquello constituiría una interpretación no armónica de los distintos preceptos de la RE 711.

El segundo error consistiría en interpretar el texto de la letra c) del artículo 87 de la LGSE, en el sentido de que las instalaciones del Plan de Expansión deban ser necesarias y económicamente eficientes en todos los escenarios de la PELP, sin considerar el contexto de la ley. Esta disposición, señala, debe ser interpretada a la luz de las ideas que inspiraron la dictación de la Ley de Transmisión, en cuanto a que la transmisión debía dejar de ser un obstáculo para el desarrollo de la generación.

Continúa señalando que, como resultado del proceso de planificación realizado de acuerdo a la metodología definida, la CNE incorporó en el Plan de Expansión las obras que permitieran dar cumplimiento a los objetivos y criterios establecidos en el artículo 87 de la LGSE, haciendo una aplicación de ellos que permitiera cumplir con los objetivos generales de la misma, lo cual, en términos concretos, se habría traducido en que las obras propuestas permiten el desarrollo de cualquiera de los escenarios energéticos de la PELP.

Por último, en cuanto a la supuesta infracción de las disposiciones de la LGSE que regulan la PELP, la CNE estima que lo planteado por Acenor no es efectivo, por cuanto, como ya se explicó, todos ellos habrían sido considerados para efectos de conformar los escenarios de generación para la planificación de la transmisión, de acuerdo a lo señalado en el artículo 11º número 5 de la RE 711.

En presentación complementaria posterior a la Audiencia Pública, la CNE expone lo siguiente.

En primer lugar, se refiere a los criterios utilizados para la conformación de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión, indicando que aquellos tuvieron como objetivo recoger todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la PELP, a cuyo efecto se revisaron principalmente los proyectos de generación eléctrica y el nivel de demanda eléctrica durante el horizonte de análisis, que resultaron del ejercicio de la PELP.

Expone que en el caso de la generación (oferta) durante el horizonte de 20 años utilizado en el ejercicio de planificación de la transmisión, se observó que los escenarios B y E de la PELP contenían el potencial de generación de los otros escenarios, tanto en cantidad, tipo de recurso y ubicación de la generación. Y que se estableció que era posible encontrar la generación futura de los escenarios C y D en otros escenarios.

En cuanto a la demanda, expresa la CNE que los escenarios B y E también contienen a los escenarios C y D, dado que estos últimos poseen menos demanda que los otros, para todo el horizonte de estudio de la CNE. En cuanto al escenario A, explica que éste contendría la demanda del D, concluyendo así que los escenarios A, B y E de la PELP ya contienen los otros escenarios.

Lo anterior, en opinión de la CNE, permite observar los diferentes niveles de utilización de las redes con los escenarios ya definidos, no siendo necesaria la utilización de todos los otros escenarios de la PELP para identificar las necesidades de expansión del sistema de transmisión.

Reitera la CNE que, adicionalmente a lo anterior, como criterio se observó la evolución de los precios de combustibles y costos de las tecnologías de la PELP, percibiéndose importantes desviaciones en la evolución de los precios del gas natural, del carbón y de los costos de desarrollo de la tecnología, particularmente para los escenarios C y D, según explicó en su presentación original. Al respecto, hace notar que se presentó un desfase de, al menos, un año y medio entre el informe preliminar de la PELP y el inicio del proceso de planificación de la transmisión en análisis, por lo que, expresa la CNE, debió realizar una revisión, ajustes y corrección a las principales variables y tendencias contenidas en dicho informe preliminar.

En segundo lugar, se refiere la CNE al carácter no vinculante de la PELP respecto de la planificación de la transmisión, reiterando conceptos vertidos en su presentación principal. Indica que lo relevante en este aspecto estriba en entender que, desde un punto de vista metodológico, la consideración de un determinado instrumento o antecedente no supone necesariamente su incorporación irrestricta e invariable en aquel otro instrumento en el cual es utilizado, y expresa que existirían argumentos de texto para reafirmar esta interpretación. A este efecto reitera el mencionado en su minuta de contestación, en cuanto a que el propio informe final corregido de la PELP indica, en su página 19, que el objetivo de ésta sería "orientar la expansión de la transmisión eléctrica a nivel del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)". Añade la CNE que la utilización del término "orientar" en el Informe de la PELP precisamente iría en línea con la naturaleza, alcance y objetivos de este instrumento, y con la relación que éste presenta respecto del ejercicio de planificación de la transmisión realizado por Comisión. Para la Comisión, no existiría orientación o guía de un instrumento respecto a otro, si sus conclusiones, como pretenden algunas discrepantes, es vinculante en términos absolutos.

La Comisión sostiene que existe un segundo argumento de texto, que remite al proceso de discusión legislativa del proyecto que concluyó en la aprobación de la Ley de Transmisión. Afirma que en diversos pasajes de la historia de la referida ley se hace la distinción entre la Planificación Energética de Largo Plazo y la Planificación de la Transmisión, precisando en cada caso las características que cada una de ellas presenta. A modo de ejemplo, cita el Informe de la Comisión de Hacienda del Senado, que indica lo siguiente:

#### "2. Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión

Se incorpora un nuevo proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo, a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de 30 años. Dicho proceso debe entregar los lineamientos generales relacionados con escenarios de desarrollo del consumo y de la oferta de energía eléctrica que el país podría enfrentar en el futuro.

Dentro de este marco de planificación de largo plazo se establece un proceso anual de expansión de todo el sistema de transmisión (Nacional, Zonal, Polos Desarrollo), a cargo de la CNE, con expansiones vinculantes y considerando un horizonte al menos de 20 años"<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Historia de la Ley N° 20.936, págs. 10, 16, 336, 354 y 437. (Cita de la CNE)

La CNE afirma que, del texto antes transcrito se puede apreciar que el proceso asociado a la PELP entrega lineamientos generales relativos a los escenarios de desarrollo del consumo y la oferta de energía eléctrica, a partir de los cuales se define el marco en el cual se desarrolla la planificación de la transmisión. Sostiene la CNE que ni el texto de la Ley ni su espíritu dieron a la PELP carácter vinculante para la planificación anual de la transmisión.

Por último, la CNE da respuesta a una consulta formulada por el Panel en la Audiencia Pública, expresando que los análisis de elementos de competencia se efectuaron en conformidad al criterio establecido en el artículo 87 letra b) de la LGSE, que indica que la planificación del sistema eléctrico debe realizarse considerando "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". Añade que para verificar lo anterior, se utilizó la metodología establecida en el artículo 20 de la RE 711.

Explica que tal metodología se basa en que los suministradores del sistema poseen ingresos y costos, relacionados con los contratos de suministro y la exposición en el sistema eléctrico. En cuanto a esto último, expresa que los suministradores se enfrentan a las diferencias que se producen entre los precios de inyección y los precios de retiro de sus obligaciones contractuales. Agrega que, en ese sentido, la red de transmisión y su disponibilidad de capacidad podrían traducirse en que algún grupo de suministradores o clientes finales vean favorecida o perjudicada su exposición en el sistema con respecto a otros, afectando con ello la competencia del mercado. Por lo anterior, concluye la CNE, mientras más cerca se encuentren los costos marginales de inyección y los precios de retiro en todo el sistema, la posición contractual o comercial de los suministradores o clientes finales responderá menos a la condición circunstancial del sistema de transmisión y más a los atributos propios de cada actor en particular, lo cual se traduciría en que se compita en base a las características de cada actor y no a las condiciones de la red misma de transmisión, aumentando con ello la competencia.

Explica que el análisis realizado, que se presenta en el numeral 6.4.4 del Informe Final, consistió en cuantificar mediante el Índice de Riesgo de Transmisión (IRT) las diferencias que se producen entre los precios de inyección y los precios de retiro de todo el sistema, viendo como elemento de mérito el aporte que los proyectos de expansión presentados en el Informe Final otorgaban al criterio establecido en la LGSE, de considerar la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común.

Expresa la Comisión que, en este sentido, los proyectos propuestos, incluyendo la Línea, reducirían el IRT en el sistema, generando de esta manera la creación de condiciones que facilitan la oferta y promueven la competencia.

Destaca la CNE, adicionalmente en cuanto a los beneficios sistémicos que las obras aportan, en términos de la disminución de los costos operacionales y de falla, que los proyectos propuestos permitirían contar con una disminución del IRT para los tres escenarios

considerados, en una magnitud tal que justifica y reafirma las evaluaciones económicas realizadas previamente.

En definitiva, y en conformidad a lo expresado, la CNE solicita al Panel de Expertos rechazar la discrepancia presentada por Acenor.

#### **3.1.4 Cuestión previa de admisibilidad**

En primer lugar, el Panel se pronunciará acerca de la solicitud de la CNE de declarar inadmisibles la presente discrepancia.

A juicio de ese organismo, la discrepancia presentada por Acenor sería inadmisibles por estar planteada en términos genéricos, sin realizar peticiones concretas referidas al listado de obras o a las características de éstas. Agrega que la petición de la discrepante versaría sobre materias contenidas en un instrumento que no es objeto de discrepancia, esto es, la RE 711. Lo anterior debido a que, en su opinión, la forma en que han de ser considerados los escenarios energéticos del Informe de la Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía sería una materia desarrollada tanto en la metodología contenida en la RE 711, como en la norma legal que le sirve de antecedente, limitándose el Informe Final a mostrar los resultados de la aplicación de dicha metodología.

En opinión del Panel, la solicitud efectuada por la discrepante, en nada se refiere a la RE 711. En efecto, la facultad de la CNE de seleccionar escenarios entre los contenidos en la PELP, que aparece en dicha resolución, no implica que no se pueda discrepar de la aplicación concreta de la mencionada facultad, en base a criterios técnicos que debiesen ser considerados en el proceso. Por lo tanto, la elección de escenarios es una materia concreta y susceptible de ser discrepada y que, además, interviene de manera determinante en el listado de obras que aparecen en el Informe Final y en sus características. Además, de la simple lectura del Informe Final se advierte que éste no solo contiene resultados finales, sino que además describe otras materias como la selección de escenarios y sus fundamentos.

De este modo, a juicio de este Panel, la petición de la discrepante es clara y se refiere a un aspecto concreto del Informe Final: la selección de escenarios.

Adicionalmente, y contrariamente a lo que señala la CNE, las discrepancias sobre el Informe Final no están circunscritas al listado de obras o a las características de éstas. En efecto, los incisos 6 y 7 el artículo 91 de LGSE establecen que:

“Dentro de los quince días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en un plazo máximo de cincuenta días corridos contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, perseverare en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por



parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final”.

De las disposiciones precedentes se sigue que la LGSE no limita en ningún sentido el tipo de observaciones que se puedan realizar al informe técnico preliminar, y luego discrepar ante el Panel en caso de su rechazo por parte de la CNE. En particular, no las restringe a que sean peticiones referidas al listado de obras o a las características de éstas. Por el contrario, a juicio del Panel, la LGSE se refiere genéricamente a la formulación de observaciones, sin establecer ningún tipo de exclusiones.

En este sentido, se debe tener presente que una potencial discrepante podría solicitar la exclusión de una obra incluida en el plan de expansión bajo el argumento de que los escenarios que se consideraron, y que determinaron su inclusión, no eran los adecuados. Tal petición sería sobre una obra concreta, por lo que no aplicaría la causal de inadmisibilidad que esgrime la CNE. Y en el caso que el Panel la acogiese en base a los fundamentos de la empresa, se tendría que, en los hechos, dicha obra se decidiría considerando los escenarios que la discrepante estima válidos, mientras que las restantes con los escenarios del Informe Final, con lo cual se produciría una incoherencia respecto a la forma en que se determinarían las obras del plan de expansión.

La dificultad antes descrita podría esgrimirse como una razón para excluir la elección de los escenarios del repertorio de materias que se pueden discrepar. Pero tal proceder, además de no tener sustento legal, tal como se señaló anteriormente, en los hechos dejaría a las partes sin la posibilidad de discrepar respecto a la inclusión de una obra cuando su solicitud se funda en la selección de los escenarios, condición que puede ser concluyente para su inclusión. Es decir, quienes deben pagar por las obras, y supuestos beneficiarios de éstas, quedarían sin posibilidad de opinar sobre su construcción. En ese sentido, parece más apropiado que la discrepancia se presente directamente respecto de la elección de escenarios, como es el caso en análisis.

Por las razones expuestas precedentemente el Panel acordó por mayoría rechazar la solicitud de inadmisibilidad presentada por la CNE.

Las señoras Patricia Miranda A. y Blanca Palumbo O. estuvieron por acoger la inadmisibilidad formulada por la CNE, por las razones que se señalan a continuación.

(a) A juicio de quienes suscriben, si bien la LGSE no establece una limitación explícita a las materias que pueden ser discrepadas, en el procedimiento en análisis se conjugan diversos elementos que determinan la necesidad de que las discrepancias que se formulen al Panel recaigan sobre obras de expansión determinadas. Lo anterior sin perjuicio de que sus fundamentos, y las observaciones que les dan origen, puedan ser de la más variada índole.

En primer lugar, la planificación anual de la transmisión tiene por finalidad “fijar” las obras nuevas y las obras de ampliación de los sistemas de transmisión, mediante la dictación de decretos de expansión por parte del Ministerio de Energía (LGSE, art.92). En el mismo sentido, la RE 711 al describir el proceso de planificación de la transmisión dispone que aquellos



proyectos que resulten finalmente propuestos “conformaran el Plan de Expansión Anual de la Transmisión que se contendrá (en) el Informe Técnico Preliminar (...)”. De este modo, el informe técnico final discrepado, que constituye el antecedente del informe técnico definitivo que sirve de base a los decretos de expansión, contiene aquellas obras que la CNE considera deben ser incorporadas al sistema.

En segundo lugar, el diseño legal del procedimiento en análisis ordena a la CNE a “incorporar” en el respectivo informe técnico definitivo lo resuelto por el Panel en las discrepancias formuladas respecto del informe técnico final (LGSE, inciso final del art.91). Ello supone, a juicio de quienes suscriben, que esas alternativas sean lo suficientemente concretas, de modo tal que el Panel pueda compararlas, optar por una y, en definitiva, la CNE pueda incluirlas en el respectivo informe.

La obligación legal del Panel en orden a optar por una de las alternativas en discusión (LGSE, art. 211), y la naturaleza reglada del procedimiento en cuestión, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente, que culmina con la dictación de los referidos decretos de expansión, refuerzan la conclusión anterior.

(b) De los términos de la solicitud formulada por Acenor, en el sentido de modificar el Informe Final “en términos de incluir los escenarios C y D del informe de la Planificación Energética de Largo Plazo, para efectos de la evaluación técnico económica de las obras propuestas”, se desprende que su discrepancia no plantea una alternativa en los términos previstos por la LGSE, que pueda ser luego incorporada por la CNE en el Informe Definitivo que dará lugar a los decretos de expansión. Por el contrario, de acogerse su solicitud, se debería proceder a una nueva evaluación de todas las obras propuestas en el Informe Final, incluso aquellas que no han sido discrepadas, lo que no se aviene con la regulación de este procedimiento.

### **3.1.5 Alternativas**

Alternativa 1: Dictaminar que se modifique el Informe Final en términos de incluir los escenarios C y D del Informe de la Planificación Energética de Largo Plazo, para efectos de la evaluación técnico económica de las obras propuestas.

Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación de Consumidores de Energía no Regulados A.G.

### **3.1.6 Análisis**

Acenor solicita incluir los escenarios C y D de la PELP en la evaluación de las obras propuestas en el Plan de Expansión. Al respecto, cita el artículo 87 de la LGSE que dispone: “[Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: ...] c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86º,[...]”, concluyendo que la consecuencia más evidente del artículo 87 de la LGSE

es que no se debió excluir escenario alguno para la evaluación de las obras del plan de expansión.

Asimismo, según Acenor, lo obrado por la CNE no se ajustaría a lo establecido en la RE 711, artículo 11, numeral 5, ya que los escenarios considerados en el Informe Final no contendrían todas las variables y criterios de la PELP, según lo prescribe la citada norma, ya que los dos que se excluyen son los únicos con costos de inversión de tecnologías renovables Medio o Alto y con precios bajos de combustibles fósiles. Además, Acenor señala que no encuentra sentido al fundamento de la CNE para excluir algunos escenarios -la disponibilidad de nueva información- a tan solo meses de la definición de escenarios de la PELP.

En relación con la afirmación de la discrepante respecto a que la CNE debió haber empleado, obligatoriamente, los cinco escenarios de la PELP en la elaboración del Plan de Expansión de la transmisión, en aplicación de la normativa vigente, el Panel considera que ella es injustificada por las razones que a continuación se explicitan.

Tal como lo señala la CNE en su presentación y en el Informe Final<sup>13</sup>, al momento de desarrollarse el Plan de Expansión, no se encontraba finalizado el proceso PELP y, de acuerdo con lo establecido en el artículo octavo transitorio de la Ley de Transmisión, las normas que se refieren a la planificación energética no eran aplicables en tanto no se dictara el respectivo Decreto de Planificación Energética. Dispone al efecto el inciso segundo de esa regla:

“(…) las normas contenidas en los artículos 87 y siguientes relativas a la planificación de la transmisión entrarán en vigencia a partir del 1 de enero de 2017, **aun cuando las normas que hacen referencia a la planificación energética no puedan ser aplicadas en tanto no se dicte el decreto a que se refiere el artículo 86**” (énfasis agregado).

De manera coherente con la norma legal anteriormente citada, la RE 384 de julio de 2017, derogada por la RE 711 y que se dictó con la finalidad expresa de establecer criterios y la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión en análisis<sup>14</sup>, dispuso en su artículo transitorio:

“(…) para efectos de lo establecido en el artículo 6° de la presente resolución [relativo al deber de la CNE de considerar la PELP en el proceso de planificación], y conforme lo dispuesto en el inciso segundo del artículo octavo transitorio de la ley N° 20.936, **la**

---

<sup>13</sup> En el Informe Final se señala que “por aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo octavo transitorio de la Ley N° 20.936, las normas que hacen referencia a la planificación energética no serán aplicadas en este proceso de planificación de la transmisión correspondiente al año 2017 en tanto no se dicte el decreto a que se refiere el artículo 86° de la Ley, circunstancia que a la fecha de emisión del presente informe no ha acaecido” (página 18).

<sup>14</sup> En el Considerando séptimo, la RE 384 dispone que “la Comisión viene en establecer por la presente resolución los criterios y metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la ley N°20.936, correspondiente al año 2017”. Por su parte, el artículo 1° establece: “La presente resolución tiene por objeto establecer los criterios y metodología aplicables al primer proceso de planificación anual de la transmisión a efectuarse de acuerdo a lo dispuesto a los nuevos artículos 87° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, introducidos por la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017”.

**Planificación Energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio será considerada por la Comisión sólo en caso que el respectivo decreto a que se refiere el artículo 86 de la ley se encuentre dictado con una anticipación no inferior a 60 días contados desde la fecha dispuesta en la resolución exenta CNE N° 18, de 2017, para la emisión del informe Técnico Preliminar con el plan de expansión anual de la transmisión” (énfasis agregado).**

La RE 384 se mantuvo vigente hasta el 18 de diciembre de 2017, días antes de la emisión del Informe Preliminar, cuando se publicó la RE 711 en el marco de la decisión de la CNE en orden a “dictar una nueva resolución en la cual se establezca la metodología aplicable al proceso de Planificación de la Transmisión en general y no únicamente al proceso correspondiente al año 2017”<sup>15</sup>.

Las dos disposiciones transcritas coinciden en la necesidad de que se hubiera dictado el Decreto de Planificación Energética, al menos con una antelación suficiente a la fecha fijada para la emisión del Informe Preliminar, a fin de que éste fuere obligatoriamente considerado en la elaboración del Plan de Expansión. El Panel estima que la RE 711, no obstante derogar la RE 384, no modifica la conclusión anterior, en la medida que su reglamentación tiene por objeto complementar lo dispuesto en la Ley de Transmisión.

En la especie, el Decreto de Planificación Energética fue promulgado recién con fecha 9 de marzo de 2018<sup>16</sup>, en circunstancias que el Informe Preliminar de la CNE es de fecha 29 de diciembre de 2017 y el Informe Final, motivo de la presente discrepancia, fue aprobado el 27 de febrero de 2018. Por todo lo anterior, a juicio del Panel no pueden entenderse vinculantes en el proceso de expansión en análisis las normas de la LGSE que establecen el deber de considerar la PELP.

La propia CNE señaló en su presentación que, no obstante que la LGSE no exigía la aplicación de la PELP para este proceso, “la Comisión, al elaborar la metodología establecida en la referida resolución Exenta N° 711, concluye que el instrumento contenido en el Informe Preliminar de la PELP en el proceso 2017 resultaría concordante con la consideración de la PELP definitiva fijada por decreto, cuya aplicación rige para el proceso de planificación del año 2018”. En otras palabras, a pesar de que la PELP no resultaba vinculante, la CNE decidió considerar el informe preliminar de ésta para la elaboración del Plan de Expansión, guiándose al efecto por la RE 711.

En virtud de las razones expuestas en los párrafos precedentes, el Panel no ve en este caso reproche jurídico en que la Comisión haya decidido considerar para la elaboración del Plan de Expansión sólo algunos escenarios del informe preliminar de la PELP. Lo anterior, naturalmente, no obsta a la necesidad de que el Plan de Expansión y los antecedentes utilizados por la CNE en su elaboración, se encuentren debidamente justificados en

---

<sup>15</sup> Considerando octavo de la RE 711.

<sup>16</sup> Decreto 92 Exento del Ministerio de Energía, que Aprueba Planificación Energética de Largo Plazo, Periodo 2018-2022.

concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico.

En consistencia con lo antes expuesto, a continuación el Panel analizará si los fundamentos empleados por la CNE para la elaboración de los escenarios que llevan a determinar el Plan de Expansión propuesto están debidamente justificados en consistencia con los objetivos de la regulación aplicable.

La PELP considera los siguientes seis factores de incertidumbre en la construcción de escenarios: la demanda energética, la disposición social para proyectos, los costos de externalidades ambientales, los cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías, los costos de inversión en tecnologías renovables, y el precio de combustibles fósiles. Para cada uno de estos factores la PELP proyecta dos o tres trayectorias.

Teniendo presente que en el informe preliminar de la PELP (PELP Preliminar) la demanda se supone inelástica al precio, se puede colegir que un primer factor a analizar está asociado con las trayectorias de demanda que será necesario satisfacer durante el período de planificación. Los otros cinco factores, que se analizarán posteriormente, se relacionan con el tipo de centrales que se proyectarán para satisfacer la demanda considerada. Respecto de estos últimos, el Panel se centrará en dos de ellos, por su particular relevancia: costo de inversión de tecnologías renovables y cambio tecnológico en almacenamiento en baterías.

### **Demanda por energía eléctrica**

La RE 711 dispone que, para proyectar los primeros diez años de la demanda, se utilice la información contenida en el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo y en el Informe Final de Licitaciones más reciente, para clientes libres y regulados, respectivamente. Para los siguientes años, establece que se deberán extender dichas trayectorias de demanda utilizando la tasa de proyección de demanda contenida en los respectivos escenarios del Informe Preliminar de la PELP escogidos por la Comisión.

Si bien para efectos de proyectar la demanda eléctrica se usa una fuente de información distinta a la del Informe Preliminar de la PELP para los primeros 10 años, para los restantes años se emplean las proyecciones de demanda de la PELP Preliminar: baja, media y alta. Las tres trayectorias de la demanda por electricidad de la PELP Preliminar se diferencian en función de las expectativas de crecimiento económico y el avance de la electrificación de la economía, entendida esta última variable como la participación de la electricidad en el consumo de energía. A continuación se analiza la información nueva que existe respecto de estas variables, a fin de determinar si los supuestos empleados por la CNE en la selección de escenarios son consistentes con estos nuevos antecedentes.

- Crecimiento económico. En primer lugar se tuvo a la vista el informe sobre Proyecciones económicas del Banco Central de abril de 2018. Este informe estima una tasa de crecimiento del PIB de entre 3% y 4% para 2018, en el rango de 3.25% a 4.25% para el siguiente año, y en el intervalo de 3% a 4% para el 2020. Tomando el crecimiento efectivo del año 2017, que fue de 1,5%, y los valores medio del citado informe, se obtuvo una tasa

de crecimiento anual promedio de 3,1% para el período 2016-2020. Asimismo, considerando el valor máximo de dichos intervalos se calculó una tasa de crecimiento alta de 3,4%.

Otros antecedentes más recientes entregan cifras similares a la estimación del Banco Central para el crecimiento del PIB en el período 2016-2020. Dicho organismo encuesta mensualmente a un grupo de académicos, consultores y ejecutivos o asesores de instituciones financieras sobre sus expectativas acerca de diversas variables macroeconómicas (Encuesta de Expectativas Económicas). La siguiente tabla reporta los pronósticos de tasas de crecimiento del PIB para este año y los dos siguientes de las últimas cuatro encuestas. Tal como se observa, los encuestados vaticinan tasas de crecimiento levemente mayores a las del Banco Central.

**Encuesta de Expectativas Económicas: crecimiento del PIB<sup>1</sup> (%)**

Año	Mes de la encuesta			
	Abril	Mayo	Junio	Julio
2018	3,6	3,6	3,8	4,0
2019	3,7	3,7	3,8	3,8
2020	3,6	3,7	3,9	3,8

<sup>1</sup> Valor corresponde a la mediana de las respuestas

Por su parte, el informe "Crecimiento Tendencial: Proyección de Mediano Plazo y Análisis de sus Determinantes", del Banco Central, de septiembre 2017, estima el crecimiento tendencial del PIB para el período 2017-2026, en un rango que va entre 2,9% y 3,8%, con un escenario base de 3,4%. Componiendo el escenario base con el 1,5% efectivo del año 2017, se obtiene una estimación base de 3% para el período 2016-2026. Realizando igual cálculo con el escenario optimista, se estima la tasa de crecimiento optimista en 3,4% para el período 2016-2026.

Asimismo, el referido informe proyecta para el período 2017-2050 un crecimiento tendencial del PIB de la economía, excluyendo recursos naturales, en el rango 2,4% a 3,1%, con un escenario base de 2,7%<sup>17</sup>. La inclusión de los recursos naturales podría disminuir la tasa de crecimiento del PIB, pero considerar un período más corto, 2016-2046 en vez de 2016-2050, tiene el efecto contrario, por lo que adoptar como escenario base de crecimiento una tasa de 2,7% para el período 2016-2046 es razonable a juicio de este Panel.

Por otra parte, con las tasas de crecimiento anual reportadas en la PELP Preliminar (página 11) se calcularon tasas promedio para distintos períodos. Tal como se muestra en la tabla siguiente, el escenario optimista de la PELP Preliminar supone que en el período 2016-2020 la economía chilena crezca a una tasa promedio anual de 2,8%, y que en el período 2016-2026 aumente a 3,1%, para caer a 2,8% en el período que va entre los años 2016-2046. Toda la información previa se resume en la siguiente tabla.

<sup>17</sup> El Banco Central no entrega información sobre la tasa de crecimiento de los recursos naturales.

### Pronósticos Tasa de Crecimiento del PIB para Chile (%)

Período	PELP Preliminar		Panel en base información Banco Central	
	Referencial	Optimista	Base	Optimista
2016-2020	2,8	2,8	3,1	3,4
2016-2026	2,9	3,1	3,0	3,4
2016-2046	2,5	2,8	2,7	3,1

En el largo plazo, período 2016-2046, la tasa de crecimiento optimista de la PELP Preliminar es marginalmente más alta que la del escenario base del Banco Central. Pero la tasa de crecimiento base que se construye con información del Banco Central es más alta que la tasa optimista de la PELP Preliminar en los primeros 4 años, para los cuales existe menor incertidumbre. Además, el crecimiento base del Banco Central es más cercano al crecimiento optimista de la PELP Preliminar que al referencial de dicha PELP. Lo anterior lleva al Panel a concluir que, dados los nuevos antecedentes, la tasa de crecimiento económico optimista de la PELP Preliminar podría considerarse el escenario base.

- Electrificación del consumo energético. La otra variable que influye en la tasa de crecimiento de demanda por electricidad es el avance en la electrificación de la economía. Al respecto cabe mencionar un estudio de 2018 de la National Renewable Energy Laboratory (NREL 2018)<sup>18</sup> de los Estados Unidos (EEUU), que pronostica para los EEUU que la participación de la electricidad en el consumo total de energía aumentará de 19% en 2016 a 31% en el año 2050, en un escenario de crecimiento medio de la electrificación. Este crecimiento ocurriría en todos los sectores, tal como se muestra en la siguiente tabla.

### Participación de la electricidad en el consumo de energía sectorial en EEUU (en %)

Sector	Año 2016	Proyecciones año 2050		
		Base	Medio	Alto
Transporte	0	1	13	27
Residencial	45	44	52	61
Comercial	53	62	75	75
Industrial (excluyendo refinación)	15	23	23	27
Total	19	23	31	40

Fuente: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-71500. Datos para el caso de rápido avance tecnológico.

<sup>18</sup> Mai, Trieu, Paige Jadun, Jeffrey Logan, Colin McMillan, Matteo Muratori, Daniel Steinberg, Laura Vimmerstedt, Ryan Jones, Benjamin Haley, and Brent Nelson. 2018. Electrification Futures Study: Scenarios of Electric Technology Adoption and Power Consumption for the United States. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-71500.

<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71500.pdf>.

La PELP Preliminar, por su parte, analiza la electrificación de la economía chilena, pero la focaliza en sólo dos consumos finales: transporte terrestre y consumo residencial. A continuación se analizan ambos.

*Vehículos eléctricos.* El estudio de NREL 2018 antes citado, en su escenario medio proyecta para los EEUU que, en el año 2050, el 66% de los vehículos livianos será eléctrico. Asimismo, pronostica que el 25% de los camiones medios, el 9% de los camiones pesados y el 46% de los buses serán eléctricos.

La PELP Preliminar, en el caso de alta penetración, supone que para 2050 los vehículos eléctricos representarán el 40% del parque de automóviles y taxis, el 100% de los buses, y el parque de vehículos de transporte de carga mantiene la participación porcentual actual en el total.

En consecuencia, el escenario medio del estudio NREL 2018 pronostica una mayor penetración de vehículos eléctricos que el escenario optimista de la PELP Preliminar para vehículos livianos y camiones. Si bien el escenario alto de la PELP Preliminar considera una mayor penetración de buses eléctricos que el estudio NREL 2018, lo que podría dar cuenta que en la proyección se consideró la adopción de una política pública al respecto.

El estudio NREL 2018 señala que la electrificación generalizada del transporte -como la prevista en los escenarios de electrificación media- estaría impulsada por razones económicas que provendrían de los avances continuos en las baterías y tecnologías de carga que mejorarían los rendimientos y reducirían los costos. Considerando que la alta penetración de los vehículos eléctricos pronosticada para los EEUU se explicaría por la baja de sus precios, el impacto en Chile no debiera ser muy distinto, salvo por el hecho de que la renovación de vehículos es más lenta en Chile. En consecuencia, el escenario optimista en la PELP de penetración de la electromovilidad en Chile, a la luz de la nueva información disponible, se podría considerar un escenario base.

*Consumo residencial.* El estudio de NREL 2018 proyecta que para los EEUU en el año 2050 la electricidad satisfará el 40% de las necesidades de calefacción residencial y 35% de la calefacción en edificios comerciales. También prevé que las tecnologías eléctricas logren un crecimiento sustancial en otros usos residenciales. En el escenario medio del citado estudio, la participación de las alternativas eléctricas de calentamiento de agua crece a 47% y 20% en los sectores residencial y comercial, respectivamente. Por su parte, las tecnologías eléctricas para cocinar crecen hasta el 71% y el 60% en los sectores residencial y comercial, respectivamente, y el secado de ropa residencial alcanza una cuota de mercado de 98%. Todo lo anterior para el año 2050.

En la trayectoria de alta electrificación, la PELP Preliminar pronostica que al año 2050 en Chile se usará electricidad para calefacción en un 100% de los departamentos y un 50% de las viviendas del país que requieren su uso (se excluyen las zonas en las que la demanda por calefacción no es significativa). En cuanto al aire acondicionado en viviendas, proyecta que al año 2046 se alcanzará cerca de un 50% de penetración, tanto en casas como en



departamentos, debido principalmente al aumento en el ingreso del país y potenciales aumentos de temperatura por efectos del cambio climático.

En Chile al año 2014 el 18% de las residencias se calefaccionaba con electricidad, siendo la principal fuente de calefacción la leña con un 47%<sup>19</sup>. La participación de la calefacción eléctrica podría incrementarse considerablemente en la medida que se implementen medidas para reducir la contaminación del aire en los centros urbanos. En Santiago, el 40% de la contaminación del aire es de origen residencial, cifra que se aproxima al 95% en las ciudades de Temuco, Valdivia, Osorno, Chillán y Coyhaique,<sup>20</sup> lo que se explica principalmente por el uso de calefacción a leña. Con todo, al Panel le parece improbable lo señalado por la PELP en cuanto a que al año 2050 un 100% de los departamentos y un 50% de las viviendas se calefaccionarán con electricidad, ya que existen sustitutos como el gas natural y el gas licuado de petróleo que podrían también ser económicas. Además, se deben considerar los costos asociados a la adecuación de las instalaciones interiores para soportar el mayor consumo eléctrico.

Asimismo, la penetración del aire acondicionado en Chile pronosticada en la PELP Preliminar es alta (50% de las viviendas), considerando que en la mayor parte del país el clima es relativamente benigno y que en los EEUU el porcentaje de hogares con aire acondicionado en el año 2015 era de 86,5%<sup>21</sup>.

No obstante lo señalado en los dos párrafos precedentes, a juicio del Panel, la electrificación de la economía podría avanzar más rápido de lo pronosticado en la trayectoria optimista de la PELP Preliminar. En efecto, se debe tener presente que ésta podría subestimar la penetración de los vehículos eléctricos. Además, la PELP Preliminar no considera escenarios de mayor electrificación en dos sectores que son importantes consumidores de energía: industria con 23% y minería con 17%, según datos del año 2015<sup>22</sup>.

En la PELP Preliminar el crecimiento del consumo energético de los sectores de minería e industria está desarrollado de acuerdo a la aplicación de la metodología de análisis de energía útil (en donde el consumo de energía es determinado a través de la trayectoria del nivel de actividad, intensidad de energía útil, composición del consumo y rendimiento energético). En esta metodología no se consideró ningún escenario en particular de crecimiento de la electrificación para dichos sectores, fuera de la tasa de crecimiento del consumo eléctrico tendencial. De acuerdo con las cifras del estudio NREL 2018 para los EEUU, en Chile estos sectores también podrían experimentar un significativo proceso de electrificación, que iría más allá del crecimiento tendencial de la participación de la electricidad en el consumo energético de dichos sectores.

---

<sup>19</sup> Futuro de la calefacción en Chile: Opciones y Consecuencias, Ministerio de Medio Ambiente.

<sup>20</sup> Desafíos de la calefacción para la descontaminación atmosférica, Andrés Pica, División Calidad del Aire Ministerio de Medio Ambiente, 30 de mayo de 2017.

<sup>21</sup> American Housing Survey, 2015, U.S. Census Bureau.

<sup>22</sup> Balance Nacional de Energía 2015, Ministerio de Energía, marzo de 2017.



Lo anterior, respecto a la electrificación del consumo energético, unido al hecho que se considera que el crecimiento económico podría estar más cerca del escenario optimista de la PELP, lleva al Panel a proyectar que la trayectoria alta de consumo de electricidad incluida en los escenarios PELP podría ser considerada como escenario base para los próximos años.

### **Factores que determinan la tecnología de nuevas centrales de generación**

Proyectada la demanda por electricidad, se debe estimar las inversiones en generación que sería necesario realizar con el fin satisfacerla. En particular, es necesario proyectar las tecnologías de generación que se instalarán, lo que dependerá de la trayectoria de los otros cinco factores considerados en la construcción de los escenarios PELP [Preliminar](#).

En la planificación de la transmisión no se utilizan las proyecciones de la PELP para los precios de los combustibles. En efecto, el numeral 1 del artículo 8 del RE 711 dispone que para los primeros diez años del horizonte de análisis se utilicen las proyecciones efectuadas en el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, correspondiente al primer semestre de cada año, y que para los siguientes años los precios se proyecten manteniendo la tasa de crecimiento del último dato disponible en dicho proceso de fijación de precios. Por lo tanto, el análisis se restringirá a los otros cuatro factores.

- Costo de inversión en energía renovable. De conformidad a lo reportado por diversos organismos institucionales, los costos de inversión en energías renovables han disminuido a una velocidad vertiginosa en los últimos años. En efecto, según la Agencia Internacional de Energías Renovables<sup>23</sup> (The International Renewable Energy Agency, IRENA), el promedio ponderado global del costo de inversión para la energía fotovoltaica a escala de servicios públicos cayó desde US\$ 4.394/kW en 2010 a US\$ 1.388/kW en 2017. Al respecto, en IRENA 2018 se sostiene que, dado el avance tecnológico, usar costos de las energías renovables de uno o dos años atrás puede conducir a errores significativos, y que en el caso de la energía solar fotovoltaica, incluso los datos de seis meses de antigüedad pueden exagerar significativamente los costos.

El siguiente análisis se centrará solo en la energía solar fotovoltaica por ser aquella con mayor participación en el Plan de Expansión.

El informe "Línea de base tecnológica de 2018" del NREL (NREL-ABT 2018) estima para ese año en los EEUU un rango que va entre US\$ 941/kW y US\$ 1.111/kW, con un valor referencial de US\$ 1.065/kW en dólares de 2016. Por su parte, el Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (Fraunhofer) estima que para el año 2018 en Alemania la energía solar fotovoltaica con una potencia mayor a dos MW tendrá un costo de inversión en un rango que va entre EUR 600/kW y EUR 800/kW, con un valor medio de EUR 700/kW, lo que equivale a aproximadamente a US\$ 800/kW en dólares de 2018 y a US\$ 765/kW en dólares de 2016.<sup>24</sup>

---

<sup>23</sup> IRENA 2018, Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

<sup>24</sup> La inflación en los EEUU acumulada de 24 meses fue de 4,5% a junio de 2018.

Por otra parte, la información disponible permite inferir que el costo de inversión en Chile debiera estar entre el de Alemania y el de los EEUU. En efecto, según los antecedentes recolectados por IRENA (2018)<sup>25</sup>, en el año 2016 en Chile el costo de inversión en energía fotovoltaica era de aproximadamente US\$ 1.355/kW, valor un 23% más alto que el de Alemania y un 36% más bajo que el de los EEUU. Si bien las diferencias de costos entre países en módulos e inversores son limitadas, éstas son significativas en instalaciones, márgenes y algunos componentes del hardware.

Asimismo, la comparación de los datos de 2016 y 2018 muestra que los costos de inversión en energía solar fotovoltaica han seguido cayendo fuertemente, y que EEUU ha ido reduciendo su brecha de costo con otros países. Además, existen antecedentes circunstanciales de que los costos en Chile también han disminuido. En efecto, el estudio de IRENA (2018) señala que “valores aún más bajos se verán en los próximos años, a medida que los resultados de las subastas récord en Dubái, Chile, Abu Dabi, México y Arabia Saudita entren en línea.”. Si consideramos que el costo promedio en Chile está entre los valores referenciales en EEUU y Alemania, se llega para el año 2018 a un valor de US\$ 915/kW, que es similar al proyectado como el valor bajo en la PELP para ese año.

En la tabla siguiente se muestran las proyecciones de la PELP Preliminar del costo de inversión en energía fotovoltaica.

**PELP: Proyecciones del costo de inversión en energía fotovoltaica (2016 US\$/kW)**

Escenario/año	2017	2018	2020	2030	2035	2040	2045	2046	2050
Bajo	1.200	932	860	593	512	447	411	404	380
Referencial	1.200	1.151	1.080	839	1.057	721	657	643	589
Alto	1.200	1.200	1.158	1.028	1.028	970	921	921	921

Fuente: Ministerio de Energía

Respecto a las proyecciones de costos de inversión en energía fotovoltaica para los años siguientes, el Panel ha tenido a la vista distintas fuentes, dos de ellas referidas a los EEUU. El estudio NREL-ABT 2018, considera tres trayectorias de costos distintas. En la primera, que corresponde a costos bajos, el costo decrece entre los años 2018 y 2046 un 56% adicional, llegando a un valor de US\$ 413/kW. En la trayectoria de costos medios, el costo decrece un 34%. Finalmente, en la trayectoria de costos altos, éstos aumentan un 5% en el período. Las proyecciones de NREL se presentan en la siguiente tabla.

<sup>25</sup> IRENA señala que su base de datos de costos de energías renovables contiene los detalles para casi 15.000 proyectos en todo el mundo, desde grandes proyectos hidroeléctricos hasta pequeños proyectos de energía solar fotovoltaica.

**NREL: Proyecciones del costo de inversión en energía fotovoltaica (2016 US\$/kW)**

Escenario	Año								Variación	
	2017	2018	2020	2030	2035	2045	2046	2050	2018-2046	2018-2050
Bajo	1.212	941	852	608	553	440	413	372	-0,56	-0,60
Referencial	1.212	1.065	964	821	786	710	702	669	-0,34	-0,37
Alto	1.212	1.111	1.151	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	0,05	0,05

Fuente: NREL-ABT 2018

En relación con las proyecciones, cabe consignar la fuerte caída que experimentaron las proyecciones de costo de NREL para el año 2050 entre su línea de base tecnológica de 2016 (ABT 2016)<sup>26</sup>, usado en la preparación de la PELP, y los valores del línea de base tecnológica de 2018 expuestos en la tabla anterior (ABT 2018). Tal como se observa en la siguiente tabla, en el escenario medio el costo de inversión en energía fotovoltaica disminuye un 21%.<sup>27</sup>

**NREL: Pronósticos de costo de inversión en energía fotovoltaica al año 2050**

ABT 2016 2014 US\$/kW	ABT 2018 2016 US\$/kW	Variación
442,6	371,6	-16%
848,3	669,1	-21%
1.954,80	1.171,40	-40%

La trayectoria de precios bajos que estima el NREL es similar al escenario bajo de la PELP Preliminar. Pero otra información disponible apunta en la dirección de considerar la trayectoria de precios bajos de la PELP como referencia. En efecto, el informe Bloomberg New Energy Finance de (BNEF) de 2018<sup>28</sup>, pronostica que el costo de una planta fotovoltaica promedio caerá en un 71% al año 2050, porcentaje mayor a la caída de 60% que proyecta el NREL en el caso de mayor reducción del costo de inversión.

Bloomberg explica la fuerte disminución en el costo de inversión en energía fotovoltaica en la caída que ha experimentado el costo de las baterías de ion-litio. En efecto, el citado informe señala que por primera vez resalta el enorme impacto que la caída de los costos de la batería tendrá en la generación de electricidad en las próximas décadas. Agrega que esta caída en el precio de las baterías facilitará la instalación de centrales de energía fotovoltaica, lo que, dado la curva de aprendizaje de esta tecnología en los años precedentes, le permite proyectar fuertes reducciones en los costos.

<sup>26</sup> NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2016. 2016 Annual Technology Baseline. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. [http://www.nrel.gov/analysis/data\\_tech\\_baseline.html](http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html).

<sup>27</sup> Además habría que sumar el efecto de la inflación en los EEUU que fue de 1,1% entre mediados de 2014 y mediados de 2016.

<sup>28</sup> <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

Por su parte, Fraunhofer estima para Alemania que los costos del sistema fotovoltaico en 2035 disminuirán a menos de EUR 400/kW para sistemas montados en tierra, es decir en torno US\$ 460/kW en moneda de 2018, valor que está por debajo de la proyección baja de la CNE para ese año. Los antecedentes anteriores permiten concluir que pronosticar los costos bajos de la PELP Preliminar como escenario base es razonable.

A la baja en los costos de inversión se sumarían otros factores que disminuirían los costos de la energía fotovoltaica. Uno de ellos será el mayor uso de equipos de seguimiento y mejoras en el rendimiento de los sistemas. Además, también se espera que aumente la vida útil de los sistemas fotovoltaicos. Hoy, muchos productores de módulos ya garantizan el rendimiento de su módulo por más de 25 años, mientras que la PELP Preliminar considera una vida útil de 25 años (tabla 36).

- Costos de almacenamiento de energía. La PELP Preliminar utiliza las predicciones de costo de inversión en baterías ion-litio que aparece en el informe Bloomberg New Energy Finance, "Long-term outlook for battery-based peaking capacity" del año 2016. En dicho informe los costos se encuentran expresados en unidades de energía (US\$/kWh), por lo que consideró un almacenamiento de 10 horas para la estimación del costo de instalación total por unidad de potencia (US\$/kW). Para el año 2015 estima costos entre US\$ 6.024/kW y US\$7.088/kW. Dicho informe pronostica una caída en los costos del 38% en el período 2016-2046, según se detalla en la tabla siguiente.

**PELP Preliminar: Costo baterías ion-litio con almacenamiento para 10 horas  
(US\$/kW)**

Trayectoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Variación 2015-2045
Baja	7.088	5.546	5.246	5.022	4.815	4.615	4.419	-38%
Media	6.024	4.714	4.46	4.269	4.092	3.923	3.756	-38%
Alta	4.961	3.882	3.673	3.516	3.37	3.231	3.093	-38%

Las estimaciones de trayectorias de costos son considerablemente más bajas en estudios recientes. En efecto, el estudio NREL-ABT 2018, cuyos valores se exponen en la tabla siguiente, calcula en US\$ 4.070/kW el costo de una batería de ion-litio con almacenamiento para 8 horas para el año 2015. Si se considera un almacenaje de 10 horas, el costo para el año 2015 es de US \$ 5.088/kW, cifra que está bajo el menor valor considerado en la PELP para 2016. Además, el estudio NREL-ABT 2018 proyecta una caída en los costos de las baterías que fluctúa entre 32% y 80% para el período de 30 años que va entre 2015 y 2045. De este modo, la proyección alta de NREL-ABT 2018 para 2045 está más cerca de la proyección baja proyectada en la PELP para el año 2045.

**NREL-ABT 2018: Costo batería de ion-litio con almacenamiento para 8 horas  
(US\$/kW3)**

Trayectoria	Año							Variación
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2015-2045
Baja	4070	2238	1453	1046	927	822	798	80%
Media	4070	2866	2331	2109	1972	1880	1817	55%
Alta	4070	3840	3376	2992	2897	2881	2787	32%

Fuente: Battery Storage cost values, W.J. Cole, C. Marcy, V.K. Krishnan, and R. Margolis, "Utility-scale Lithium-Ion Storage Cost Projections for Use in Capacity Expansion Models," en Proceedings of the 2016 IEEE North America Power System Meeting, Denver, 2016.

Fraunhofer también estima una fuerte caída en el precio de las baterías para instalar en los techos junto a celdas fotovoltaicas, con precios en el rango de EUR 560/kWh a EUR 1.220/kWh en el año 2018, a un rango que va de EUR 200/kWh a EUR 650/kWh en el año 2030.

Por su parte, IRENA, en un estudio del año 2017<sup>29</sup>, sostiene que la batería de ion-litio es una tecnología relativamente nueva, y con un gran potencial de reducción de costos. Señala que los principales factores técnicos que probablemente influyan significativamente en los costos de dicha tecnología son un aumento en la escala de producción, mejoras en materiales, mayor competencia en las cadenas de suministro, mejoras de rendimiento y los beneficios de una experiencia operativa más amplia. Proyecta una disminución de entre 54% y 61% en el período comprendido entre los años 2016 y 2030.

En conclusión, los estudios más recientes proyectan una disminución mayor en los costos de las baterías de ion-litio que el trabajo que sirvió de base para la PELP Preliminar. A grandes rasgos, se podría considerar que la trayectoria de referencia es la serie de precios bajos de la PELP Preliminar.

En resumen, a juicio del Panel, los antecedentes anteriores apuntan a que la trayectoria de demanda que la PELP Preliminar denomina optimista, reflejaría más bien una situación base o referencial. En cuanto a los costos de inversión en tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento, el escenario base, con la nueva información recopilada, también se aproximaría a la trayectoria de precios bajos de la PELP Preliminar. En ese sentido, el Panel estima que, considerando la nueva información disponible, los tres escenarios de la PELP Preliminar escogidos por la CNE podrían representar las trayectorias futuras más probables, tal como se expone a continuación.

En efecto, la CNE escogió los escenarios A, B y E de la PELP Preliminar. El primero usa el crecimiento bajo de la demanda eléctrica en la PELP Preliminar, mientras que los otros dos el

<sup>29</sup> IRENA (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

crecimiento alto. La no consideración de los escenarios C y D que usan demanda media y baja de la PELP Preliminar, respectivamente, parece razonable atendido que el escenario originalmente concebido en la PELP como de alta demanda hoy constituiría, en opinión de este Panel, el escenario base.

Los escenarios A, B y E de la PELP Preliminar consideran la proyección de costos bajos de inversión en tecnologías renovables, pero según nuevos antecedentes disponibles expuestos en párrafos precedentes esta proyección corresponde más bien a una trayectoria de costos medios, según los antecedentes publicados por diversas instituciones internacionales.

Asimismo, los escenarios A y E consideran la proyección de alto cambio en las tecnologías de almacenamiento según la definición de la PELP Preliminar, mientras que el escenario B, uno bajo. A juicio del Panel, con los nuevos avances, la trayectoria de alto cambio de la PELP Preliminar corresponde a una situación base o media.

En cuanto al factor disposición social para proyectos, la PELP Preliminar define tres niveles, cada uno de los cuales es recogido en los tres escenarios considerados por la CNE. Finalmente, respecto de los costos de externalidades ambientales, el escenario A usa el costo actual, mientras que el B y el E consideran costos mayores. Lo anterior se entiende asociado a una visión de política pública respecto del medio ambiente, sobre la cual el Panel no tiene antecedentes para evaluar la conveniencia de la elección realizada por la CNE.

Si bien los pronósticos sobre la trayectoria futura de distintas variables son siempre una cuestión sujeta a controversia dada las incertidumbres que conllevan, el Panel estima que, atendidos los nuevos antecedentes disponibles, los escenarios de la PELP escogidos por la Comisión tienden a reflejar mejor las nuevas proyecciones realizadas por diversas organizaciones especializadas.

En resumen, el Panel estima, en primer lugar, que la CNE, en el presente proceso, no estaba obligada a usar los escenarios de la PELP Preliminar y, en segundo lugar, que la selección de escenarios que hizo tiene respaldo en la nueva información disponible, por lo que rechazará la solicitud de la discrepante.

### **3.1.7 Dictamen**

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de la Asociación de Consumidores de Energía no Regulados A.G.

### **3.1.8 Prevención de los integrantes señores Patricia Miranda A., Pablo Serra B. y Eduardo Ricke M.**

A juicio de quienes suscriben esta prevención se debe tener presente adicionalmente que la propia RE 711 permite excluir algunas de los escenarios de la PELP en el proceso para determinar el plan de expansión. En efecto, en su artículo 11, numeral 5, señala que los escenarios de generación corresponderán a aquellos que se obtengan "utilizando la capacidad

de expansión de generación por cada Escenario Energético de la Planificación Energética”, agregando a continuación que “La Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética (...)”.

Del mismo modo, en los numerales 3 y 5 de la misma disposición citada, relativos a la proyección de demanda de clientes libres y a la proyección de demanda de clientes regulados, se hace referencia a los escenarios de la PELP “escogidos” por la CNE.

De la lectura de las referidas disposiciones, se deduce que, contrariamente a lo que postula Acenor, de ser vinculante en el proceso de expansión el deber de considerar la PELP, la CNE no estaría obligada a emplear todos los escenarios, en todas las circunstancias.

Adicionalmente, se debe resaltar que la RE 711 habilita a la Comisión a usar otras fuentes de información (es más, en algunos casos la obliga a hacerlo). En efecto, la RE 711 dispone que en el proceso de planificación de la transmisión la Comisión podrá considerar, además de la PELP, la información contenida en los procesos tarifarios, en los sistemas de información pública del Coordinador, y en otras fuentes, que le permitan cumplir con los objetivos señalados en el artículo 87 de la LGSE.

En consecuencia, a juicio de los integrantes que suscriben esta prevención, una evaluación de los escenarios de la PELP se justificaría en la medida que surjan nuevos antecedentes desde de su elaboración.

### **3.1.9 Prevención de los integrantes señores Fernando Fuentes H. y Guillermo Pérez D.**

Los integrantes que suscriben esta prevención están de acuerdo con el dictamen emitido por el Panel. No obstante, estiman necesario y pertinente plantear lo siguiente:

De conformidad al artículo 87 de la LGSE, en el proceso de planificación anual de la transmisión, se deberá considerar la PELP que desarrolle el Ministerio de Energía.

Esa disposición se encuentra actualmente desarrollada en el numeral 5 del artículo 11 de la RE 711 que, respecto de dichos escenarios, señala que la “Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética, ajustándolos proporcionalmente a la diferencia en la proyección de demanda de energía eléctrica que se ha establecido según lo dispuesto en los numerales 2 y 3 precedentes, respecto de la determinada en la Planificación Energética”.

Los integrantes que suscriben esta prevención interpretan que la RE 711 ordena a la autoridad emplear al menos uno de los escenarios de la PELP, en la medida que éste recoja o contenga todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la PELP.

En opinión de quienes suscriben, esta disposición no aplica al caso en análisis, toda vez que la normativa estableció que la PELP debe ser considerada por la CNE en la medida que el

decreto que la formaliza se hubiera dictado con antelación a la fecha de emisión del Informe Preliminar, lo que en la especie no ocurrió.

Sin perjuicio de la inexistencia de una PELP formalmente establecida, la CNE optó por aplicar las disposiciones de la RE 711 en lo que concierne a la evaluación de los escenarios de la PELP preliminar, sin tener, a juicio de quienes suscriben esta prevención, la obligación de hacerlo. Lo que hizo finalmente el regulador, fue emplear tres de los cinco escenarios, sobre la base de considerar que determinadas variables y criterios de los dos descartados estaban contenidos en los escenarios seleccionados.

Dada la inexistencia formal de la PELP, el Panel no puede juzgar si la aplicación que hizo la CNE de la RE 711 para evaluar los escenarios por ella considerados (PELP preliminar) fue correcta en términos de sus propias disposiciones. Por ello, optó por evaluar en su mérito los resultados obtenidos.

En ese contexto, el Panel, sobre la base de diversos antecedentes de índole técnico y económico, concluyó que los resultados obtenidos por la CNE al aplicar este procedimiento estaban justificados en la medida que eran coherentes con las tendencias observadas.

Sin perjuicio de lo anterior, quienes suscriben esta prevención quieren dejar constancia que en el hipotético caso de que los escenarios PELP hubiesen estado vigentes, es decir, publicado su decreto con la anticipación que prevé la norma, la CNE debió haber seleccionado escenarios PELP cumpliendo con la condición de recoger las variables y criterios de otros escenarios que se considerasen intermedios. Lo anterior no se cumplió en la medida en que se empleó una sola variable, a la vez, como referencia para eliminar escenarios, en circunstancias que la lógica de construcción de éstos es multivariada, de modo que, difícilmente, con el criterio señalado se puede concluir que las variables de un escenario estén contenidas en otro. Además, tienen presente que se descartaron escenarios con valores extremos en algunas de las variables consideradas.

## **3.2 LÍNEA HVDC LO AGUIRRE N° 2 - KIMAL N° 2**

### **3.2.1 Presentación de Collahuasi**

Collahuasi discrepa del Informe Final y solicita su modificación en el sentido de no considerar dentro de las obras nuevas la Línea HVDC Lo Aguirre N° 2 - Kimal N° 2 (Línea o Línea HVDC).

Inicia su presentación Collahuasi exponiendo consideraciones generales relativas al marco regulatorio aplicable y a la inclusión, en el Informe Final, de la obra nueva discrepada, señalando que la facultad de incorporar nuevas obras, dado su repercusión en mayores costos para los clientes finales, debe ejercerse con particular cuidado por la CNE y debe fundarse adecuadamente, evitando cualquier arbitrariedad o improvisación, y además debe sustentarse en un proceso legalmente tramitado.

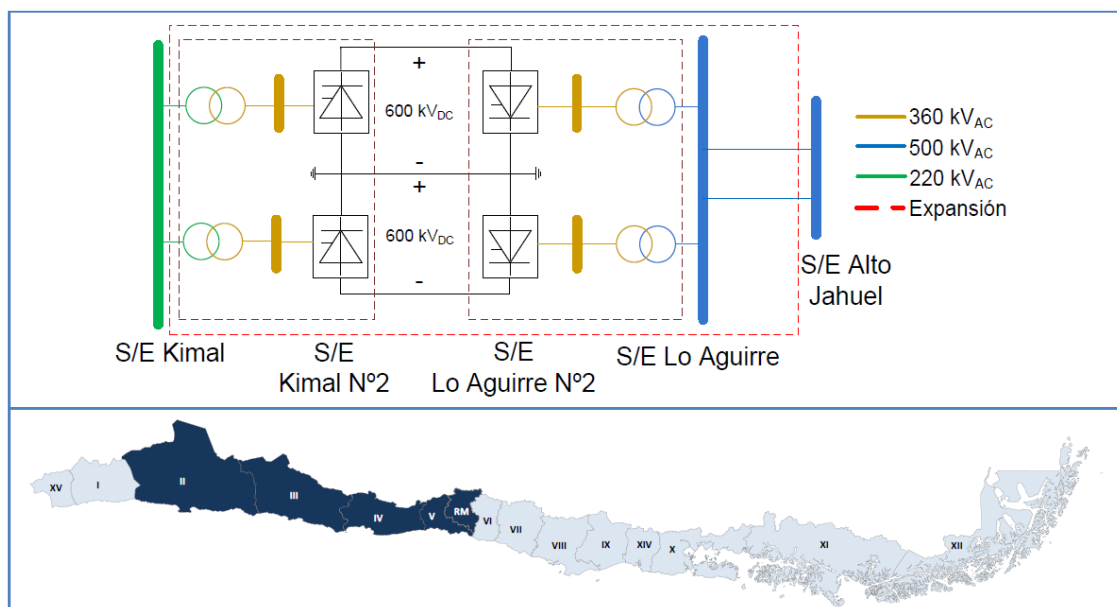
En parecer de Collahuasi la obra objetada no se encuentra suficientemente respaldada en una evidente, indiscutible e inmediata necesidad, lo que se demostraría por la circunstancia que



tal obra no fue contemplada de la misma forma en la Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017, del Coordinador (Propuesta Inicial) y tampoco en el Informe Preliminar, y que recién apareció en el Informe Final.

Más adelante en su presentación Collahuasi expone la secuencia de hechos relevantes del proceso que da origen a la discrepancia y expone las características de la Línea, conforme al Informe Final. Asimismo, sostiene que, conforme al Informe Final, el proyecto de expansión tendría como objetivos: aumentar el nivel de seguridad del sistema de transmisión nacional; permitir transferencias de energía entre el Norte-Centro-Sur del país; eliminar las congestiones del sistema de transmisión nacional; y disminuir los vertimientos de energía de centrales solares y eólicas entre la Región de Antofagasta y la Región Metropolitana, durante el período de análisis.

La discrepante a continuación presenta el siguiente diagrama referencial de la Línea HVDC propuesta:



Agrega que la conexión del proyecto presentado originalmente por la CNE fue modificada a la subestación Lo Aguirre, producto de una observación planteada por el Coordinador durante el proceso.

Sostiene la discrepante que, no obstante compartir los objetivos de desarrollar una infraestructura de transmisión económicamente eficiente y necesaria que permita minimizar los riesgos de abastecimiento y la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, para este caso en particular, por su relevancia, es necesario llevar adelante un proceso que, teniendo en consideración la legislación vigente, aborde en mayor profundidad, consistencia, y, en definitiva, otorgue mayor certidumbre y validez a las diversas dimensiones técnico-económicas y ambientales de un proyecto de las características

sugeridas por la CNE. Ello, continúa, podría ser en base a una posible propuesta de expansión de la transmisión del coordinador para los años 2018 o 2019, con suficiente análisis y detalle.

A continuación, la discrepante presenta la fundamentación central de su discrepancia, indicando que, de conformidad al artículo 87 de la LGSE, el proceso de planificación de la transmisión debe considerar conjuntamente los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, buscando una combinación razonable, sin sobre ponderar un aspecto por encima de otro.

Sostiene que si bien la CNE elaboró el Informe Final considerando, al menos formalmente, los aspectos establecidos en la RE 711, para el caso de la Línea estableció, sin información previa, un valor de inversión referencial que es US\$ 481,9 millones mayor que el valor definido por el Coordinador para una obra equivalente. Así, continúa, el mero contraste entre lo establecido por el Coordinador y lo señalado por la CNE pone en evidencia que no se cumple con el mandato legal de abastecer los suministros a mínimo costo, tal como establece el artículo 87, literal b), de la LGSE. Lo anterior implicaría, según señala, que se obtiene un costo de operación y mantenimiento referencial para la Línea HVDC que es sustancialmente más alto que aquel definido por el Coordinador para una obra equivalente.

Hace notar que las convertoras HVDC/HVAC, que forman parte de la línea, requieren de definiciones técnicas adicionales para la determinación de la solución tecnológica más eficiente. Ante ello, sostiene, y dadas las características de la Línea, resultaría posible, a lo menos, separar la obra en dos proyectos, uno que contemple la Línea otro, posterior, que contemple las convertoras HVDC/HVAC. Dicha separación, postula, permitiría promover condiciones de competencia asociadas a los proveedores de estaciones convertoras y a los constructores de líneas de transmisión, permitiendo la optimización económica del sistema.

Por lo indicado, concluye, la Línea propuesta por la CNE, infringe el mandato de permitir abastecer la demanda a mínimo costo y, por ende, no cumple con lo establecido en el Artículo 87, literal b), de la LGSE.

Luego, la discrepante pasa a presentar argumentos complementarios que apoyarían su posición, relativos a los siguientes aspectos: la opción de abastecer a la demanda a mínimo costo; recomendación de obras por parte del Coordinador y promotores de proyectos; robustez y validación del análisis de suficiencia del proyecto discrepado; otros aspectos técnicos necesarios para la adecuada definición del proyecto, planteados durante el proceso de observaciones al Informe Preliminar; y selección de escenarios para la evaluación del Plan de Expansión. A continuación se resumen tales argumentos complementarios.

- La opción de abastecer a la demanda a mínimo costo

Señala la discrepante que el literal b) del artículo 87 de la LGSE establece que el proceso de planificación de la transmisión deberá realizarse considerando 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, también, a mínimo costo.

Indica que el Informe Preliminar, definió para la línea HVDC Huelquén - Kimal, incluidas las subestaciones convertoras HVDC/HVAC, un plazo constructivo de 84 meses, un Valor de Inversión (VI) referencial de US\$1.837.200.000, y un costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referencial de US\$ 29.390.000. Por su parte, continúa, de manera no del todo consistente con los antecedentes previos, el Informe Final redujo el VI y el COMA referencial a US\$ 1.788.000.000 y US\$ 28.610.000, respectivamente, no obstante que mantuvo el plazo constructivo en 84 meses.

En este contexto, informa que el Coordinador, en la propuesta de expansión de la transmisión 2018, definió un proyecto de línea HVDC y convertoras HVDC/HVAC con las siguientes características:

#### Costos de inversión y anualidades de la Línea HVDC

Descripción del Proyecto	Potencia Nominal por Polo (MW)	Distancia (km)	Costo Unitario (MUSD/km)	Factor de Seguridad Costos	Costo de Inversión (MMUSD)	COMA	AVI	Anualidad
Línea HVDC 3.000 MW. ±600 kV DC	3000	1500	291,3	1,2	524,3	10,5	49,5	60,0

#### Costos de inversión y anualidades de convertoras HVDC/HVAC

Descripción proyecto de convertoras HVDC	Potencia Nominal por Bipolo (MW)	Potencia Nominal por Polo (MW)	Potencia con sobrecarga de 30%, Criterio N-1 (MW)	Costo de Inversión (MMUSD)	Factor de Seguridad Costos	Costo	COMA	AVI	Anualidad
Convertoras HVAC/HVDC LCC. 3.000 MW. ±600 kV DC	3000	1500	1950	651,5	1,2	781,8	15,6	73,8	89,4

Indica que el Coordinador, teniendo en cuenta un factor de seguridad de costos de 1,2, definió un Valor de Inversión referencial US\$ 481.900.000 menor que el definido por la CNE en el Informe Final, con un plazo para realizar la construcción de 72 meses.

Agrega la discrepancia que el proyecto recomendado por el Coordinador contempla un desarrollo en dos etapas: la primera etapa corresponde a la Línea HVDC entre las subestaciones Kimal y Lo Aguirre, a ejecutar en forma inmediata y con un VI referencial de US\$ 524,3 millones. Posteriormente, en una segunda etapa, se desarrollarían las estaciones convertoras HVDC/HVAC, en función de análisis futuros para la determinación de la solución tecnológica más eficiente para éstas.

De lo anterior concluye Collahuasi, que la alternativa de expansión desarrollada por la CNE en el Informe Final limita las posibilidades de abastecer la demanda a mínimo costo, y por ende, no cumple con lo establecido en el artículo 87, literal b), de la LGSE.

- Recomendación de obras por parte del coordinador y promotores de proyectos

Recuerda la discrepancia que, conforme al artículo 91 de la LGSE, dentro de los primeros 15 días de cada año el Coordinador debe enviar a la CNE una propuesta de expansión para los distintos segmentos de transmisión, y luego ésta debe convocar a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión.

Indica la discrepancia que la Propuesta Inicial del Coordinador, desarrollada por su Dirección de Planificación y Desarrollo en enero de 2017, no incluyó una línea HVDC entre la zona norte y la zona central del SEN. Añade que durante el proceso de presentación de proyectos de expansión se presentaron propuestas por diversos promotores -CGE, Chilquinta, Elecda, Eliqsa, Engie, IC Power, Litoral, Luz Linares, Luz Parral, Parque Solar Domeyko, Saesa, Transelec, y Transemel- ninguna de las cuales incluyó una línea HVDC entre la zona norte y la zona central del SEN.

Posteriormente, continúa, el 23 de junio de 2017, la Gerencia de Planificación de Transmisión del Coordinador publicó un Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de Transmisión del SEN 2017, que no incluyó nuevos proyectos de expansión HVDC entre la zona norte y la zona central del SEN.

Destaca que en la Sección 5 del Informe Complementario, el Coordinador entregó una "Visión de Largo Plazo para la Expansión del Sistema de Transmisión", en que, si bien entrega algunas alternativas de expansión AC/DC, no incluye una línea HVDC entre subestación Kimal y subestación Lo Aguirre.

En definitiva, indica la discrepancia, durante el proceso de planificación de la transmisión realizado durante el año 2017, ni el Coordinador ni los promotores de proyectos plantearon nuevas obras de transmisión tipo HVDC entre la zona norte y centro del SEN. El Coordinador, en un informe complementario emitido en junio de 2017, presentó una visión de largo plazo de desarrollo del sistema, la cual tampoco incluye una línea HVDC entre subestación Kimal y subestación Lo Aguirre.

- Completitud y validez de los análisis de seguridad realizados para evaluar el proyecto de nueva Línea HVDC

En relación con este aspecto, señala la discrepancia que en la sección 7.1.2.2 del Informe Final se explican los análisis eléctricos complementarios realizados a la línea propuesta por la CNE, indicándose que se analizaron diversas contingencias para cuatro escenarios:

- Escenario 1: Transferencia de 1500 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Lo Aguirre hacia la subestación Kimal.
- Escenario 2: Transferencia de 1500 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Kimal hacia la subestación Lo Aguirre.
- Escenario 3: Transferencia de 2300 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Lo Aguirre hacia la subestación Kimal.
- Escenario 4: Transferencia de 2300 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Kimal hacia la subestación Lo Aguirre.

Continúa señalando que el Informe Final concluye que los análisis permiten asegurar que es posible la operación del enlace HVDC a plena capacidad sin afectar los criterios de seguridad, resiliencia y calidad de servicio del sistema eléctrico, fundados en un análisis realizado por la empresa Manitoba Hydro International.

Sostiene la discrepante que faltaría información anexa al Informe Final que permita validar el cumplimiento de los criterios de seguridad, resiliencia y calidad de servicio del sistema eléctrico, ya que el informe sólo incluye una base de datos de DigSilent y gráficas expuestas en su Anexo 3. Sostiene que una base de datos por sí sola no se constituye en un análisis que permita a los grupos de interés del proyecto concluir que la posible operación del enlace HVDC a plena capacidad se realizará sin afectar los criterios de seguridad, resiliencia y calidad de servicio del sistema eléctrico.

- Robustez y validación del análisis de suficiencia del proyecto

Sostiene Collahuasi que es crítico demostrar que la propuesta de una Línea HVDC resulta económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico, conforme exige el artículo 87 de la LGSE, especialmente ante obras de la relevancia de la Línea.

Al respecto, señala que en el escenario N° 1 evaluado por la CNE, los beneficios no logran cubrir los costos anualizados de inversión del proyecto HVDC.

A continuación, la discrepante se refiere nuevamente al Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de Transmisión del SEN 2017, del Coordinador, transcribiendo lo señalado en la Sección 5, que indica: "Uno de los principales desafíos de la planificación para el desarrollo de los sistemas eléctricos, corresponde a la forma en que se enfrenta la incertidumbre e incerteza, principalmente en lo relacionado a la oferta y demanda de energía y potencia de los sistemas eléctricos. Sin lugar a dudas -y la experiencia así lo demuestra- el resultado de un ejercicio de planificación de largo plazo, tanto en la etapa de diagnóstico como en las propuestas de desarrollo que de ella emanen, depende fuertemente de la forma en que el planificador enfrenta la incertidumbre y de las herramientas regulatorias con las que cuenta para el desarrollo de dicha tarea".

Hace notar Collahuasi que la CNE, de acuerdo al artículo 10 de la RE 711, puede considerar la información contenida en los sistemas de información pública a que se refiere el artículo 72-8 de la LGSE; y agrega que, en ese contexto, el Catastro de Proyectos de Generación que publica el Coordinador presenta información de proyectos de energía solar fotovoltaica no declarados en construcción, ubicados desde la Región de Valparaíso hacia el sur, los que, a enero de 2018, suman 1.400 MW aproximadamente. Para la discrepante esos antecedentes mostrarían que el potencial de energía solar fotovoltaica no sólo se concentra en la zona norte del país, sino que también hay un potencial emergente en la zona central, que no ha sido evaluado apropiadamente en el proceso de expansión de transmisión 2017.

Luego, cita nuevamente al Coordinador, que en el informe "Diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrico – Informe Preliminar Proceso Expansión 2018", publicado el 4 de diciembre de 2017 señala: "Se puede observar de los resultados, que al considerar los costos de inversión en transmisión en la optimización conjunta generación-transmisión, y por ende,

al incorporar la señal de localización, en algunos casos la optimización de costos privilegia el desarrollo de centrales de ERV solar con menor factor de planta, pero localizadas a menor distancia de los centros de consumo, o lograr la inserción de ERV eólica en la zona sur, donde el sistema dispone de embalses para dar almacenamiento, y por lo tanto sin requerir exigencias adicionales sobre el sistema de transmisión”.

En este contexto, indica la discrepancia que en la medida que los costos de desarrollo de generación solar siguen disminuyendo, el balance entre eficiencia de producción solar, costo de transmisión y agilidad de desarrollo de transmisión se hace más relevante, y que en el proceso de planificación energética no se cuestiona el hecho de que cuando el desarrollo del sistema de transmisión propuesto es muy elevado es porque la generación considerada en el largo plazo está mal localizada.

- Otros aspectos técnicos necesarios para la adecuada definición del proyecto, planteados durante el proceso de observaciones al Informe Preliminar

En este acápite de su presentación, la discrepancia detalla otras observaciones técnicas realizadas por terceros, respecto del proyecto de Línea HVDC, las que no fueron acogidas por la CNE. Tales observaciones, que transcribe, corresponden a las observaciones números 10 y 30 de Transelec, número 12 de Coordinador, número 3 de Enel Generación Chile y Enel Green Power del Sur SpA y del señor Rodrigo Moreno Vieyra.

- Sobre la Selección de Escenarios para Evaluar el Plan de Expansión

Afirma la discrepancia, respecto a los escenarios de generación para la planificación de la transmisión, que el artículo 11 de la RE 711 indica que "corresponderá a los escenarios que se obtengan para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación, utilizando la capacidad de expansión de generación por cada Escenario Energético de la Planificación Energética." Adicionalmente, agrega, dicha norma indica que la "Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética, ajustándolos proporcionalmente a la diferencia en la proyección de demanda de energía eléctrica que se ha establecido (...)".

Sostiene Collahuasi que si bien dicho reglamento faculta a la Comisión para establecer, a su criterio, la forma y procedimiento bajo el cual se evaluará cada uno de los escenarios y definir aquellos que permitan recoger todas las variables y criterios de escenarios intermedios contenidos en la planificación energética, se entiende que dicha evaluación y criterios deben estar alineados con el cumplimiento de los objetivos señalados en el artículo 5 de la misma RE 711.

Agrega que, en el Plan de Expansión se analizaron los escenarios A, B y E de la PELP, dejando fuera los escenarios C y D.

Indica que el reglamento establece que se debe proponer en el Plan de Expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan presentado beneficios netos positivos en, al menos, el 50% de los escenarios, de acuerdo al criterio de holgura por

incertidumbre de los planes de generación descrito en el literal b) del artículo 18. Pero, continúa, el cumplimiento con al menos el 50% de los escenarios positivos no permite elegir infundadamente algunos de ellos.

Por lo tanto, agrega, la forma de seleccionar tempranamente los escenarios que efectivamente se evaluarán es crítica para condicionar el resultado del plan de expansión de transmisión.

Señala que la CNE definió sólo tres escenarios para realizar la evaluación, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla de Escenarios energéticos considerados por la CNE**

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Disposición social para proyectos	+Costo y con carbón CCS	Libre	+ Costo y con carbón CCS	+ Costo	+ Costo
Demanda energética	Bajo	Alta	Media	Baja	Alta
Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
Costos de externalidades ambientales	Actual	+ Alto	Actual	Actual	+Alto
Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

Collahuasi indica, a modo de ejemplo, que se observa que los escenarios evaluados no consideran opción de precio de combustibles fósiles bajo, ni costos de inversión de tecnologías renovables medio (o esperado), lo que atentaría contra la adecuada evaluación de objetivos de eficiencia económica establecidos en la LGSE.

En resumen, concluye la discrepante, resulta evidente que la evaluación realizada por la CNE no considera apropiadamente:

- La incertidumbre de costos de inversión en tecnologías renovables al considerar sólo escenarios de costo bajo;
- La incertidumbre en los costos de operación del sistema eléctrico al considerar sólo escenarios de precio de combustible medio o alto;
- La incertidumbre en localización de proyectos de generación renovable al privilegiar el desarrollo de energía solar fotovoltaico en la zona norte.

A este respecto, resalta la discrepante que el hecho de no considerar dentro de las Obras Nuevas la línea en cuestión, permite considerar la misma u otra análoga en el proceso de planificación de la transmisión 2018 o incluso 2019. Sostiene que dicha postergación no

atentaría contra el objetivo de materializar la línea en los tiempos definidos por la CNE como necesarios, toda vez que de acuerdo a los antecedentes facilitados por el Coordinador la obra puede ser construida en 72 meses, es decir, en 12 meses menos que lo definido por la CNE en el Informe Final.

Para la discrepante, revisar la Línea en el proceso de planificación de la transmisión 2018 o 2019 generaría al país la oportunidad de disminuir significativamente el VI referencial del proyecto, por lo que, sostiene, el hecho de postergar la decisión contribuye a crear posibilidades para abastecer la demanda a mínimo costo sin afectar las expectativas de disponibilidad de transmisión para el abastecimiento de clientes ni la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia de empresas generadoras, en particular aquellas de generación renovable.

En sentido contrario, afirma, existirían suficientes antecedentes en el proceso, como los tiempos del mismo y las distintas visiones sobre la obra en cuestión, que darían cuenta que la misma no es ni indudablemente necesaria ni económicamente eficiente, habiéndose además realizado una inadecuada selección de los escenarios a evaluar por parte de la autoridad.

La discrepante solicita al Panel de Expertos:

Modificar el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, en el sentido de no considerar dentro de las Obras Nuevas del Sistema Eléctrico Nacional la Línea HVDC Lo Aguirre N° 2 – Kimal N° 2.

### **3.2.2 Presentación del Consejo Minero**

El Consejo Minero indica que respalda el análisis realizado por Collahuasi, haciendo presente que la incorporación de la Línea HVDC Lo Aguirre N°2 - Kimal N°2 en el Plan de Expansión dependerá de lo que se resuelva en la discrepancia presentada por aquella, así como la presentada por Acenor, por lo que solicita al Panel que adopte los resguardos convenientes en su dictamen para impedir resultados contradictorios.

Los demás argumentos del Consejo Minero se expusieron en el numeral 3.1.2 anterior.

### **3.2.3 Planteamiento de la CNE**

En relación con la presente discrepancia, la CNE formula en primer lugar un argumento de inadmisibilidad para luego analizar el fondo de la materia.

Señala la Comisión que, si bien la petición de Collahuasi no varía respecto de la contenida en la observación presentada en la etapa pertinente, sí existen diferencias en cuanto a los argumentos planteados que sustentan la petición de excluir la Línea. Añade que la discrepante agrega en esta instancia argumentos que no fueron manifestados en la instancia de presentación de observaciones, lo que no se explica por la existencia de nuevos antecedentes o de cambios sustanciales que se hayan producido entre el contenido del Informe Preliminar



y el Informe Final, respecto del cual se presentan las discrepancias. De igual modo, señala, omite ciertos argumentos planteados en las observaciones.

Ejemplifica lo anterior señalando que la discrepante desarrolla en su discrepancia los argumentos relativos a que la inclusión de la Línea en el Plan de Expansión infringiría el mandato de permitir abastecer la demanda a mínimo costo, indicando como puntos de este argumento la alternativa de dividir en dos el proyecto, cuestionamientos sobre el VI y COMA del mismo, entre otros puntos, que no fueron expuestos anteriormente en la etapa de observaciones.

De lo anterior, colige la CNE que la discrepancia de Collahuasi no cumple estrictamente con lo establecido en el inciso séptimo del artículo 91 de la LGSE, al plantear nuevos argumentos, lo que en la práctica implicaría, sostiene, que no habría tenido la posibilidad de pronunciarse sobre dichos argumentos en la etapa que correspondía, ya fuera aceptándolos o rechazándolos. En virtud de lo anterior, la CNE solicita declarar inadmisibles la presente discrepancia.

En subsidio de lo anterior, la CNE solicita declarar inadmisibles parcialmente la discrepancia de Collahuasi, en lo relativo a los puntos que no fueron planteados en la etapa de presentación de observaciones al Informe Final, lo que, afirma, infringe lo dispuesto en el inciso séptimo del artículo 91 de la LGSE.

En cuanto al fondo de la discrepancia, la CNE se refiere, primeramente, a lo planteado por Collahuasi en el sentido que la Línea HVDC no estaría suficientemente respaldada en una evidente necesidad.

Luego, la Comisión se refiere al proceso de planificación de la transmisión, haciendo notar que la propuesta de expansión que el Coordinador debe enviar a la CNE, de conformidad con el artículo 91 de la LGSE, es una recomendación, con carácter no vinculante, que debe ser revisada, analizada y recogida en su mérito por la Comisión.

Concluye la CNE señalando que la "Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017" elaborada por el Coordinador, tal como su nombre lo indica, constituye una propuesta y que toda otra interpretación no se aviene con el texto ni con el sentido de las disposiciones legales que rigen el proceso de planificación, puesto que ello implicaría dar un carácter vinculante a la propuesta del Coordinador, que evidentemente no le ha sido dado por el referido artículo 91, estando la Comisión plenamente facultada para incluir proyectos adicionales a los propuestos por el Coordinador, o para introducir modificaciones a ellos para efectos de incluirlos en el Plan de Expansión.

Del mismo modo, indica la Comisión, también iría contra de la normativa legal ya señalada, el dar carácter vinculante a las propuestas presentadas por promotores en la etapa pertinente, pues una interpretación como esa, sostiene, podría llevar al absurdo de que la planificación de la transmisión fuera definida por las empresas que promueven obras de expansión, y no centralizadamente por la autoridad técnica regulatoria competente.

Luego, expresa que, sin perjuicio del carácter no vinculante de la propuesta del Coordinador, en el caso concreto de la obra objeto de esta discrepancia, tanto dicho organismo como la CNE —únicos dos organismos que, de acuerdo con la Ley, tienen potestades de planificación de la transmisión, con las distinciones ya efectuadas precedentemente—, son coincidentes respecto a la necesidad de la Línea para el sistema eléctrico.

Indica la CNE que el año 2017, en el documento denominado “Análisis razonado a Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2017”, el Coordinador manifestó la necesidad de contemplar una obra como la que es analizada en esta discrepancia, difiriendo únicamente respecto del punto de llegada que originalmente la CNE había concebido para la Línea en la Región Metropolitana. Informa, también, que en la recomendación correspondiente al año 2018 el Coordinador, expresamente, incluyó dentro de sus propuestas una línea con características casi idénticas a las de la obra contenida en el Informe Final. Resalta asimismo la CNE, que el Coordinador, habría indicado en su propuesta que el proyecto equivalente a la Línea se requería con mayor urgencia que lo establecido por la CNE en el Plan de Expansión, considerando su entrada en operación para el año 2028, frente al año 2030 que propone la CNE.

Luego la CNE se refiere a las afirmaciones de la discrepante en cuanto a que la obra podría postergarse para un próximo plan de expansión, toda vez que la propuesta de expansión del Coordinador para el año 2018 considera un plazo constructivo de 72 meses para la Línea, versus los 84 meses considerados por la Comisión en el Plan de Expansión. Para la CNE dicho argumento carece de toda lógica, puesto que el Coordinador, sin perjuicio de contemplar plazos constructivos distintos, considera una fecha de entrada en operación de la línea anterior a la estimada por la Comisión.

Explica la CNE que la diferencia de plazos se debe a que el Coordinador no consideró en su propuesta los tiempos requeridos para el Estudio de Franja y los plazos relativos a las instancias de licitación y adjudicación de la obra en cuestión, que se deben adicionar a la fase constructiva del proyecto, que la Comisión estimó en 3 y 1,5 años, respectivamente. Precisa en relación con este aspecto que, sin perjuicio de que la definición de si una obra debe o no someterse a un estudio de franja corresponde al Ministerio, y que dicha definición está concebida para ser tomada en una etapa posterior a la fijación del plan anual de expansión, la planificación y evaluación de las obras debe necesariamente considerar los plazos que dicho proceso conllevaría, específicamente en obras que por su naturaleza (en cuanto a magnitud y ocupación del territorio) permiten vislumbrar que dicho estudio será necesario, como lo es el caso de la Línea.

Concluye la CNE este aspecto de su presentación señalando que es incorrecto afirmar que la inclusión de la Línea se pueda postergar para un futuro plan de expansión, puesto que los análisis y evaluaciones por ella realizadas determinan que dicha obra debe proponerse en el presente plan. Indica, en contraposición a lo planteado por la discrepante, que en caso de postergación se afectarían las expectativas de disponibilidad de transmisión para las empresas generadoras, puesto que, de acuerdo a sus análisis, la línea se requiere en el año

2030 y, agrega que el Coordinador ve la necesidad de que la obra esté en operación al menos dos años antes de dicha fecha.

Seguidamente, la Comisión se refiere a la alegación de que la inclusión de la Línea en el Plan de Expansión infringiría el mandato de abastecer la demanda a mínimo costo. Al respecto, precisa la CNE que el valor de inversión utilizado representa valores de mercado referenciales para un proyecto en HVDC, los que se encuentran desglosados en costos directos e indirectos en el Informe Final. Agrega que el valor de inversión final de la obra se obtiene posteriormente, como resultado del proceso de licitación y adjudicación que lleva adelante el Coordinador.

Indica que, al igual que con toda obra contenida en el Plan de Expansión, el VI y COMA propuestos por la CNE en el Informe Final ya generarían beneficios económicos para el sistema, bajo la metodología de la RE 711, por lo que cualquier valor menor respecto del referencial que se ha considerado en el Informe Final, implicaría aumentar dichos beneficios. Recuerda la CNE que el artículo 95 de la LGSE contempla la potestad de fijar un valor máximo de las ofertas de las obras de expansión en un acto administrativo separado y de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas, instrumento que, afirma, está concebido precisamente para evitar que los valores ofertados sean de tal magnitud que hagan desaparecer los beneficios económicos de las respectivas obras que se licitan.

Concluye la CNE este acápite de su presentación señalando que la discrepante se equivoca al argumentar que la propuesta objetada infringe el mandato de la ley de permitir abastecer la demanda a mínimo costo, toda vez que, afirma, se ha demostrado en los análisis técnicos y económicos que la obra se necesita y que entregaría beneficios al sistema.

Respecto de la propuesta de separación del proyecto en dos etapas, una que corresponda a la línea de transmisión y la otra a las subestaciones convertoras, la CNE señala que ello no necesariamente llevaría a mejores precios o costos, dado que eventualmente se perderían los beneficios asociados a la adquisición y responsabilidad del proyecto como un todo. Incluso, afirma, en caso de separarse el proyecto en dos etapas, las obras correspondientes a la segunda de ellas podrían eventualmente ser consideradas en un nuevo proceso de expansión como una obra de ampliación, lo cual redundaría en otros costos.

Refiriéndose a la validez del análisis de seguridad efectuado a la Línea, advierte la CNE que la obra en cuestión no sufrió modificaciones que varíen su funcionalidad al SEN, e indica que los cambios efectuados en el Informe Final respecto del Informe Preliminar, se refieren principalmente a aspectos técnicos relacionados al punto de conexión de la Línea, los que responden a un mejor análisis de elementos territoriales, ambientales y operativos del sistema, no siendo dichas modificaciones significativas en cuanto al comportamiento esperado del proyecto, según detalla más adelante. Expresa que, al contrario de lo que afirma Collahuasi, los estudios practicados por Manitoba Hydro International respecto del proyecto considerado en el Informe Preliminar, no han perdido validez respecto de la obra incluida en el Informe Final, no obstante la modificación en cuanto a su llegada a la Región Metropolitana.

Aclara, además, que la CNE realizó análisis propios respecto de la obra propuesta en el Informe Final, considerando los cambios efectuados, consistentes en estudios eléctricos, tanto estáticos como respuestas dinámicas; y añade que de dichos análisis se concluyó que la obra propuesta, con sus nuevas características, no presenta cambios significativos en términos de la seguridad, resiliencia y calidad de servicio del SEN. Sin perjuicio de lo anterior, precisa que fue necesario complementar la Línea con una obra de ampliación de la línea existente en HVAC, entre la S/E Lo Aguirre y S/E Alto Jahuel, de manera de permitir que los flujos de transferencia no se vieran limitados por la capacidad actual de dicha instalación. Expresa que con la inclusión de dicha obra de ampliación en el Plan de Expansión, se pudo cumplir con todos los criterios de la Ley, y mejorar, en términos económicos, los beneficios de la obra propuesta originalmente por en el Informe Preliminar, además de hacer un uso más eficiente del territorio nacional.

Refiriéndose a los cuestionamientos planteados por Collahuasi al análisis de suficiencia de la Línea, la CNE señala que no basta exponer, como argumento de una supuesta falencia en la realización del análisis de suficiencia de la obra, que la Comisión no haya considerado proyectos no declarados en construcción, cuyos datos se encontrarían en los sistemas de información pública del Coordinador o en otros documentos que la discrepante cita, sin agregar una conclusión que relacione la no consideración de los datos que indica la discrepante, con la validez del análisis de suficiencia. En este sentido, precisa la CNE que ha efectuado el análisis de suficiencia de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la RE 711, en base a los antecedentes señalados en el artículo 11 de la misma, que corresponden a aquellos que deben ser utilizados en el proceso de planificación, de conformidad con el artículo 87 de la LGSE.

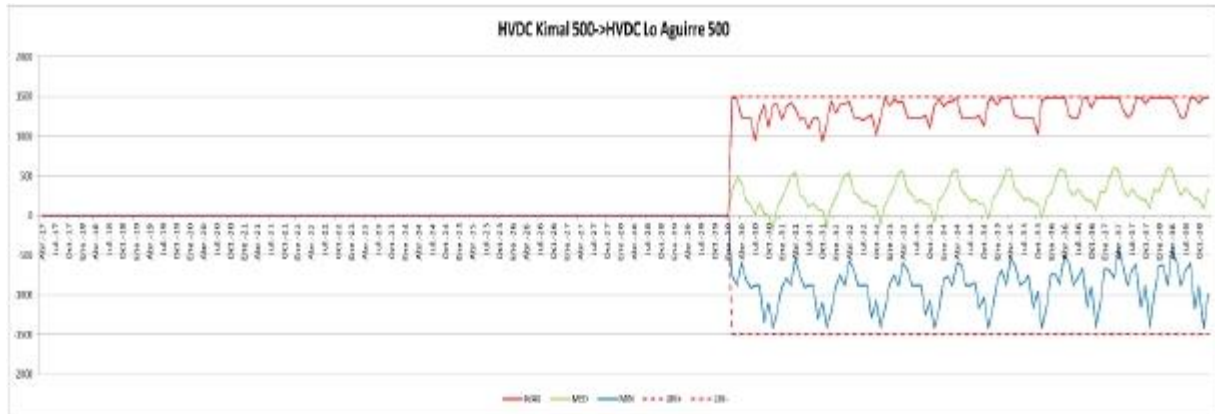
Por lo anterior, la CNE concluye que no considerar otros antecedentes, como los que menciona la discrepante, no constituye un defecto en sí mismo del Plan de Expansión, como pretende Collahuasi, ni tampoco ha producido en este caso concreto una falencia en el análisis de suficiencia, habiéndose cumplido con la metodología establecida en la RE 711 en lo que respecta a esta materia.

Por último, con relación a lo planteado sobre la elección de escenarios para evaluar el Plan de Expansión, la Comisión se remite a los argumentos planteados respecto al fondo de la discrepancia presentada por Acenor, que se consignan en el punto 3.1.3 de este dictamen.

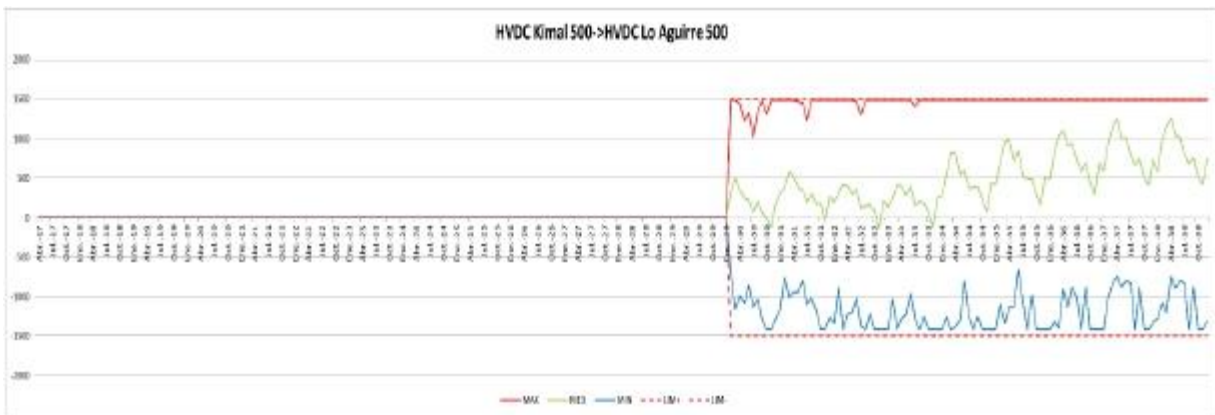
En presentación complementaria, dando respuesta a una solicitud de este Panel, la CNE proporcionó información sobre flujos por la línea, de acuerdo a los distintos escenarios de generación, por bloque y por año, para el horizonte de análisis utilizado en el proceso de planificación de la transmisión. Asimismo, proporcionó información sobre el valor presente del proyecto, precisando que éste considera la obra nueva Línea HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2 más las obras de refuerzo del sistema de corriente alterna existente, es decir, el nuevo equipamiento de Transformación 500/220 kV en S/E Lo Aguirre, y la ampliación de la capacidad de la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel.

Finalmente, la CNE se refirió a la evaluación económica del atraso del proyecto, indicando que los análisis efectuados indican la necesidad y urgencia del sistema de poseer un nuevo enlace que interconecte el Norte Grande y la zona Centro Sur del SEN. A efectos de ilustrar lo anterior, muestra los flujos por el enlace HVDC para los tres escenarios analizados, según se exhiben a continuación:

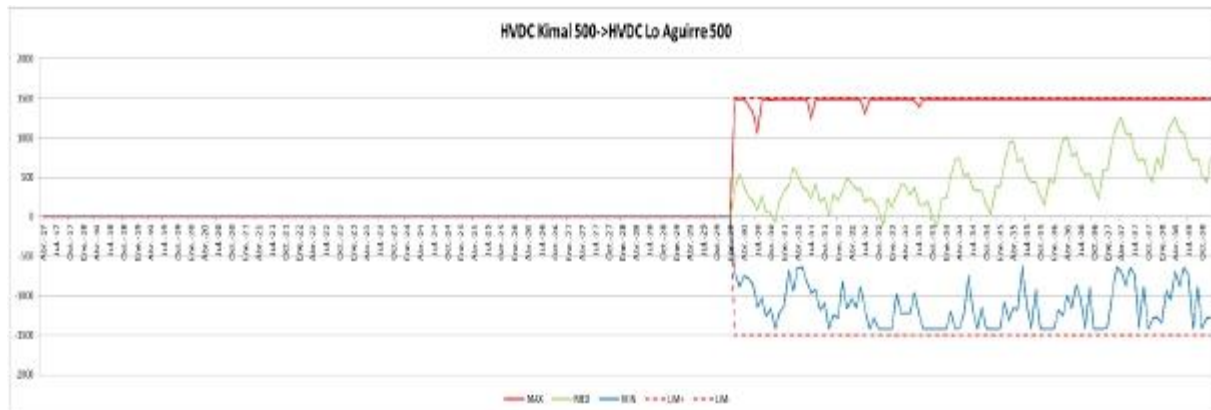
**Escenario 1**



**Escenario 2**



### Escenario 3



De las imágenes anteriores, indica la CNE, se observa que los flujos promedio máximo (Norte a Centro Sur del país) en el escenario 2 y los flujos promedio mínimo (Centro Sur a Norte del país) en el escenario 3, utilizan la capacidad de 1.500 MVA producto del desarrollo de la generación a base de centrales ERNC y la fuerte concentración de demanda que existe entre la Segunda Región y la Región Metropolitana. Para la CNE, en vista de lo anterior, retrasar la obra implicaría que el SEN tendría fuertes desacoples y *curtailment* (vertimiento) de ERNC entre la Zona Norte y la Zona Centro Sur, en precio promedio de la energía, del orden de los 7 US\$/MWh.

Señala que del análisis económico se obtienen los siguientes resultados, para el caso sin retraso y para el caso de retraso de un año.

#### Evaluación económica sin retraso del sistema HVDC

Valor presente en millones de U\$\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24,299	26,059	25,843
Costo Operacional Con Proyecto	23,680	24,056	23,834
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	25,133	25,510	25,288
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	24,990	25,366	25,145
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	24,851	25,228	25,006
Beneficios (Base-Proyecto) Tasa 7%	-834	549	555
Beneficios (Base-Proyecto) Tasa 6%	-691	692	698
Beneficio (Base-Proyecto) 5%	-552	831	837

### Evaluación con retraso de 1 año del sistema HVDC

Valor presente en millones de U\$\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24,299	26,059	25,843
Costo Operacional Con Proyecto	23,690	24,079	23,860
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	25,070	25,459	25,240
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	24,934	25,323	25,105
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	24,803	25,191	24,973
Beneficios (Base-Proyecto) Tasa 7%	-771	600	602
Beneficios (Base-Proyecto) Tasa 6%	-635	736	738
Beneficio (Base-Proyecto) 5%	-504	868	870

Expresa la CNE que del análisis económico de los costos operacionales del sistema y el valor anual de la transmisión troncal (VATT) de la obra en cuestión, durante el período de estudio 2017-2037, se desprende que los beneficios que se obtienen por retrasar la obra representan cerca del 3% de la inversión asociada al sistema HVDC, lo que considera despreciable respecto de los perjuicios de tener un sistema desacoplado en costos marginales en el futuro durante las horas de generación de las unidades ERNC, lo que, además, expresa, iría en contradicción a lo establecido por la LGSE en cuanto a promover la oferta y generar la competencia.

La CNE solicita al Panel de Expertos:

que rechace la discrepancia presentada por Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM, relativa a la exclusión del Informe Técnico Final de la obra nueva "Línea HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2".

#### 3.2.4 Presentación del Coordinador

El Coordinador se presentó como interesado en la presente discrepancia, con el objeto de exponer su opinión en relación con el proyecto Nueva Línea HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2, objeto de la presente discrepancia.

En términos generales, el Coordinador señala que los estudios técnicos y económicos desarrollados por dicho organismo a partir de la información de que dispuso durante el año 2017, muestran la necesidad de contar con un sistema de transmisión robusto entre las regiones de Antofagasta y Metropolitana, con el fin de *apalancar* el desarrollo de la generación de energía en base a fuentes renovables, disponibles a gran escala en la zona norte del país. Indica el Coordinador que, con el fin de efectuar los análisis, desarrolló un proceso de co-optimización entre generación y transmisión, de manera que el conjunto de obras de transmisión que se obtuvieran como resultado del ejercicio de planificación de la expansión, fuese óptimo y consistente con un desarrollo y localización adecuados de la generación y que,



en su conjunto, permitieran abastecer la demanda a mínimo costo de inversión, operación y falla.

Agrega el organismo coordinador que, a partir del análisis señalado, concluyó la necesidad de la línea que se incluyó en la propuesta de expansión de enero de 2018, con un plazo constructivo de 72 meses, bajo consideraciones y supuestos típicos para obras de transmisión, los cuales podrían variar en función de la complejidad y envergadura del proyecto, el tipo de evaluaciones y análisis que se desarrollen en el marco del Estudio de Franja, el tiempo que demore la evaluación ambiental y otros.

En la primera parte de su presentación, el Coordinador se refiere a la discrepancia interpuesta por Collahuasi, y concluye que se puede apreciar que si bien la discrepante no se opone al proyecto de la Línea en sí mismo, en tanto se evidencia que es conveniente para el SEN, sí disiente en cuanto a la oportunidad de incorporación de la referida línea en el sentido de que, considerando las características técnicas y económicas del proyecto en comento, indica que sería necesario postergarla para el proceso de planificación de la transmisión 2018 o, incluso, 2019.

Seguidamente, el Coordinador expone los argumentos que, a su juicio, justifican la permanencia de la Línea en el Informe Final.

A este respecto, señala que este proyecto es técnica y económicamente conveniente y que retrasar su implementación, tal como pide Collahuasi, significaría retrasar los beneficios y las externalidades que otorga al SEN.

Informa el Coordinador que, desde mediados de 2017, ha realizado diversos análisis asociados a la pertinencia de proponer a la CNE una solución de transmisión eléctrica que conecte la zona norte del SEN (Región de Antofagasta) con la Región Metropolitana y/o sus alrededores.

Agrega que, con motivo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2017, emitido en junio de 2017, se realizaron análisis con visión de desarrollo futuro, detectándose, dentro de las alternativas posibles, disponer de un corredor de transmisión entre las regiones de Antofagasta y Metropolitana, que permitiera el aprovechamiento del elevado potencial de Energía Renovable Variable (ERV), especialmente eólica y solar distribuida a lo largo y ancho de la zona norte. Informa que durante los meses siguientes incorporó información referente a la urgencia de estudiar en detalle una solución para los requerimientos indicados, concluyendo, en octubre de 2017, la necesidad de comenzar a la brevedad con los estudios técnicos tendientes a definir las características generales del proyecto y su estudio de franja, atendida la magnitud y complejidad de la obra, dado que ésta, indica, involucra nueva tecnología, instituciones sin experiencia en este tipo de proyectos y más de 1.000 kms de longitud, entre otros aspectos.



Continúa el Coordinador relatando que en el proceso conducente a la emisión de la propuesta de expansión de la transmisión 2018, publicada el 23 de enero de 2018, desarrolló los análisis de planificación necesarios para evaluar la recomendación de un sistema HVDC entre las zonas norte y centro del SEN, los que concluyeron en la necesidad y urgencia de la construcción de un sistema de transmisión en corriente continua, equivalente al presentado por la Comisión en el Plan de Expansión; es decir, una nueva línea bipolo de  $\pm 600$  kV, con una capacidad de 3.000 MW por polo, con sus respectivas subestaciones convertidoras extremas conectadas a las subestaciones Lo Aguirre y Kimal. Para concluir lo anterior, explica, se evaluó la conveniencia de ese proyecto mediante métodos de co-optimización generación-transmisión e inclusión de requerimientos de flexibilidad para apoyar el control de frecuencia en la operación de corto plazo.

Agrega el Coordinador que la evaluación antes mencionada se realizó para tres escenarios de generación, que se construyeron a partir de información de la PELP referente a los costos de desarrollo de las tecnologías de generación y sus potenciales geográficos, con la finalidad de reflejar de forma amplia el uso esperado de la obra de transmisión en evaluación. Dichos escenarios corresponden a los siguientes:

- Escenario A: costos referenciales (esperados) de todas las tecnologías.
- Escenario B: costos solar y eólico bajo y CSP<sup>30</sup> alto (mayor generación ERV en el norte que el caso A).
- Escenario C: costo eólico bajo (mayor generación ERV en el sur que el caso A).

Continúa expresando que, de los análisis de eficiencia, economía y seguridad, se concluyó que el sistema HVDC debía incluirse en el plan de expansión correspondiente, de acuerdo con las siguientes fechas óptimas de puesta en servicio, según escenario:

- Escenario A: año 2029.
- Escenario B: año 2027.
- Escenario C: año 2029.

Explica el Coordinador que, a partir de los resultados obtenidos, utilizó la metodología de Minimización del Máximo Arrepentimiento (MinMax Regret) para determinar la fecha óptima de puesta en servicio, que corresponde a la obtenida del Escenario B; es decir el año 2027, tal como lo muestra la siguiente matriz de arrepentimiento.

---

<sup>30</sup> CSP: Concentración Solar de Potencia.

### Matriz de Arrepentimiento [MMUS\$]

Año de Puesta en Servicio	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Máximo Arrepentimiento	Mínimo
2029	0.0	65.1	0.0	65.1	
2027	26.6	0.0	10.2	<b>26.6</b>	<b>X</b>
2029	0.0	65.1	0.0	65.1	

Informa también el organismo que el plazo asociado al Estudio de Franja fue estimado en dos años, período que puede extenderse a tres, considerando, por una parte, la magnitud y extensión de la Línea y, por otra, que se trata de un proyecto de una elevada complejidad técnica, con tecnologías que actualmente no existen en Chile y para el que las instituciones no se encontrarían preparadas hoy en día, con lo cual se podría agregar al menos un año adicional al desarrollo de dicha obra, sin considerar los posibles retrasos en la tramitación socio-ambiental una vez adjudicado el proyecto. Para ilustrar lo anterior, el Coordinador incluye el cuadro que se copia a continuación, que muestra los plazos del proceso de desarrollo de la obra de expansión propuesta y su adecuación, al incorporar el año adicional de estudio de franja:

#### Plazos y Fechas del desarrollo del proyecto HVDC

	Plazos	Fecha
Decreto de Expansión		mayo 2019
Proceso de licitación	1 año	abril 2020
Estudio de franja	2 años (3 años)	abril 2022 (abril 2023)
Construcción	6 años	abril 2028 (abril 2029)

Aclara el Coordinador que, considerando la metodología MinMax Regret empleada, se concluyó que la obra sólo es necesaria con la urgencia que emanaba del Escenario B, pero que dicha urgencia se vuelve aún mayor en caso de ampliarse en un año el plazo de desarrollo del proyecto, como ocurriría de considerar que se requiere un año más para el estudio de franja. Lo anterior lleva al Coordinador a concluir que un enlace HVDC de las características generales recomendadas, debería realizarse de forma urgente.

En relación con lo antes expresado, el Coordinador hace notar que la obra tendría una extensión de, aproximadamente, 1.500 kilómetros, y que la parte sur del trazado se interna en zonas de alta densidad urbana (llegada a la Región Metropolitana), de interés turístico y de desarrollo de otras industrias que utilizan el territorio, lo cual conllevaría diversos riesgos asociados a permisos constructivos, negociaciones de servidumbres con los propietarios de los terrenos, permisos ambientales y conflictos sociales, como los evidenciados en la ejecución de las últimas obras de los sistemas de transmisión que llegan a la Región Metropolitana.

En ese sentido, el Coordinador hace mención a los retrasos sufridos por los proyectos Nogales – Polpaico 2x220 kV (18 meses); Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV, circuitos 3 y 4 (27 meses); Punta de Cortés – Tuniche 2x220 kV (53 meses); Nueva Línea Rapel – Alto Melipilla – Lo Aguirre 1x220 kV (18 meses); y la nueva línea Polpaico – Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV, que a la fecha lleva un retraso de 3 meses.

Luego, el Coordinador aborda las aseveraciones de la discrepante, en cuanto a que la circunstancia de que la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2017 del Coordinador no contemplara la Línea en cuestión, daría cuenta de que la obra no sería evidentemente necesaria. Al respecto, hace notar que para recomendar obras de expansión se requiere de un tiempo de análisis de entre ocho y diez meses, y que el año en que se realizaron los estudios del Coordinador para la propuesta 2017 no se disponía de datos relevantes para la realización de análisis concluyentes. De esta forma, continúa, parte sustantiva de la información para estudiar la recomendación de una obra HVDC surgió entre finales de 2016 y el 2017.

A continuación, presenta un cuadro que ejemplifica lo anterior:

**Fechas de Información para el desarrollo del estudio.**

	<b>Fecha</b>	
Publicación Ley 20.936	Julio de 2016	Nuevos criterios de planificación de la transmisión.
Licitación de suministro a clientes regulados	Agosto de 2016	Importantes bajas en precio de tecnologías ERV que se adjudicaron bloques de energía. Precio promedio 47.6 USD/MWh (licitación anterior: 79.3 USD/MWh).
Publicación del plan de trabajo para el Estudio PELP	3 de febrero de 2017	Durante 2017 se dispuso de información para la construcción de escenarios de expansión de la oferta eléctrica.
Licitación de suministro a clientes regulados	2 de noviembre de 2017	Se mantiene tendencias a la baja en precios de tecnologías ERV que se adjudicaron bloques de energía. Precio promedio 32.5 USD/MWh.

De esta forma, concluye el Coordinador, la no inclusión de una obra HVDC en la recomendación de Expansión de la Transmisión del año 2017 no corresponde, de manera alguna, a falta de necesidad y urgencia del proyecto, sino que es resultado de la realización de análisis que no consideraron información relevante, de hace aproximadamente un año y medio.

Sostiene el Coordinador que la información con la que se contó con posterioridad a la recomendación del año 2017, en especial las bajas en los costos licitados y esperados de desarrollo de ERV, indica que la obra en cuestión *apalanca* el desarrollo de generación en la zona norte del SEN, con gran potencial de ERV, que a su vez promueve mayor competencia e impulsa a la baja los precios de mercado futuros, en línea con el criterio establecido en el artículo 87 literal b) de la LGSE.

Luego, el Coordinador se refiere a la diferencia de costos entre el valor de inversión indicado en el Informe Final (1.788 MMUSD) y el indicado en la Propuesta de Plan de Expansión de la Transmisión del Coordinador (1.305 MMUSD). Al respecto, indica que su propuesta, si bien considera en la evaluación la implementación de tecnología económicamente eficiente correspondiente a "convertoras LCC", a su vez concluye que es posible postergar la decisión sobre el tipo de tecnología, dado que en la medida que aumente la competencia, otro tipo de tecnología, tal como la VSC (emergente y actualmente más onerosa, pero más flexible) debiera tender a bajar sus precios en los próximos años.

Finalmente, señala que, dado que el proyecto resulta económicamente eficiente, se estaría cumpliendo con el criterio establecido en el literal b) del artículo 87 de la LGSE, en cuanto a propender al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los consumos a mínimo precio. En este sentido, recuerda que el valor final del costo de la obra corresponderá a aquel que resulte de la licitación del proyecto, el cual podría ser del orden de magnitud e incluso menor que el estimado por el Coordinador.

El Coordinador expresa, en consecuencia, que apoya la inclusión de la Línea HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2 en el Plan de Expansión y, por consiguiente, solicita el rechazo de la petición de Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM de no considerar dicho proyecto en el Informe.

### **3.2.5 Alternativas**

- Alternativa 1: Modificar el Informe Final, en el sentido de no considerar dentro de las obras nuevas la línea HVDC Lo Aguirre N° 2 – Kimal N° 2.
- Alternativa 2: Rechazar la petición de Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM.

### **3.2.6 Análisis**

Para resolver esta discrepancia se debe tener presente que la Línea HVDC es un proyecto relevante, tanto por el aporte que representa para el sistema, como porque tiene un valor que la posiciona como la obra de mayor costo incorporada al sistema mediante un plan de expansión. Por lo anterior, y atendido que esta obra será remunerada por todos los consumidores, su conveniencia técnico económica debe estar suficientemente sustentada, lo que en este caso no resulta evidente, a juicio del Panel. Adicionalmente, los datos disponibles

respecto a la posibilidad de postergar la línea en un año, entregados por la CNE y el Coordinador, evidencian que dicha postergación no sería perjudicial.

En primer lugar, el Panel se referirá a algunos de los argumentos formulados por las partes e interesadas para excluir la obra en análisis del Plan de Expansión, en particular, aquellos relativos a las diferencias entre el proyecto del Coordinador y el de la CNE.

Si bien la sola existencia de diferencias entre ambos proyectos no constituye por sí misma una razón para excluir del Plan de Expansión la obra discrepada, es un elemento de juicio relevante en el análisis, considerando que provienen de instituciones a las que la ley asigna funciones que, aunque distintas, son esenciales en el proceso de planificación de la transmisión.

Cabe tener presente la necesidad de contar con una buena estimación de los costos de un proyecto. En efecto, éstos constituyen uno de los principales insumos de la evaluación para determinar la conveniencia de incluir un proyecto en un plan de expansión y establecer su tamaño óptimo. Adicionalmente, se debe considerar que si bien el precio de referencia que resulta de la evaluación no es vinculante en el proceso de licitación posterior -en un contexto de un número limitado de oferentes-, éste sí entrega una señal a los eventuales proponentes. Lo anterior, sin perjuicio de la facultad de la CNE para establecer un valor máximo de carácter reservado (LGSE, art. 95).

En este marco, el hecho de que el costo del proyecto incluido por la CNE en el Informe Final sea un 37% superior (482 millones de dólares) al del proyecto propuesto por el Coordinador, es un antecedente relevante que no puede ser desatendido.

Según explica el Coordinador, la diferencia de costos antes mencionada provendría fundamentalmente del valor de la línea de transmisión y no del valor de las estaciones convertoras, lo que se muestra en el cuadro proporcionado por el Coordinador que se reproduce a continuación. Este mismo cuadro muestra que el costo que estimó de la línea para este ítem es menos de la mitad que el estimado por la CNE.

#### Comparación de Costos de Inversión

Componente proyecto	Costo inversión [MMUS\$]	
	CNE	Coordinador
Línea de transmisión HVDC	1123.5	524.3
Estaciones Conversoras	663.3	781.8
Enlaces 2x500 kV	1.1	-
Total	1787.9	1306.1

Asimismo, el Coordinador muestra que al desglosar el ítem "líneas" en sus componentes de servidumbres, y de estructuras, conductores y otros equipamientos, la mayor diferencia recae en el ítem que el Coordinador denomina "Línea de transmisión [MMUSD]" (estructuras, conductores y otros equipamientos), según aparece en el cuadro siguiente.

### Desglose Costos de Líneas

Desglose costos líneas HVDC	Proyecto CNE	Proyecto Coordinador
Servidumbres [MMUSD]	238.4	134.1
Línea de transmisión [MMUSD]	885.1	390.2
Costo total línea [MMUSD]	1123.5	524.3

Para el Coordinador, el costo de línea estimado por la CNE “sería elevado, ya que alcanzaría los costos asociados a un proyecto similar en corriente alterna, esto es, 0,6 millones de dólares por kilómetro”.

El Panel ha realizado su propia estimación, la que es más cercana al costo total estimado por la CNE, como se observa en la siguiente tabla. Sin perjuicio de ello, se puede constatar que la diferencia de la estimación del Panel respecto al valor de la CNE es significativa (casi US\$ 200 millones, que representan un 11% del costo total del proyecto estimado por la CNE).

### Comparación de Costos con Estimación del Panel

Ítem	Descripción <sup>31</sup>	CNE	Coordinador	Panel
		MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
1	Línea de Transmisión HVDC	1.123,5	524,3	896,4
2	Estaciones Conversoras	663,3	781,8	641,8
3	Enlaces 500 kV	1,1		52,6
Total		1.787,9	1.306,1	1.590,8

A juicio del Panel, más allá de la circunstancia de que los proyectos de la CNE y del Coordinador no sean necesariamente comparables, tal como este último señala expresamente<sup>32</sup>, la gran diferencia entre los costos estimados por dichos organismos, y entre éstos y la propia estimación del Panel, muestra, por sí sola, la necesidad de estudiar con mayor detalle la Línea HVDC.

Por otro lado, en el marco de las modelaciones realizadas que determinan la ubicación y características de la línea requerida, se constata que las potencias instaladas en MW al final del horizonte de planificación para los escenarios previstos por la CNE y el Coordinador son muy distintas. Lo anterior se muestra en la siguiente tabla presentada por el Coordinador.

<sup>31</sup> La estimación del Panel considera, en el ítem de estaciones conversoras, condensadores sincrónicos e instalaciones retorno por tierra. Asimismo, en enlaces, incluye líneas de transmisión 2x500 kV (conexiones Lo Aguire y Kimal).

<sup>32</sup> Señala el Coordinador en documento de respuesta a consultas efectuadas por el Panel, de fecha 17 de julio de 2018, que: “Se debe destacar que, en el Informe Técnico Final de la Comisión, no están explícitas las características técnicas del proyecto valorizado, ...”; indicando más adelante que: “Dado que no existe información detallada del proyecto considerado, sólo se puede presumir respecto de las características del proyecto evaluado”.

**Potencia Instalada Adicional al Final de Horizonte: Coordinador-CNE**

Tecnología	Coordinador			CNE		
	Esc A	Esc B	Esc C	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Fotovoltaico	10100	15850	10050	4950	4926	4837
CSP	1280		1110	0	2720	3045
Eólico	100	100	1700	110	4160	3808
GNL	0	1150		0	0	0
Hidro Pasada	265	131	265	0	304	193
<b>TOTAL</b>	<b>11745</b>	<b>17231</b>	<b>13125</b>	<b>5060</b>	<b>12110</b>	<b>11883</b>

Al comparar el promedio de los tres escenarios considerados por cada institución, se observa que la CNE proyecta al final del período de análisis una capacidad 31% menor respecto del promedio de los escenarios del Coordinador; con relación a la tecnología fotovoltaica, un 59% menos; y, en la tecnología eólica, en cambio, la capacidad que proyecta la CNE es de más de cuatro veces de la proyectada por el Coordinador. Las diferencias entre las proyecciones de inversión de la CNE y del Coordinador se explican porque ambos emplearon distintos supuestos y criterios. En primer lugar, el Coordinador consideró una única proyección de demanda con una trayectoria entre la demanda base y alta de la PELP. Además, el Coordinador señala que usó aquellos escenarios que generaban la mayor exigencia sobre la red de transmisión.

Como antecedente adicional, se puede observar que el estudio de Moray PSR<sup>33</sup>, preparado para la Asociación de Generadoras de Chile A.G., muestra que las fuentes de energía variable (fotovoltaica y eólica) alcanzan “una capacidad instalada conjunta que fluctuaría entre los 8,800 MW y 16,000 MW a 2030” (dependiendo de los escenarios considerados), valores que se comparan con un rango que va de 10.200 MW a 15.950 MW para el Coordinador y de 5.060 MW a 9.086 para la CNE (se debe tener presente que los valores del referido estudio se sitúan en el 2030, en tanto que los horizontes de los estudios de la CNE y del Coordinador son más extensos). Cabe destacar que, para la capacidad proyectada en energía solar, el citado estudio considera escenarios que van desde 6.811 MW a 11.316 MW.

Respecto de las potencias instaladas estimadas, es importante relevar que ellas inciden fuertemente en la necesidad, diseño, extensión y localización de la Línea HVDC, por lo cual la dispersión en los valores considerados en este ámbito es una evidencia que también avala la necesidad de mayores estudios.

Además de las diferencias en el costo de la Línea y en la capacidad instalada estimada para las energías solar y eólica, según la información tenida a la vista por el Panel, no hay plena

<sup>33</sup> “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes” de marzo de 2018. Documento acompañado por Acenor y el Consejo Minero.

certeza de que se hayan considerado en el Informe Final todas las ubicaciones relevantes para potenciales proyectos de energía solar fotovoltaica, en particular en la tercera región. Sobre este aspecto, a modo de ejemplo, se puede verificar que, en el estudio de Moray PSR, se considera una proporción distinta de energía solar en la tercera región (y otras regiones hacia el sur del país)<sup>34</sup>, que la contenida, tanto en el Informe Final como en el Preliminar de la PELP. Lo señalado se muestra en las siguientes tablas<sup>35</sup>.

		Moray PSR	Capacidad Instalada Incorporada (MW) Según Escenarios y Región - Informe Final PELP				
Región	Nombre Región	Potencial MW	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
XV	Arica y Parinacota	275	-	-	-	-	-
I	Tarapacá	3.115	2.733	2.733	2.733	2.733	2.733
II	Antofagasta	2.275	2.916	7.435	2.462	270	7.423
III	Atacama	6.225	2.212	3.228	3.653	2.212	3.308
IV	Coquimbo	3.450	-	-	-	-	-
V	Valparaíso	900	-	-	-	-	-
RM	Metropolitana	2.100	-	-	-	-	-
VI	Libertador Bdo. O'Higgins	875	-	-	-	-	-
VIII	Bio Bio	150	-	-	-	-	-
Total País		19.365	7.861	13.397	8.848	5.215	13.463

<sup>34</sup> Los valores del estudio Moray PSR mostrados en la tabla no incluyen las plantas que fueron adjudicadas en los procesos de licitación para suministro de energía y potencia de clientes sometidos a regulación de precios 2015/1 y 2015/2.

<sup>35</sup> En el caso del estudio Moray PSR, los valores corresponden a capacidades potenciales, en tanto los valores de la PELP corresponden a la capacidad incorporada en el horizonte correspondiente.



		Moray PSR	Capacidad Instalada Incorporada (MW) Según Escenarios y Región - Informe Preliminar PELP				
Región	Nombre Región	Potencial MW	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
XV	Arica y Parinacota	275	-	-	-	-	-
I	Tarapacá	3.115	2.738	2.738	2.738	2.738	2.738
II	Antofagasta	2.275	8.043	6.838	2.295	875	6.603
III	Atacama	6.225	-	3.108	5.860	5.421	3.310
IV	Coquimbo	3.450	-	-	-	-	-
V	Valparaíso	900	-	-	-	-	-
RM	Metropolitana	2.100	-	-	-	-	-
VI	Libertador Bdo. O'Higgins	875	-	-	-	-	-
VIII	Bio Bio	150	-	-	-	-	-
Total País		19.365	10.781	12.684	10.893	9.034	12.651

A juicio del Panel, la localización del punto norte de la Línea HVDC en la segunda región podría verse modificada en caso de que se estime adecuado recalcular el potencial de generación con energía solar en la tercera región. Lo señalado es particularmente relevante si es que, al evaluar el diseño de la línea, se minimiza el costo total de operación del sistema, incluyendo los costos de inversión adicionales requeridos en instalaciones de transmisión. Por otro lado, en ese mismo análisis se podría considerar un proyecto que contemplara un enlace HVDC multiterminal.

Además de lo ya indicado, también existen visiones diferentes entre el Coordinador y la CNE, respecto de los plazos involucrados en la ejecución del proyecto y de la posibilidad y conveniencia de separarlo en dos etapas.

En relación con los eventuales costos de postergar la línea en un año, a partir de los datos entregados a este Panel por la CNE y el Coordinador, es posible concluir que el retraso no tiene costos e incluso genera beneficios, dada la información disponible. En efecto, según las dos tablas que se presentan a continuación para los tres escenarios considerados (entregadas al Panel por la CNE), postergar en un año la Línea HVDC tiene beneficios netos positivos.

### Evaluación económica sin retraso del sistema HVDC

Valor presente en millones de U\$\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24,299	26,059	25,843
Costo Operacional Con Proyecto	23,690	24,079	23,860
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	25,070	25,459	25,240
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	24,934	25,323	25,105
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	24,803	25,191	24,973
Beneficios (Base-Proyecto) Tasa 7%	-771	600	602
Beneficios (Base-Proyecto) Tasa 6%	-635	736	738
Beneficio (Base-Proyecto) 5%	-504	868	870

### Evaluación con retraso de 1 año del sistema HVDC

Valor presente en millones de U\$\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24,299	26,059	25,843
Costo Operacional Con Proyecto	23,680	24,056	23,834
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	25,133	25,510	25,288
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	24,990	25,366	25,145
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	24,851	25,228	25,006
Beneficios (Base-Proyecto) Tasa 7%	-834	549	555
Beneficios (Base-Proyecto) Tasa 6%	-691	692	698
Beneficio (Base-Proyecto) 5%	-552	831	837

De la revisión de los escenarios 2 y 3 se aprecia que postergar en un año el proyecto genera un beneficio neto promedio de US\$ 49 millones, al usar una tasa de descuento del 7%. Por su parte, en el escenario en que el beneficio neto es negativo, el atraso de un año tiene como resultado disminuir dicha pérdida en US\$ 63 millones (siempre usando una tasa de 7%).

La CNE argumenta en su escrito que, no obstante que la ganancia representa cerca del 3% de la inversión asociada a la Línea HVDC, este beneficio sería despreciable respecto de los perjuicios de tener un sistema desacoplado en costos marginales en el futuro durante las horas de generación de las unidades ERNC.

El Panel estima que los "costos operacionales" con y sin proyecto empleados en el análisis de la CNE (e incluidos en las referidas tablas) para determinar los beneficios netos de retrasar en un año el proyecto, por definición incorporan los costos de operación derivados de desacoples y el eventual vertimiento ERNC que éstos impliquen. De hecho, la estimación de costos operacionales para efectos de evaluar la conveniencia de incorporar un determinado

proyecto o definir su momento óptimo de entrada en operación, supone sumar, entre otros elementos, los costos de combustibles o de insumos de generación en cada momento del tiempo, para cada situación de operación del sistema que se verifique. En dicho contexto, un desacople es una restricción que, en la práctica, encarecerá la operación del sistema en el marco de la satisfacción de la demanda, lo cual queda reflejado en los costos operacionales empleados para evaluar, en el caso en análisis, el atraso de un año en la puesta en operación de la Línea HVDC. Por esta razón, el Panel no comparte el argumento de la Comisión de que se anularían los beneficios.

Además de lo indicado, el beneficio neto (para los escenarios 2 y 3, y una tasa de descuento del 7%) del atraso de un año del proyecto es de 9% del beneficio total del proyecto original. A juicio del Panel, esta cifra entrega una señal de que, al menos, no es posible afirmar con los antecedentes disponibles que atrasar un año el proyecto sea perjudicial para el sistema. A ello se suma la circunstancia de que en todos los escenarios y tasas de descuento empleadas resulta beneficioso atrasar un año la línea, lo que refuerza la anterior conclusión.

El Panel tampoco concuerda con lo afirmado por la CNE en cuanto a que tener un sistema desacoplado durante las horas de generación de las unidades ERNC, estaría en contradicción con lo establecido por la LGSE en el sentido de promover la competencia. A juicio del Panel, los fenómenos de competencia se deben analizar en horizontes de mediano y largo plazo, que los inversionistas consideran al tomar sus decisiones, y no de un año específico. En otras palabras, aunque los efectos positivos de la línea para promover la oferta y generar competencia sean evidentes, desde una mirada largo plazo, posponerla por un año no tendría un efecto mayor.

También en el marco de la discusión de un eventual atraso de la Línea, cabe destacar que el Coordinador muestra que para dos de los tres escenarios que este organismo empleó para evaluar una línea similar a la propuesta por la CNE, el beneficio neto del proyecto es mayor cuando éste se posterga hasta el año 2029, y en un solo caso aparece como conveniente su puesta en servicio el año 2027. Ello evidencia que si el Coordinador hubiese empleado la misma lógica de decisión que utilizó la CNE (según lo establecido en la RE 711), determinando que el proyecto debe ejecutarse cuando en más de un 50% de los casos considerados resultase conveniente, el año propuesto por dicho organismo habría sido el más alejado en el contexto de su propio análisis, es decir, el año 2029. La razón por la cual el Coordinador propone el año 2027 como el óptimo, se debe a que este organismo utilizó un criterio distinto, de minimización del máximo arrepentimiento<sup>36</sup>.

Según lo presentado, a juicio del Panel no existen argumentos que permitan afirmar que atrasar en un año la Línea HVDC reduzca sus beneficios sociales. Más aún, los datos disponibles, aunque incluyen la incertidumbre propia de los ejercicios de carácter prospectivo, muestran lo contrario.

---

<sup>36</sup> Lo señalado, sin perjuicio de que la CNE propone la entrada en operación de la línea para el año 2030, un año después del plazo más extenso del Coordinador (2029).

En resumen, el Panel estima que existen diversas razones que aconsejan postergar la incorporación de este proyecto a un plan de obras en transmisión. En efecto: (i) existen propuestas alternativas respecto de esta Línea, que difieren en costos, su concepción, plazos de construcción, fechas de puesta en servicio y se basan en distintos supuestos de desarrollo de centrales (en cantidad, localización y tecnologías); (ii) las evaluaciones realizadas por la CNE concluyen, en todos los escenarios, que la postergación de la línea tiene efectos positivos, que, si bien no son de una gran magnitud, dan cuenta de una indiferencia de tomar la decisión de construir esta Línea ahora o postergarla en un año; y (iii) el proyecto objeto de esta discrepancia concentra en una sola obra el mayor monto de inversión a la fecha en un plan de expansión.

En virtud de todo lo expuesto, el Panel acogerá la discrepancia presentada por Collahuasi.

### **3.2.7 Dictamen**

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Modificar el Informe Final, en el sentido de no considerar dentro de las obras nuevas la línea HVDC Lo Aguirre N° 2 – Kimal N° 2.

### **3.2.8 Prevención del integrante señor Juan Clavería A.**

El integrante que suscribe esta prevención está de acuerdo con el dictamen, por las siguientes razones:

- El proyecto discrepado es tan relevante para el país que amerita un acabado estudio de tecnología de estaciones convertoras, ubicación de punto de inicio de la conexión, trazado, y valorización del proyecto, para su adecuada evaluación, aspectos que no han sido evidenciados. En efecto, dependiendo de la tecnología de estaciones convertoras a considerar en la evaluación, se podrá facilitar la implementación de un proyecto HVDC multipunto o punto a punto y con ello la o las regiones de captación de energías renovables. En el caso multipunto, por ejemplo, una locación de inicio a considerar para la instalación de la estación convertora podría ubicarse, tal cual lo consideró la CNE, en los alrededores de Calama, propiciando en mayor medida la instalación de tecnologías de concentración solar y fotovoltaica, y otro punto entre Taltal y Copiapó, más enfocado probablemente a tecnologías solares fotovoltaicas. Esta posibilidad no podrá ser evaluada en el caso de una conexión punto a punto, donde se deberá decidir para ubicar la estación convertora de recogida de energías renovables, entre alguna de las locaciones antes señaladas, o una intermedia a estas. Además, se deberá tener presente en la evaluación del proyecto que la ubicación de la o las estaciones convertoras de inicio de la conexión HVDC, fomentará la instalación de proyectos de tecnologías renovables en sus cercanías.

- Sin perjuicio que el decreto de planificación energética no se había emitido, no se ha evidenciado que los escenarios considerados por la CNE, en el Informe Final, efectivamente

hayan considerado los escenarios utilizados en la planificación energética de largo plazo, o al menos los del Informe Preliminar. En efecto, el art. 83 de la LGSE establece el marco general de modelación sobre el cual se debe desarrollar el proceso de planificación energética de largo plazo, para distintos escenarios de expansión de la generación y consumo. Este proceso de planificación energética culmina con la emisión de un decreto, cada cinco años, conforme lo estipula el art. 86 del mismo cuerpo legal.

Por su parte, la planificación de la transmisión debe ser realizada anualmente por la Comisión conforme lo dispone el art. 87 de la LGSE y considera, según lo indica el mismo artículo, al menos un horizonte de veinte años, abarcando las obras de expansión que deberán introducirse al sistema de transmisión nacional, polos de desarrollo, zonal y dedicadas, que sean necesarias para entregar suministro. En este proceso se debe considerar la Planificación Energética de Largo Plazo desarrollada por el Ministerio de Energía y los mismos objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la legislación para el sistema eléctrico.

El propósito de la planificación de transmisión es precisamente modelar el sistema con un mayor detalle, con el objeto de definir las expansiones de transmisión necesarias para la entrega del suministro, su crecimiento y la viabilidad de las expansiones de generación consideradas en la Planificación Energética de Largo Plazo, definiendo además holguras y redundancias en transmisión, necesarias para la consecución de los objetivos señalados. Al respecto, el marco general de esta planificación de transmisión no puede entenderse dissociado de los objetivos establecidos en la Planificación Energética de Largo Plazo y debe confinarse precisamente a viabilizar los objetivos y planes señalados, realizando un análisis con mayor acuciosidad, con el objeto de definir necesidades de expansión en líneas y SS/EE. Por lo demás, en caso de que existan cambios relevantes en tecnologías de generación, demanda de energía, precios de equipamientos, combustibles, etc., que hicieran obsoleta o no aplicable la modelación, establecida en la Planificación Energética de Largo Plazo, en todos o alguno de los escenarios considerados, el mismo cuerpo legal señala que se podrá desarrollar un nuevo proceso antes del vencimiento del plazo de 5 años.

Sin embargo, lo señalado precedentemente no obliga al uso única y exclusivamente de los escenarios considerados en el decreto de Planificación Energética. En efecto, la PELP entrega el marco global de escenarios a considerar y la Comisión, si así lo determina necesario, para la correcta consecución del objetivo de planificación de transmisión –definir expansiones en líneas y SS/EE- podrá situar o definir escenarios o modelaciones adicionales con el objeto estimar, de una manera más precisa y fundada, las expansiones de las líneas y SS/EE requeridas por el sistema eléctrico para la consecución de los objetivos antes señalados.

### **3.3 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL**

Espejo de Tarapacá ha presentado tres discrepancias en relación con la obra denominada Nueva Subestación Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y Enlaces al Sistema de Transmisión Nacional, (S/E Don Andrés) que no fuera incluida en el Plan de

Expansión. Dichas discrepancias dicen relación con la reincorporación de la obra al Plan de Expansión, la incorporación en el Informe Final de determinados efectos económicos relacionados con la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, y la inclusión, en el mismo informe, de ciertas precisiones técnicas descriptivas respecto de la obra. Cada una de estas discrepancias se tratará separadamente.

En forma previa a la presentación de cada una de sus discrepancias, EdT se refiere a la introducción a través de la Ley de Transmisión de la categoría de sistemas de almacenamiento en la LGSE, dando cuenta detalladamente tanto de la tramitación de dicha Ley de Transmisión como de la conformación de diversas mesas de trabajo convocadas por la CNE, para trabajar en el proyecto de reglamento de coordinación y operación del SEN.

Señala que, en definitiva, el Ministerio de Energía dictó el Reglamento de Coordinación el 19 de diciembre de 2017, lo que habría sido el resultado del minucioso trabajo desarrollado a través de dichas mesas y las observaciones recibidas durante el proceso de consulta pública.

Agrega que dicho Reglamento fue ingresado a toma de razón a la CGR el pasado 25 de enero de 2018, y su tenor mantiene el sentido y alcance de las disposiciones que posibilitan (i) que un Sistema de Almacenamiento sea incorporado como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión, en el marco de la Planificación de la Transmisión regulada por el artículo 87 de la LGSE; y (ii) que en esa calidad sea operado de manera centralizada por el Coordinador.

Para la discrepante, en la incorporación de los sistemas de almacenamiento al SEN habría habido un nivel de análisis acabado y minucioso, que tomó prácticamente un año, y ha involucrado no sólo a todo el sector eléctrico, sino que a empresas de la industria minera y también a clientes libres y personas naturales interesadas en participar.

Agrega que para el proceso de Planificación de la Transmisión correspondiente al año 2017, la CNE dictó la RE 384, la que estableció los criterios y la metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión, la que a su juicio, mantenía en esencia una lógica y objetivos similares a los vigentes antes de la entrada en vigor del mandato contenido en el artículo 87 de la LGSE y sus nuevos criterios de planificación.

Luego se refiere a los diversos seminarios y talleres de trabajo desarrolladas durante 2017, organizados por la CNE para evaluar una propuesta metodológica que le permitiese desarrollar la Planificación de la Transmisión conforme a los nuevos criterios de planificación que estableció la Nueva Ley de Transmisión, y que en este marco la CNE encargó un estudio al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Colorado, que culminó con la publicación del Informe Final titulado "Recopilación de Experiencia para la Identificación de Metodologías de Expansión de Líneas de Transmisión, en el Marco del Proyecto de Ley de Transmisión" ("Informe de la U. de Colorado"), de 21 de noviembre de 2017.

Añade EdT que el Informe de la Universidad de Colorado constituyó, entre otros, uno de los antecedentes fundantes para que la CNE decidiera dejar sin efecto la RE 384, para reemplazarla por una nueva metodología aplicable, con carácter permanente, al proceso de planificación anual de la transmisión, la cual fue aprobada por la CNE a través de la RE 711.

Para la discrepante, en la RE 711 se puede observar una implementación cabal de los nuevos criterios de Planificación de la Transmisión previstos por el artículo 87 de la LGSE. Asimismo, hace presente que la naturaleza y alcance de las modificaciones que introdujo la Nueva Ley de Transmisión se ajustan a las dinámicas de mercado y regulatorias observadas en la generalidad de los países de la OCDE.

Asimismo, explica cómo, en su opinión, el Plan de Expansión debe ajustarse a los criterios incorporados en la LGSE y la RE 711, y cómo las modificaciones introducidas con la Ley de Transmisión se ajustan a las dinámicas de mercado regulatorias observadas en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

A continuación, EdT pasa a presentar las tres materias en discrepancia.

### **3.3.1 Reincorporación de la S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional**

#### **3.3.1.1 Presentación de Espejo de Tarapacá**

EdT inicia la presentación de la discrepancia describiendo las características que tiene la obra cuya reincorporación solicita. Señala que se trata de una nueva S/E y líneas de transmisión que permitan entregar el atributo funcionalidad de almacenamiento, cuyos retiros, almacenamiento e inyección al SEN responderían a la operación del Coordinador, al encontrarse incorporada la S/E al servicio público de transmisión nacional.

Señala la discrepante que la S/E Don Andrés fue decretada en el ITP, transcribiendo los párrafos pertinentes, y que en éste se señalaba que se evaluaron proyectos de expansión que otorgaran al SEN el atributo de almacenamiento de energía conectada en una o más subestaciones. Específicamente, continúa, en el ITP se señala que, en la evaluación técnico-económica, se consideraron los múltiples beneficios sistémicos de estos proyectos, tales como su aporte a la suficiencia del sistema y sus beneficios de costos operacionales y falla.

Agrega que el ITP establece que, tratándose de la cuantificación de la potencia de suficiencia en el horizonte de evaluación, se tuvieron en cuenta los siguientes antecedentes:

- (i) Las inyecciones y retiros esperados de potencia del sistema de almacenamiento de energía, como resultado de la modelación del proceso de planificación;
- (ii) Una estimación del factor de disponibilidad del sistema de almacenamiento de energía, considerando el perfil de operación esperado del mismo en sus modos de inyección y retiro, en los distintos bloques modelados, y considerando simplificaciones en lo referente a sus niveles de carga instantáneos;
- (iii) La estimación de la potencia inicial del sistema de almacenamiento de energía, y de su potencia de suficiencia preliminar;
- (iv) La estimación de la potencia inicial y la potencia de suficiencia preliminar de las restantes instalaciones del sistema que aportan a la suficiencia, utilizando la

información existente, y considerando las distintas tecnologías disponibles, a fin de realizar los ajustes de potencia de suficiencia definitiva que indica la normativa vigente;

- (v) La estimación del factor de mantenimiento, factor de consumos propios e indisponibilidad de todas las instalaciones del sistema que aportan a la suficiencia, evaluando las distintas tecnologías disponibles;
- (vi) La previsión de demanda eléctrica del sistema, esto es, la proyección de demanda de clientes libres y clientes regulados; y
- (vii) La estimación de potencia de suficiencia definitiva, tanto de los sistemas de almacenamiento como de todas las instalaciones del sistema.

De este modo, afirma, dando estricta aplicación a la metodología contemplada RE 711, y considerando los supuestos y antecedentes antes señalados, la CNE realizó la cuantificación de la potencia de suficiencia definitiva y su valorización a precio de nudo de potencia de punta para todos los años del horizonte de evaluación del proyecto.

Agrega que, en su Numeral 7, el ITP describió las diferentes evaluaciones técnicas y económicas de las obras propuestas como parte del Plan de Expansión. Y que tratándose de la Nueva S/E Don Andrés, su Numeral 7.1.5 expuso que dicha obra tenía por objetivo otorgar el atributo de almacenamiento de energía al SEN, lo cual permitiría utilizar de manera más eficiente los recursos energéticos de país.

Señala que las S/E identificadas en ITP como puntos para realizar la conexión de una S/E con atributo de almacenamiento, correspondía a los puntos donde se preveía una elevada magnitud de inyección de energías renovables intermitentes. Además, que los análisis estocásticos para dos posibles configuraciones de la obra nueva (3x100 y 1x300 MW), también fue presentado en el ITP.

Indica que, para todos los escenarios considerados en la Planificación de la Transmisión, que proceden de la PELP (A, B y E), el VAN es positivo.

Agrega que el cálculo realizado por la CNE en el ITP contempla un reconocimiento y cuantificación de la potencia de suficiencia, lo cual se ajusta estrictamente a lo dispuesto por la norma prevista por el inciso final del artículo 21 de la RE 711, cuando señala que, entre los beneficios sistémicos que debía considerar la evaluación técnico-económica de la CNE figura, entre otros, el aporte a la suficiencia de potencia del SEN.

Indica que el beneficio sistémico, que representa la obra nueva, apuntaría a desplazar la necesidad de instalar nueva capacidad de centrales que abastezcan la potencia de punta del SEN (ahorro de costos de inversión).

En este sentido, continúa, cuando el ITP hace referencia a la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad, existe una impropiedad conceptual, en el sentido que se pretendió hacer referencia a que, según lo dispuesto por el artículo 21 de la



RE 711, tratándose de una infraestructura que incorpora atributo de almacenamiento, corresponde considerar su aporte a la suficiencia de potencia del SEN.

Señala que, tratándose de una obra nueva del sistema de transmisión nacional, no cabe participación alguna en la venta de potencia, como sí ocurre tratándose de las empresas generadoras.

Concluye indicando que un sistema de almacenamiento que provee el atributo de almacenamiento como parte de la expansión de la transmisión no debiera participar de los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociadas a su operación como infraestructura del sistema de transmisión nacional.

A continuación, la discrepante se refiere a las observaciones que formuló al ITP y a la dictación del Informe Final.

Señala que, dada la coincidencia de su planteamiento con el diagnóstico y las necesidades identificadas en el ITP, que concluyó incluyendo la S/E Don Andrés como parte del Plan de Expansión de la Transmisión, las observaciones formuladas a dicho Informe Preliminar se circunscribieron específicamente a solicitar precisiones en la descripción técnica de esa obra nueva.

Al respecto, en las respuestas a las observaciones al ITP la CNE señaló:

**“(…) Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo,** tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.

Conforme lo anterior, **esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de**

**Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017 (...)" (énfasis de la discrepante).**

Atendido lo anterior, solicita que se reincorpore la Nueva S/E Don Andrés en el Plan de Expansión, junto con acogerse también las cuatro observaciones formuladas oportunamente respecto de dicha obra nueva y que asumían la mantención de esta última en el Informe Final.

A continuación, EdT pasa a señalar tres líneas de argumentación que respaldarían su posición, las que se resumen a continuación.

En primer lugar, sostiene que la S/E Don Andrés se ajustaría a la normativa legal y reglamentaria que introdujo la Ley de Transmisión en materia de planificación de la transmisión, por ser un tipo de infraestructura que otorga al SEN nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, tal cual lo exige el artículo 21 de la RE 711. Indica que la obra propuesta posibilita cumplir con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87 de la LGSE, y con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en ese mismo artículo.

En segundo lugar, señala que, de posponerse la S/E Don Andrés para un siguiente plan de expansión, los beneficios positivos (VAN) de dicha Obra Nueva no se mantienen en las condiciones y niveles determinados en el ITP, sino que disminuirían significativamente como resultado de la reducción del plazo constructivo en su configuración 1x300 MW.

Indica que la decisión de la CNE de reducir el plazo constructivo de la obra nueva (en su configuración 1x300 MW), de cinco a cuatro años, genera como consecuencia que la entrada en operación de dicha obra termine verificándose el año 2026, pues un entrante con la tecnología de un sistema de almacenamiento por bombeo, tecnología que representa el 95% de la capacidad mundial instalada en activos de sistemas de almacenamiento, necesariamente enfrentará un tiempo de desarrollo y constructivo de, como mínimo, cinco años, de conformidad con una serie de consideraciones que expone en su presentación.

En tercer lugar, afirma que sostener que se requiera un mayor nivel de análisis de todo el sector respecto a los sistemas de almacenamiento, como señala la CNE, no es una razón jurídicamente válida, ni empíricamente correcta, para suprimir la S/E Don Andrés del Plan de Expansión. Ello de conformidad con los siguientes argumentos.

Como primer argumento señala que la S/E Don Andrés fue evaluada económicamente según lo previsto en la RE 711, particularmente a la luz de su artículo 21. Y que si la CNE desea evaluar alguna modificación a dicho cuerpo normativo, de naturaleza reglamentaria, puede hacerlo válidamente, pero con efectos hacia el futuro, pero en ningún caso afectando retroactivamente la evaluación económica de una obra nueva que cumplió los requisitos regulados en cada una de las etapas de dicha RE 711.

Como segundo argumento indica que, con ocasión de la implementación de la Ley de Transmisión, y particularmente de los nuevos criterios de planificación de la transmisión, ha

habido un largo análisis y debate sectorial, cuyas instancias pormenoriza. Por lo anterior, concluye que el análisis ha sido suficientemente detallado y enriquecedor, entendiendo que no puede mantenerse en el tiempo de modo indefinido, menos aún si en esas mesas o debates existirán, natural y legítimamente, intereses y visiones contrapuestas.

Como tercera línea de argumentación señala que la Ley de Transmisión vino a reconocer legalmente la categoría de sistema de almacenamiento, habiendo transcurrido desde ello prácticamente un año y medio. Y que se debe tener presente que, en el pasado, con ocasión de la evaluación de obras candidatas para la expansión del entonces sistema de transmisión troncal (STT), fueron evaluados equipos de compensación estática de reactivos y los denominados equipos FACTS, incorporándose varios de ellos como parte de las alternativas de expansión del STT validadas por la CNE.

En línea con lo anterior, argumenta como ejemplo que el Panel, en Dictamen N°1-2009, consideró que tanto el equipo de compensación estática de reactivos (CER) como el esquema de desconexión estática de carga (EDACxCE) eran alternativas válidas para evaluarlas como proyectos candidatos para expandir el STT y que estimó que el EDACxCE resultaba más eficiente que la instalación de un CER en la S/E Diego de Almagro frente a la desconexión intempestiva de una unidad de la Central Guacolda o un circuito de la Línea Maitencillo-Cardones 3x220 kV. Señala, asimismo, que este precedente permitiría observar que equipos como un CER o un banco de condensadores, que no son ni una línea de transmisión ni un transformador, ni tampoco una S/E, se han evaluado como activos de red idóneos para expandir el sistema de transmisión, en cuanto dichos activos cumplen funcionalmente con el servicio de transmisión de energía eléctrica, observando determinados niveles de seguridad de servicio.

Sostiene que, de una forma equivalente, un sistema de almacenamiento debe cumplir exactamente con la misma función de transportar la energía, de un momento a otro, sirviendo igualmente a las finalidades que establece el artículo 225 letra ad) de la LGSE, esto es: contribuyendo con la seguridad, suficiencia y eficiencia económica del SEN, dada su naturaleza prestadora de múltiples servicios.

EdT, en consecuencia, solicita al Panel que acoja su discrepancia, y disponga que debe reincorporarse en el Plan de Expansión la S/E Don Andrés con las precisiones descriptivas, de carácter técnico que oportunamente hizo presente EdT a la CNE.

Con posterioridad a la presentación de su discrepancia EdT acompañó diversos informes<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> Los documentos acompañados por EdT son los siguientes: a) Informe en Derecho titulado "Carácter funcional del servicio público eléctrico regulado en el artículo 7º de la Ley General de Servicios Eléctricos de Chile y su aplicación mediante la potestad normativa de la Administración en Chile a la luz del derecho español y comunitario europeo", de Luciano Parejo Alfonso, Teresa Parejo Navajas y Matías Guiloff Titiun; b) Informe en Derecho titulado "Opinión jurídica sobre la incorporación de la nueva subestación Don Andrés en el Sistema de Transmisión Nacional", de Enrique Rajevec Mosler; c) Informe técnico-económico titulado: "Algunas consideraciones metodológicas y económicas respecto a la exclusión de proyectos en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión", de Claudio Agostini González;

En presentación complementaria incorpora los siguientes nuevos argumentos.

En primer lugar, se refiere al plazo constructivo indicando que cuatro años es irreal pues, dada la magnitud y características de la obra nueva en su configuración (a) -cualquiera sea la tecnología de almacenamiento que se utilice- el plazo constructivo debe ser como mínimo de cinco años. Agrega que, según se expuso en la audiencia pública, el cronograma planteado por la CNE no considera un proceso de participación anticipada, contraviniendo explícitamente la guía de estándares emanada el Ministerio de Energía, ni tampoco un periodo para contingencias ni para un proceso de financiamiento.

Adicionalmente, señala que la conclusión de la CNE sobre la mantención de los beneficios positivos o VAN de esta obra nueva, en caso de incluirse en el siguiente Plan de Expansión, es metodológicamente errada, pues la CNE cuenta el primer año de ese plazo constructivo reducido a partir de  $t_1$  (año 2021), comisionándose la obra el año  $t_5$  (año 2025); mismo año de "comisionamiento" que la CNE consideró para el caso en que el plazo constructivo fuese de cinco años, pero iniciado en  $t_0$  (año 2020). Señala EdT que, si sobre esta base se efectúa la comparación del VAN, el resultado será similar.

Sin embargo, continúa, citando el informe de Claudio Agostini, si el efecto que se quiere medir es el derivado de la reducción del plazo constructivo, entonces lo correcto para comparar el efecto en VAN consiste en suponer que el proyecto, bajo un plazo constructivo de cuatro años, se inicia en el mismo en el tiempo que el proyecto bajo un plazo de cinco años. En este caso concreto, sostiene, significa considerar que en ambos escenarios el proyecto se inicia el año 2020. Pero, indica, la CNE habría incurrido en el error de tomar el escenario de plazo de cinco años con inicio el año 2020, y contrastarlo con el escenario de plazo de cuatro años con inicio el año 2021.

En segundo lugar, señala que no corresponde forzar una definición regulatoria del Panel sobre si los sistemas de almacenamiento son o no un nuevo segmento a la luz de la LGSE. Y lo que sí correspondería es que el Panel se pronuncie rechazando las objeciones de legalidad formuladas por los opositores a las discrepancias de EdT.

En tercer lugar, indica que el nuevo paradigma en la planificación de la transmisión introducido por la Ley de Transmisión establece un derecho-deber para la CNE de utilizar todas las herramientas que le otorga la LGSE, debiendo disponer de los activos de infraestructura eléctrica que le posibiliten dar cumplimiento a los objetivos multidimensionales del artículo 87 (competencia, seguridad, diversificación de la matriz eléctrica y eficiencia económica).

A continuación, argumenta respecto a que la inclusión de la S/E Don Andrés no configura ninguna barrera a la entrada para las diversas opciones tecnológicas de almacenamiento existentes en el mercado, ni tampoco representa ninguna "ayuda indebida" ni "subsidio cruzado".

---

d) Documento titulado "Informe sobre plazos de tramitación de gestión ambiental y territorial de proyectos de almacenamiento de 300 MW", de Sergio García y Daniel Ugalde de +MG Consultores.

Luego EdT argumenta respecto de ciertos errores conceptuales en que habrían incurrido Colbún, PMG AG y Engie Energía Chile en sus presentaciones en contra de su planteamiento.

EdT solicita al Panel de Expertos:

“que, como consecuencia de acoger la presente discrepancia, se disponga que debe reincorporarse en el IT Final de la CNE que contenga el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, a continuación de la obra nueva descrita en su Numeral 3.2.8, la siguiente Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional con las precisiones descriptivas, de carácter técnico que oportunamente hizo presente EDT a la CNE:

‘3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

3.2.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de subestaciones y líneas que permitan entregar el atributo y funcionalidad de almacenamiento de energía al sistema eléctrico. El proyecto podrá configurarse de la siguiente manera, a elección del o los oferentes:

- a. S/E San Andrés de 300 MW nominales con atributo de almacenamiento, conectada de manera Individual en un punto del sistema eléctrico: en S/E Lagunas, o en S/E Carrera Pinto, o en S/E Nueva Maitencillo; o
- b. Atributo de almacenamiento conectado de manera distribuida en varios puntos del sistema eléctrico: 1x100 MW en S/E Lagunas y 1x100 MW en S/E Carrera Pinto y 1x100 MW en S/E Nueva Maitencillo.

El proyecto, en cualquiera de las configuraciones descritas precedentemente, deberá cumplir con las siguientes características mínimas:

- a. Capacidad de almacenamiento mínimo de, al menos, 1,3 GWh para cada subestación con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 100 MW o al menos 3,9 GWh para subestaciones con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 300 MW. Lo anterior en consideración a los objetivos de minimizar los impactos antes riesgos de desabastecimiento y contingencias, aporte a la competencia y propensión del mercado común, y aportar a la eficiencia económica ante los distintos Escenarios Energéticos considerados en la Planificación de la Transmisión.

La capacidad de almacenamiento mínima se refiere a la capacidad de guardar una cantidad mínima de energía para ser descargada de forma completa y continua. Es decir, un atributo de almacenamiento de capacidad de 100 MW con 1,3 GWh, podrá inyectar energía al sistema a capacidad de 100 MW durante 13 horas seguidas.

b. El tiempo de carga para alcanzar el nivel de almacenamiento neto mínimo solicitado previamente de las subestaciones con atributo de almacenamiento no debe ser superior a 13 horas. El nivel de descarga neto, no deberá ser superior al indicado previamente. Los tiempos de carga y descarga requeridos deberán considerar las pérdidas asociadas al proceso de almacenamiento.

En las respectivas bases de licitación se deberán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir dichas instalaciones, en las diferentes alternativas configuración del proyecto señaladas precedentemente.

#### 3.2.9.2 Equipos de alta tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos.

#### 3.2.9.3 Entrada en operación

En caso de adjudicarse el proyecto como una sola obra de 300 MW, en cualquier de los nodos de conexión definidos, ésta deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

De otra manera, de adjudicarse la alternativa consistente en tres obras de 100 MW cada una en las subestaciones definidas, éstas deberán ser construidas y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva”.

### **3.3.1.2 Presentación de Acera**

Acera comparece en calidad de interesada en la discrepancia haciendo presente que su propósito es presentar un conjunto de antecedentes, con el fin de colaborar en el análisis que el Panel deber realizar en relación con la discrepancia relativa a la reincorporación en el Informe Final de la S/E Don Andrés.

La asociación afirma que, en los últimos años, las energías renovables no convencionales (ERNC) han hecho una importante contribución al desarrollo económico y social de nuestro país. Para sustentar su afirmación expone que, en el año 2016, en que el sector energía fue el más dinámico de la economía nacional, un 48% de esa inversión correspondió a proyectos ERNC.

Agrega que los costos de inversión de las ERNC han disminuido drásticamente en los últimos cinco años, lo cual junto con la eliminación de algunas barreras del mercado eléctrico chileno que impedían o dificultaban su competitividad, permitió que las ERNC tuvieran una destacada participación en las licitaciones de suministro de energía para clientes regulados de los últimos años. Continúa explicando que en el proceso de licitación de energía para clientes regulados más reciente - 2017/01 – las tecnologías ERNC se adjudicaron el 100% de la energía licitada

y según los análisis realizados por Acera, el precio medio adjudicado de 32,5 US\$/MWh, se traducirá en un ahorro para el cliente final estimado en 946 millones de dólares, impulsado por las ERNC.

Agrega la interesada que de representar tan sólo un 3,5% de la generación de energía eléctrica en 2010, las ERNC han pasado a más del 17% en 2017, constituyendo el 18% de la capacidad instalada del país. Explica que esta creciente incorporación de ERNC ha tenido importantes efectos medioambientales.

Destaca Acera que las ERNC son una importante fuente de atracción para la inversión extranjera, y que a la fecha existe un stock de proyectos ERNC que asciende a 24.104 MW que ya cuentan con resolución de calificación ambiental y otros 7.785 MW que se encuentran en proceso de obtenerla.

En opinión de la asociación todo parece indicar que la siguiente revolución tecnológica del sector vendrá de la mano de la masificación del uso de tecnologías de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos, en todos sus segmentos. Agrega que el uso de los sistemas de almacenamiento aún no se ha masificado en los sistemas eléctricos, principalmente por temas de costo-beneficio.

Sostiene que en la actualidad hay tres tendencias globales que están cambiando la realidad del almacenamiento como elemento del sistema eléctrico. La primera dice relación con la creciente demanda por mayor sustentabilidad que hace menos atractivas soluciones como las centrales térmicas como elementos de provisión de flexibilidad. La segunda, se refiere a la mayor penetración de energías renovables, que va a exigir tecnologías que tengan una rápida capacidad de respuesta. La tercera tendencia global es la rápida disminución de costos de inversión que ha experimentado el almacenamiento en los últimos años, abriendo posibilidades para el almacenamiento como solución, por ejemplo, a la congestión de las líneas de transmisión.

Afirma Acera que, dada la evolución esperada del SEN, la pronta incorporación de tecnologías de almacenamiento es una opción para asegurar una operación segura y a mínimo costo.

La asociación expone que las tecnologías de almacenamiento están siendo desarrolladas, al menos, desde la primera mitad del siglo XIX; sin embargo, la investigación y desarrollo en esta área tomó fuerza, primero con la crisis del petróleo en EE.UU. de los años 70s y, más recientemente, a partir del impulso dado por la industria de la movilidad eléctrica.

La interesada explica las tecnologías de almacenamiento de energía actualmente disponibles:

- El almacenamiento de energía química almacena energía en productos químicos que aparecen en forma gaseosa, líquida o sólida y la energía se libera en reacciones químicas.
- El almacenamiento de energía electroquímica cubre las baterías, donde se almacena la energía química y convertida a energía eléctrica y viceversa, en reacciones electroquímicas.

- El almacenamiento directo de energía eléctrica almacena en carga eléctrica o campo magnético.
- El almacenamiento mecánico de energía como la energía potencial del agua en almacenamiento hidráulico, el trabajo de volumen y presión de aire en energía de aire comprimido, la energía de rotación de una masa en volantes y la energía almacenada en aplicaciones criogénicas de líquidos.
- El almacenamiento de energía térmica incluye tres tipos de tecnologías. La energía se puede almacenar en el calor sensible de los materiales sometidos a un cambio de temperatura. Almacenamiento de calor latente aprovecha la energía absorbida o liberada durante un cambio de fase. El almacenamiento termoquímico de energía utiliza la evolución de calor de un proceso físico o de reacción química. En general, el almacenamiento térmico resulta ser bastante costo-eficiente en comparación con otros almacenamientos.

Acera manifiesta que no existe una única metodología para medir el grado de madurez de una tecnología, pero para los efectos del presente análisis lo más adecuado sería estimar la madurez tecnológica como una función de sus riesgos tecnológicos. En este sentido distingue la interesada tres etapas:

- Etapa de despliegue: no presenta mayores riesgos tecnológicos, su funcionamiento se ha verificado a nivel industrial y existen los servicios técnicos y comerciales que dan soporte a su utilización.
- Etapa de demostración o prototipo: han sido probadas, demostrando su funcionamiento tanto a nivel conceptual (generalmente a escala de laboratorio) como a una escala industrial.
- Etapa temprana o de concepto: cuyo concepto de funcionamiento ya ha sido probado a una escala reducida (generalmente de laboratorio), pero que aún requiere probar su factibilidad a escala industrial.

La Asociación sostiene que, para efectos del plan de expansión de la transmisión, cualquiera de las tecnologías que se encuentre en etapa de despliegue podría participar de una eventual licitación del sistema de almacenamiento propuesto, siendo sus principales atributos para competir el monto de inversión necesario para lograr el desempeño requerido y su tiempo de construcción.

Acera expone que los sistemas de almacenamiento son definidos como un equipo "multi servicio", es decir, uno que es capaz de apoyar al sistema eléctrico en una amplia gama de servicios y enumera las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en el contexto de un sistema eléctrico de potencia según lo descrito en un artículo denominado "Facilitating the



Integration of Renewables in Latin America: The Role of Hydropower Generation and Other Energy Storage Technologies”<sup>38</sup>:

- Arbitraje temporal de energía.
- Aporte a la potencia de suficiencia del sistema.
- Participación de los servicios complementarios, particularmente aquellos relacionados con servicios de balance.
- Gestión de congestiones en las redes de transmisión y distribución en diversos niveles de tensión, incluyendo aportes a la seguridad y reducción de pérdidas.
- Desplazamiento de inversiones en transmisión.
- Habilidad de proveer una protección ante el riesgo asociado a la incertidumbre en la evolución del sistema eléctrico.

En el mismo sentido, la interesada cita a la Asociación Europea de Almacenamiento<sup>39</sup>.

Según Acera desde una perspectiva técnica, los beneficios para el sistema eléctrico chileno de la utilización de distintas tecnologías de almacenamiento han quedado establecidos en diversos estudios y análisis.

La interesada cita un estudio del CDEC-SING del año 2016 denominado “Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021”, en que una de sus conclusiones dice lo siguiente: “El aporte a la flexibilidad operativa de tecnologías de generación de hidro-bombeo se prevé aumente en la medida que se incremente la penetración de ERNC en el SEN, especialmente aquellas con alto nivel de simultaneidad, tal como la generación fotovoltaica. Adicionalmente, su contribución a la flexibilidad será fundamental para reducir el impacto sobre el parque hidro-térmico ante escenarios de una operación más restringida del sistema eléctrico nacional...”. Señala Acera que el escenario de alta penetración de energía renovable utilizado en el estudio anterior y los mayores beneficios que se ven al incorporar un sistema de almacenamiento, considera una tasa de participación de 17,6% de las ERNC al año 2021. Dado que la tasa de penetración ERNC del año 2017 fue de 17%, agrega, se puede apreciar que la realización de las inversiones en estos sistemas se hace cada vez más urgente.

Por otro lado, continúa la interesada, en el artículo citado en el apartado anterior, R. Moreno et al describen algunas de las razones que justificarían la instalación de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico chileno:

---

<sup>38</sup> De los académicos Rodrigo Moreno, Rafael Ferreira, Luiz Barroso, Hugh Rudnick y Eduardo Pereira,

<sup>39</sup> European Energy Storage Technology Development Roadmap – 2017 Update. EASE (European Association for Storage of Energy) - [www.ease-storage.eu](http://www.ease-storage.eu)

- Pueden ser ubicados de manera distribuida a lo largo de toda la red, minimizando el *curtailment* de energías renovables, facilitando la gestión de la congestión y proveyendo servicios de control de frecuencia.
- Presentan menos restricciones para su instalación y operación que las centrales hidroeléctricas.
- Las inversiones pueden ser desplegadas rápidamente.

La Asociación menciona que el mismo Informe Preliminar, incluyó la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía con un costo estimado de 500 millones de dólares, con un plazo constructivo que varía entre 48 a 60 meses, dependiendo de las opciones de potencia y localización, y muestra dos tablas de dicho informe con los beneficios económicos que tendría ese proyecto.

A continuación, Acera expone argumentaciones contra las observaciones de un grupo de empresas al Informe Preliminar que plantearon que no sería pertinente incluir el almacenamiento de energía como parte del plan de expansión.

La interesada se refiere a que, si bien la CNE acogió la solicitud de las empresas de no incorporar el sistema de almacenamiento, indicó no compartir los argumentos planteados, aunque aceptando que pudiera ser conveniente generar una discusión más profunda sobre la materia.

En cuanto a la observación que un sistema de almacenamiento no es ni una subestación ni una línea de transmisión eléctrica y, por lo tanto, no puede ser incluido en el plan; Acera señala que la ley es clara en definir que una obra nueva del sistema de transmisión también puede incluir otros elementos además de líneas y subestaciones, toda vez que los sistemas de almacenamiento pueden prestar servicios asociados a garantizar la seguridad y calidad de servicio del sistema de transmisión y, por lo tanto, el artículo 89 de la ley LGSE en su inciso cuarto, permite su inclusión como una obra nueva de los sistemas de transmisión.

Ante otra observación relativa a la definición de sistemas de almacenamiento del artículo 225 literal ad) de la LGSE, la Asociación señala que, si bien es cierto que la capacidad de inyectar energía es propia de los sistemas de generación, no es exclusiva de ellos. Agrega que otros elementos del sistema, tales como compensadores estáticos de potencia reactiva, inyectan o consumen energía reactiva según lo definan sus sistemas de control. Concluye que, a su juicio, el artículo 225 sólo está describiendo las características de los sistemas de almacenamiento, sin hacer ninguna distinción sobre si algunas de esas características también podrían ser compartidas por otros componentes del sistema.

Según Acera, el artículo 225 señalado establece que los sistemas de almacenamiento pueden contribuir a la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, y que será el reglamento quien defina en qué condiciones el almacenamiento hará dicha contribución y mientras el reglamento definitivo no esté disponible, la RE 711 es la encargada de regular el procedimiento para la planificación del sistema de transmisión.

La interesada se refiere a experiencias de operación de sistemas de almacenamiento en Chile y señala que la principal tecnología de almacenamiento que se encuentra operando en Chile es la de sistemas de almacenamiento de energía con baterías, o BESS por su sigla en inglés. Agrega que existe también un sistema de almacenamiento hidráulico por bombeo, en la central Maitenes Auxiliar, con una potencia de 4 MW.

Explica que hay dos instalaciones BESS en funcionamiento:

- La primera se encuentra en la S/E Andes y fue puesta en servicio en 2009. Tiene una potencia de 12 MW y su capacidad de almacenamiento le permite inyectar esa potencia por más de 15 minutos.
- La segunda está en la S/E de la Central Angamos (2012).

Un tercer complejo, se encuentra próximo a entrar en operación ubicado en Subestación Cochrane. Su capacidad le permite inyectar 20 MW durante 20 minutos.

Acera relata que la introducción del primero de estos dispositivos, en 2009, se realizó en un momento en que no existía una normativa especial (los BESS no estaban definidos ni en la ley ni el reglamento). Agrega que la propietaria de estos dispositivos no estuvo de acuerdo con la forma de remuneración que dispuso la Dirección de Peaje del SING y recurrió al Panel de Expertos con una propuesta alternativa, la que fue aceptada por éste.

La interesada destaca que en el análisis de la discrepancia el Panel de Expertos constató que la estructura normativa existente en aquel momento ocasionaba dificultades para incorporar los BESS, señalando que "aún no ha sido dictado el reglamento de servicios complementarios previsto en el artículo 150° de la LGSE" o que el "esquema de reservas primarias y secundarias (que existía a la fecha de la discrepancia) que responde a informaciones proporcionadas por las empresas, las que han sido incorporadas en los procedimientos por las Direcciones Técnicas del CDEC-SING, y no necesariamente a reglas sistémicas". Acera sostiene que las dificultades constatadas por el Panel no fueron obstáculo para incorporar los sistemas BESS, ya que según el Panel "No obstante lo señalado, el artículo 137°, numeral 2 de la LGSE obliga a buscar la solución que minimiza los costos del sistema sin comprometer su seguridad."

Acera solicita al Panel de Expertos

Tener presente los antecedentes aportados precedentemente por Acera al momento de resolver la Discrepancia sobre el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 aprobado por la Comisión Nacional de Energía y, en particular, en lo que respecta a las presentaciones que dicen relación con la Nueva Subestación Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional.

### **3.3.1.3 Planteamiento de la CNE**

En primer término, la CNE se refiere a la supuesta pérdida de beneficios positivos producto de posponer el proyecto S/E Don Andrés, y señala que ello no sería efectivo. Explica que el

plazo constructivo y de entrada de operación de la S/E en su configuración "a", a diferencia de lo planteado por EdT, sí puede ser reducido de 60 a 48 meses. Indica que, basándose en el cronograma estimativo presentado por EdT en la página 55 de su discrepancia, es posible demostrar que las actividades ahí incluidas pueden ser efectuadas en menor tiempo del indicado por la discrepante, que considera que el primer año se desarrolla la ingeniería y el estudio o declaración de impacto ambiental, el segundo año solo la tramitación ambiental, el tercer año la obtención de permisos sectoriales, concesiones, financiamiento y en paralelo el inicio de la etapa constructiva que dura tres años.

Según la Comisión los plazos propuestos por la discrepante para cada actividad no están acordes a la extensión usual de estas, y afirma que la discrepante no ha considerado que parte de los hitos de la tramitación ambiental y territorial (obtención de concesiones, por ejemplo) pueden realizarse en paralelo. Para la Comisión, el plazo de la tramitación ambiental, desde el estudio o declaración hasta su aprobación, sería de aproximadamente 16 meses y, en forma paralela, se puede comenzar la gestión territorial, cuya duración varía dependiendo de la ubicación y magnitud de la obra, pero que estima en aproximadamente 12 meses. Finalmente, la CNE estima que la construcción, considerando la instalación de faenas, pruebas y puesta en servicio, tendría una duración aproximada de 24 meses. De acuerdo a lo anterior, indica la Comisión, el inicio de la etapa constructiva puede darse el mes 25; por lo tanto, el plazo total del proyecto no superaría los 48 meses. Muestra al efecto el siguiente cronograma:

Item	Descripción	Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48		
1	Ingeniería	12																																																		
2	Gestión Ambiental	16																																																		
4	Gestión Territorial	12																																																		
5	Suministros	16																																																		
6	Construcción y Montaje	24																																																		

Como corolario de lo anterior, la CNE afirma que la entrada de operación de la obra no se retrasaría para el 2026 al incorporarse en el próximo plan de expansión, dado que su construcción demoraría 12 meses menos, lo que significaría que, a diferencia de lo afirmado por EdT, los beneficios netos positivos de la obra se mantendrían.

A este respecto, la Comisión objeta la definición que hace la discrepante sobre lo que considera como un impacto significativo ("pérdida de eficiencia social significativa"), producto del retraso en un año de la S/E Don Andrés en su configuración "a". Indica la CNE que, de la simple inspección de los números entregados por la empresa, se puede apreciar que el retraso de la entrada en operación de la obra de 2025 a 2026, produce una disminución del beneficio de 2 millones de US\$, lo que representa, en términos del VI referencial de la obra, alrededor de un 0,4%. A mayor abundamiento, apunta que cualquier cambio en los supuestos de entrada de la simulación, como por ejemplo en la demanda eléctrica, proyección de precios de combustibles, valor del costo de falla, entre otros, tendría un impacto de mayor relevancia económica a nivel del sistema, que el indicado por la discrepante. Afirma la CNE que los gráficos presentados por la discrepante hacen ver que el impacto económico de un retraso en la obra es mucho mayor que el obtenido realmente de las simulaciones. Así, continúa, desde un punto de vista económico, dada la poca relevancia del impacto del retraso de la S/E Don Andrés, es que se ratifica la pertinencia de la decisión de posponer la obra para un próximo

plan de expansión, sin perjuicio de que, como ya se aclaró anteriormente, dicha decisión no contempla el retraso en la entrada en operación de la obra.

Explica la CNE que, para efectos de demostrar lo explicado en el párrafo anterior, efectuó el ejercicio de posponer la fecha de puesta en servicio de la S/E Don Andrés, producto de mantener el período constructivo en 5 años, de forma de observar los cambios experimentados en el valor económico del proyecto. En el gráfico que se transcribe a continuación se muestran los resultados de las evaluaciones del proyecto, en su configuración 1x300 MW, para las tres ubicaciones definidas en el Informe Preliminar: S/E Lagunas (Proyecto A), S/E Carrera Pinto (Proyecto B) y S/E Nueva Maitencillo (Proyecto C).

<b>Delta Valor Presente en millones de US\$</b>	<b>Esc 1</b>	<b>Esc 2</b>	<b>Esc 3</b>
Delta Beneficios (Base-Proyecto A) Tasa 7%	7	-1	-2
Delta Beneficios (Base-Proyecto B) Tasa 7%	7	1	1
Delta Beneficios (Base-Proyecto C) Tasa 7 %	8	3	3
Delta Beneficios (Base-Proyecto A) Tasa 6%	4	-3	-4
Delta Beneficios (Base-Proyecto B) Tasa 6%	5	-1	-2
Delta Beneficios (Base-Proyecto C) Tasa 6%	6	1	0
Delta Beneficios (Base-Proyecto A) Tasa 5%	2	-6	-7
Delta Beneficios (Base-Proyecto B) Tasa 5%	2	-4	-4
Delta Beneficios (Base-Proyecto C) Tasa 5%	3	-2	-3

Hace notar la CNE que de las simulaciones realizadas se observa que las magnitudes del cambio en el VAN del proyecto son muy similares a las presentadas por la discrepante, obteniéndose diferencias en el rango de -7 a +8 millones de US\$. Expresa que si bien dichas diferencias no son nulas, su magnitud es tan menor que no son concluyentes acerca de la existencia de un perjuicio económico relevante de retrasar la obra, toda vez que, incluso, podría sostenerse que estas diferencias forman parte del margen de error propio de las simulaciones estocásticas utilizadas en el proceso de planificación de la transmisión. Adicionalmente, la supuesta pérdida de eficiencia económica puede ser paliada a través de otros mecanismos como, por ejemplo, a través de los procesos competitivos de licitación de obras nuevas, en los que se definen precios de reserva con el fin de resguardar la eficiencia económica de las obras que resulten adjudicadas, siendo este susceptible de ser ajustado en dicho proceso.

Respecto a las razones que motivaron posponer la obra S/E Don Andrés, referidas a la necesidad de tener un mayor análisis en cuanto a los sistemas de almacenamiento y su incorporación en el sistema a través del proceso de planificación de la transmisión, la CNE expresa que el análisis y evaluación de los sistemas de almacenamiento, en tanto infraestructura que presta múltiples servicios al sistema eléctrico y que otorga al sistema

nuevas funcionalidades y capacidades, en la medida que dicha infraestructura permita optimizar el uso de los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, se realiza en conformidad a lo dispuesto en la parte final del artículo 21 de la RE 711. Indica la CNE que dicho artículo dispone que la evaluación técnica económica de estos proyectos deberá considerar los múltiples beneficios sistémicos, tales como su aporte a la potencia de suficiencia del sistema y/o beneficios operacionales, y que, tratándose de la cuantificación de la potencia de suficiencia, dispone que la Comisión podrá considerar inyecciones y retiros esperados, la estimación de la potencia inicial y de la potencia de suficiencia preliminar en consistencia con el resto del sistema eléctrico, entre otros elementos.

Finalmente, la CNE señala que se puede apreciar que la metodología de evaluación de proyectos que tienen las particularidades antes señaladas, como los sistemas de almacenamiento, presenta una especificidad clara respecto al análisis y evaluación de los proyectos u obras de transmisión relativos a líneas y subestaciones. Lo anterior, en opinión de la Comisión, resulta lógico habida consideración de la naturaleza y particularidades de ese tipo de infraestructura, haciendo pertinente a su respecto la realización de un ejercicio de profundización acerca de la metodología de evaluación de ese tipo de proyectos, sin que ello suponga desconocer la pertinencia y sustento normativo de su incorporación dentro de los instrumentos de planificación de la transmisión.

Concluye la CNE que la decisión de posponer la obra de referencia se encuentra amparada en su mérito técnico, dado el análisis expuesto respecto al efecto que dicha medida tiene en los beneficios en el sistema.

En presentación complementaria, la CNE se refirió a la presentación realizada por PMG A.G., respecto a que la aplicación de la metodología establecida en el Informe Preliminar redundaría en un doble pago al futuro propietario de la S/E Don Andrés, obligando como consecuencia a los clientes finales libres y regulados a pagar dos veces por la misma instalación.

A este respecto, la CNE señala que no es correcto afirmar que el proyecto propuesto en el Informe Preliminar haya considerado una doble contabilización por el hecho de cuantificar los beneficios que tendría el proyecto por el aporte al sistema en cuanto a la potencia de suficiencia. Expresa que, dada la metodología establecida en la RE 711, la evaluación técnica económica de un proyecto que preste múltiples servicios al sistema eléctrico deberá considerar los beneficios que aporta en cada uno de dichos servicios, tales como su aporte a la potencia de suficiencia del sistema o sus beneficios operacionales.

Para la CNE lo anterior no debe confundirse con que dichas obras de expansión de transmisión, cuyo régimen de pago se asegura durante cinco periodos tarifarios (20 años) asociada al VATT con el que se adjudique dicha obra, recibirán el total de la remuneración establecida en el artículo 114 de la LGSE, y el total de los ingresos por la prestación de los otros servicios a que se hace referencia anteriormente, sino que sólo se han incorporado todos los beneficios que aporta la obra para la evaluación en términos de la eficiencia económica que pueden generar al sistema.

En este sentido, continúa, la CNE tiene el deber de establecer ajustes que sean necesarios para evitar dobles contabilizaciones en la cadena de pago. Para dichos efectos, y considerando el ejemplo de la obra con sistema de almacenamiento de energía, cuyos beneficios considerados de los distintos mercados son pagados directamente por los clientes finales, es necesario aplicar una metodología de pagos acorde y en consistencia con lo establecido en la LGSE.

En definitiva, la CNE solicita al Panel de Expertos rechazar la discrepancia.

#### **3.3.1.4 Presentación de Gener**

Gener comparece como interesada en este procedimiento, formulando observaciones respecto de la discrepancia planteada por Espejo de Tarapacá. Manifiesta que la referida discrepancia es de su interés, por cuanto los sistemas de almacenamiento de energía no contarían actualmente con disposiciones suficientes que regulen su identificación, operación y remuneración. Añade que de ocurrir su implementación en el futuro se requeriría de un mayor análisis por parte de la CNE, con el propósito de cumplir con los fines de la LGSE, la seguridad jurídica, el principio de legalidad y proteger, especialmente, la competencia en el mercado eléctrico.

Luego se refiere a la Ley de Transmisión, indicando que ésta introdujo diversas modificaciones a la LGSE, entre ellas, y pertinente a esta discrepancia, la incorporación de un proceso anual de planificación de la transmisión que identifica obras nuevas y de ampliación, dirigido por la CNE. En ese contexto, prosigue, en el Informe Preliminar se propuso como obra nueva la S/E Don Andrés.

Continúa Gener afirmando que, durante el período de observaciones al Informe Preliminar, un conjunto de participantes e interesados formularon objeciones, discrepancias y comentarios con relación a dicha subestación, listando a continuación los siguientes:

- (i) Eliminar a los sistemas de almacenamiento como parte del plan de expansión del sistema de transmisión.
- (ii) Establecer las condiciones operativas específicas del sistema que obligan a que la solución se deba realizar utilizando almacenamiento de energía.
- (iii) Aclarar cómo se definió la cantidad de energía que es necesario almacenar.
- (iv) Especificar los tipos de servicios que se espera obtener del sistema de almacenamiento instalado.
- (v) Aclarar las tecnologías que se consideran viables para prestar el servicio de almacenamiento en este punto del sistema.
- (vi) Aclarar la existencia de condiciones geográficas específicas que se deben tener en cuenta para el diseño del sistema de almacenamiento.
- (vii) La obra propuesta viene a solucionar problemas asociados a la generación y, más aun, tiene características propias de ese mercado. La generación en Chile no es planificada



centralmente y, de hecho, nada impide que privados que lo deseen pongan a disposición del Coordinador inversiones en sistemas de almacenamiento.

(viii) El ingreso por potencia es un atributo de la generación de electricidad, el que no puede ser regulado por una expansión de la transmisión.

(ix) Dado que en Chile no existe una preferencia tecnológica, bien podría solicitar los dueños de otros sistemas de almacenamiento (embalses, canchas de carbón, sales de torres CSO, etc.) que se los remunere por ello. Sin embargo, ello está fuera del alcance de un plan de expansión de transmisión.

(x) No corresponde introducir los sistemas de almacenamiento como elemento optimizador del sistema de transmisión puesto que no se ha reglamentado ni su operación ni su remuneración. Por lo demás, el proyecto propuesto es claramente equivalente a una obra de generación, pues este sistema de almacenamiento actúa como un acumulador de energía equivalente a lo que hace un embalse, el que acumula energía en ciertas horas para ocuparlas en otra, y que percibe una remuneración por estas inyecciones de energía, así como por capacidad.

(xi) Rigidez en la definición a priori de la potencia de cada bloque de almacenamiento, debiendo quedar libre en las ofertas la opción de ofertar otros tamaños y ubicaciones.

(xii) Los proponentes no debieran estar obligados a ofertar por el total de la inyección necesaria, la necesidad se puede adjudicar a la combinación más económica entre las ofertas recibidas.

La interesada señala a continuación que, en ese contexto, la CNE resolvió no incorporar la S/E Don Andrés en el Informe Final. Luego reproduce las razones esgrimidas por la CNE para eliminar dicha obra del Plan de Expansión.

Gener manifiesta que mantiene las observaciones formuladas al Informe Preliminar, y que mediante su presentación apoya la postura de la CNE en esta materia. Luego señala que sería evidente que actualmente habría una ausencia de disposiciones que regulen la identificación, operación y remuneración de los sistemas de almacenamiento de energía, lo que, a juicio de esta empresa, dificultaría tanto la implementación y cumplimiento de los fines perseguidos por la LGSE, como la protección de la competencia en el mercado eléctrico.

Según la empresa interesada, la CNE habría detectado la ausencia de normas, lo que no podría ser omitido en el análisis, toda vez que de conformidad al DL N° 2.224 que Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, es la CNE el organismo técnico "encargado de analizar (...) normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica". Cita, además, otra disposición de la misma ley, la que dispone que, entre otras funciones, a la CNE le corresponde "fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley".



Para Gener, la insistencia de EdT iría en un sentido contrario a los principios que rigen al sector, y que obedecerían más bien a intereses comerciales individuales que podrían entorpecer el mercado y la competencia. Lo anterior, en el contexto de la opción adoptada por la CNE en el sentido de posponer la incorporación de los sistemas de almacenamiento de energía para un próximo período, aduciendo la necesidad de un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector.

Hace presente Gener que, en marzo de 2018, el poder ejecutivo retiró de la Contraloría General de la República el decreto supremo que aprobaba el Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN, que en parte se refería a los sistemas de almacenamiento de energía, por lo que las disposiciones que regulan estos sistemas se reducen prácticamente a la definición que de ellos se hace en el literal ad) del artículo 225 de la LGSE, lo que, a juicio de la discrepante, no sería suficiente para establecer su régimen particular.

Añade que acoger la discrepancia de EdT revestiría un grave perjuicio al orden y regulación del estatuto jurídico eléctrico, ya que no se trataría de una mera resolución de una diferencia entre dos entidades, sino que conllevaría el establecimiento de un nuevo ordenamiento normativo que regiría los sistemas de almacenamiento de energía, tarea que no le habría sido conferida al Panel, sino que a los órganos técnicos establecidos por ley.

Concluye AES Gener su presentación solicitando se la tenga como parte en la discrepancia y se tenga por formuladas sus observaciones como tercero interesado, disponiendo el rechazo de la discrepancia de EdT, por las razones antes expuestas.

### **3.3.1.5 Presentación de Colbún**

El 23 de abril Colbún realizó una presentación en calidad de interesada en la presente discrepancia.

En primer lugar, Colbún hace un breve resumen de la discrepancia presentada por EdT, para luego argumentar que la obra propuesta no constituye una obra del sistema de transmisión. Lo anterior, a juicio de Colbún, porque dicha obra no es una subestación eléctrica, como se la denomina, sino que es un sistema de almacenamiento de energía, el cual, de modo accesorio requiere de líneas de transmisión y de una subestación para conectarse al sistema eléctrico, como lo requieren el conjunto de instalaciones de generación eléctrica, pero ello, agrega, no transforma a tal instalación en una subestación eléctrica como se le denominó en el Informe Preliminar.

Indica que la configuración del proyecto da cuenta que se trata de un sistema de almacenamiento, cuando señala que éste podrá configurarse de la siguiente manera, a elección del o los oferentes: atributo de almacenamiento conectado de manera individual en un punto del sistema eléctrico: 1x300 MW en S/E Lagunas, o 1x300 MW en S/E Carrera Pinto, o 1x300 MW en S/E Nueva Maitencillo; o atributo de almacenamiento conectado de manera distribuida en varios puntos del sistema eléctrico: 1x100 MW en S/E Lagunas y 1x100 MW en S/E Carrera Pinto y 1x100 MW en S/E Nueva Maitencillo.

Lo anterior, a juicio de la interesada, se ratifica en la propia discrepancia presentada por EdT, quien indica que para la configuración de la obra la tecnología entrante sería un sistema de almacenamiento por bombeo, ya que esta tecnología representa el 95% de la capacidad mundial instalada. Por ello, indica, la obra que se incluyó en el Informe Preliminar fue correctamente excluida del Informe Final, aunque discrepa en algunas de las razones de la CNE.

Continúa Colbún señalando que la petición de EdT debe ser rechazada toda vez que carece de fundamentos legales, pues escapa completamente al marco regulatorio existente, ya que, prosigue, pese a las diversas referencias a sistemas de almacenamiento introducidas con la Ley de Transmisión, no existiría base regulatoria para admitir que tales sistemas de almacenamiento forman parte del sistema de transmisión, que habilite que los mismos puedan ser incluidos en el Plan de Expansión.

Posteriormente, transcribe los artículos 8 bis, 72-2, 72-20 y 225 ad) de la LGSE que hacen referencia a sistemas de almacenamiento, indicando que de la lectura de ellos se advierte que con ocasión de la Ley de Transmisión se introdujo a la LGSE un nuevo segmento, adicional a los ya existentes de generación, transmisión, distribución y clientes finales, libres y regulados.

De este modo, señala, se prevé la existencia de propietarios de instalaciones de servicios complementarios o de sistemas de almacenamiento de energía como actores en el sistema eléctrico, para lo cual el artículo 8 bis señala que, al igual que los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote a cualquier título centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico y sujetas a coordinación, quienes exploten servicios complementarios o de sistemas de almacenamiento de energía deberán constituir una sociedad con domicilio en el país, con la única diferencia respecto de los primeros que no se exige que tengan como giro la generación eléctrica.

Para Colbún, existe también similitud de los sistemas de almacenamiento con las instalaciones de generación en el hecho que no son consideradas como servicio público, como sí lo son el servicio público de distribución y el transporte de electricidad por sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo.

De lo anterior, colige que, salvo que se regule expresamente, las instalaciones de servicios complementarios y de sistemas de almacenamiento de energía constituyen actividades que puede ser desarrolladas libremente por el sector privado, o por alguna empresa pública si lo ley lo autoriza, sin que se requiera de una intervención pública que ordene su materialización.

Señala posteriormente Colbún que fruto de la calificación como servicio público, el sistema de transmisión nacional, zonal y de polos de desarrollo debe expandirse, ya sea con obras nuevas o con obras de ampliación, producto de decisiones de la CNE y que, tratándose de obras de ampliación, se impone una obligación de expansión a una instalación preexistente, de propiedad privada, pero sujeta a una intervención pública, admitida producto de su calificación como servicio público.

Lo anterior se justifica, indica, por el hecho que las instalaciones de transmisión constituyen monopolios naturales, legalmente regulados, cuya robustez se define centralizadamente.

Concluye a este respecto señalando que nada de ello existe respecto de las instalaciones de sistemas de almacenamiento de energía, que, como nuevo segmento en el sistema eléctrico, sujeto a coordinación, no son considerados como servicio público, por lo cual la materialización de ellos está sujeta a decisiones privadas de inversión.

Respecto del artículo 78-2 indica que éste regula la obligación de coordinación que pesa sobre el conjunto de propietarios de instalaciones que forman parte del sistema eléctrico, distinguiéndose entre (i) centrales generadoras, (ii) sistemas de transporte, (iii) instalaciones para la prestación de servicios complementarios, (iv) sistemas de almacenamiento de energía, (v) instalaciones de distribución y (vi) instalaciones de clientes libres que se interconecten al sistema.

A este respecto señala que el artículo no hace sino fijar un criterio general de la LGSE, en orden a que la participación en el sistema eléctrico es regulada en función de los objetivos señalados en el artículo 72-1 de la misma ley, para lo cual nuevamente se distingue que los sistemas de almacenamiento de energía, al igual que las instalaciones de servicios complementarios, constituyen segmentos distintos de la generación, transmisión y distribución.

Respecto del artículo 72-20 argumenta que éste regula las compensaciones por indisponibilidad de suministro en instalaciones eléctricas, fijándose límites anuales máximos de compensación, y nuevamente dando cuenta de la segmentación en generación, transmisión e instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía.

Finalmente, se refiere al artículo 225 que define los sistemas de almacenamiento de energía, indicando que, de tal definición, de modo alguno puede derivarse, ni menos concluirse, que los sistemas de almacenamiento de energía forman parte de los sistemas de transmisión.

Continua el interesado señalando que el artículo 73 de la LGSE define el sistema de transmisión como "el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución", pero que obviamente un sistema de almacenamiento de energía constituye una instalación completamente distinta a las líneas y a las subestaciones, pues conforme a su definición legal no tiene por objeto ni transportar energía, ni mantener, reducir o amentar el voltaje.

A mayor abundamiento, precisa que una característica de las instalaciones que componen el sistema de transmisión, líneas y subestaciones, consiste en que no poseen la capacidad para participar de manera activa del proceso de operación económica de corto plazo.

Argumenta a continuación que los sistemas de transmisión sólo permiten el libre tránsito de energía entre distintas zonas geográficas del sistema eléctrico nacional, no transformándose en una variable de decisión directa para alcanzar una operación económica y segura en virtud de los preceptos indicados por la LGSE. En contraparte, los sistemas de almacenamiento sí

tienen la capacidad de participar de manera activa del proceso de operación económica de corto plazo, pudiéndose distinguir una etapa de carga y una segunda etapa de descarga en donde se comporta como un generador de energía.

Para Colbún los modos descritos anteriormente dan cuenta de manera explícita que un sistema de almacenamiento, desde el punto de vista de la operación real e instantánea, se comporta ya sea como generador o como consumidor, en ningún caso como sistema de transmisión puro.

Prosigue la interesada indicando que el artículo 15 de la RE 711 determina que el proceso de planificación de la transmisión debe considerar las siguientes etapas de análisis: a) análisis preliminar; b) análisis de suficiencia; c) análisis de seguridad y resiliencia; d) análisis de mercado eléctrico común; e) análisis técnico económico de los proyectos de expansión, y; f) conformación del plan de expansión anual de la transmisión. En la etapa de análisis técnico económico de los proyectos de expansión se considera una a) sub etapa de factibilidad y valorización de los proyectos, y b) una sub etapa de evaluación económica de proyectos.

Prosigue señalando respecto de esta última sub etapa la propia CNE que señaló en su Informe Preliminar (y reitera en su Informe Final), que uno de tales proyectos que contemplen infraestructura que presten múltiples servicios al sistema eléctrico pudieran ser "proyectos de expansión que otorgan al sistema el atributo de almacenamiento de energía conectada en un o más subestaciones", lo que constituiría el fundamento para incorporar un sistema de almacenamiento como parte del plan de expansión de transmisión.

Para Colbún, tal interpretación, tanto de EdT como de la CNE, resultan contrarias a la normativa eléctrica, ya que los sistemas de almacenamiento de energía no constituirían ni líneas de transmisión, ni subestaciones eléctricas, obras que forman parte del Plan de Expansión.

Respecto de la señalado por EdT respecto de que existen ejemplos de obras de infraestructura que no constituyen propiamente líneas o subestaciones, pero que sí fueron incorporadas como parte de planes de expansión de años anteriores, Colbún señala que si bien es cierto que existen obras que se han incorporado a través de planes de expansión, las mismas están íntimamente asociadas a obras de transmisión existentes, y han tenido como objetivo mejorar la capacidad del sistema de transmisión. Detalla a continuación los ejemplos relativos a el Banco de condensadores de 50 MAVr en la S/E Alto Jahuel y en la S/E Cerro Navia y el equipo CER en S/E Diego de Almagro.

Termina la interesada sintetizando sus argumentos en las conclusiones, y solicitando al Panel tener presente las observaciones expuestas.

En escrito complementario Colbún sostiene la improcedencia de la presentación de fecha 24 de mayo de Espejo de Tarapacá, en la que acompañó dos informes en derecho, un informe técnico-económico y un informe sobre plazos de tramitación de gestión ambiental y territorial de proyectos de almacenamiento de 300 MW, atendido que dichos antecedentes solo estuvieron disponibles para conocimiento de los demás intervinientes en esta discrepancia el día hábil anterior a la audiencia pública.

Luego, contradice afirmaciones que habría formulado EdT en la Audiencia Pública, en cuanto a que Colbún estaría en contra de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el SEN.

Afirma la empresa que reconoce, valora y promueve la incorporación de todas aquellas infraestructuras que permitan hacer del SEN un sistema más seguro, eficiente, sustentable, diversificado y competitivo, entre las cuales están los sistemas de almacenamiento de energía. Sostiene que, sin embargo, la incorporación de tales sistemas de almacenamiento debe efectuarse contando con el suficiente respaldo legal y reglamentario, el que a la fecha no existe.

Hace referencia Colbún a la circunstancia de que solo cuatro artículos de la LGSE se refieren a los sistemas de almacenamiento.

Sostiene que de la definición, contenida en el apartado ad) del artículo 225 de la LGSE, se desprendería claramente que el modo en los que sistemas de almacenamiento de energía se integrarán y coordinarán en el SEN requiere de unas reglas reglamentarias que no existen. Para esta empresa, sin tales reglamentos, no sería posible buscar un "atajo" para que sistemas de almacenamiento se materialicen en Chile al amparo de la expansión del sistema de transmisión, pues los sistemas de almacenamiento no constituyen ni líneas ni subestaciones eléctricas, que de conformidad con el artículo 73 de la LGSE forman parte del sistema de transmisión y constituyen las instalaciones posibles de incorporar en el plan de expansión anual.

Continúa señalando que nada de lo anterior obsta a que hoy un sistema de almacenamiento se instale en Chile como una instalación de generación, para lo cual existiría plena libertad y no existirían restricciones a la libre competencia en esta materia. Afirma que para las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica existe un reglamento especial, contenido en el Decreto Supremo N° 128<sup>40</sup> (DS 128).

Para Colbún, el hecho de que sólo las líneas y las subestaciones eléctricas sean las llamadas a establecerse a través del Plan de Expansión ha requerido usar una nomenclatura errónea para llamar a un sistema de almacenamiento como subestación, en circunstancias que lo que se estaría discutiendo es acerca de la posibilidad de incorporar un sistema de almacenamiento a través del Plan de Expansión, y no de una nueva subestación. En este sentido, concluye que la denominación como S/E Don Andrés esconde el verdadero y genuino alcance de la obra que pretende EdT se incorpore en el sistema de transmisión.

En tercer término, controvierte las afirmaciones de EdT, en cuanto esta última empresa, refiriéndose al escrito de observaciones de Colbún, señaló que éste objetaba la juridicidad de la RE 711.

Al respecto, recuerda Colbún que en la página 20 de su escrito de observaciones a la discrepancia de EdT señaló que: "De modo alguno podría aceptarse que el artículo 21 de la

---

<sup>40</sup> Decreto Supremo N° 128 del Ministerio de Energía, de 2016, que aprueba el reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica.

Resolución 711 de la CNE sirva de base para alterar las bases elementos de la Ley Eléctrica, ya que ello significaría que se vulneran disposiciones legales a través de disposiciones emanadas de una resolución de la autoridad administrativa, jerárquicamente inferior a la Ley Eléctrica, la que ni siquiera fue objeto de toma de razón por parte de la Contraloría General de la República”.

Precisa que lo que se indica en tal párrafo es que lo dispuesto en el artículo 21 de RE 711 no puede constituir suficiente respaldo normativo para incorporar sistemas de almacenamiento en el sistema de transmisión, y que, si así se hiciera, ello constituiría una vulneración de disposiciones jurídicas jerárquicamente superiores. Aclara que no dijo que el artículo 21 de la resolución 711 fuera antijurídico; sino que dicho artículo no constituye un respaldo normativo adecuado para la incorporación de sistemas de almacenamiento en sistemas de transmisión, pues para ello se requiere contar con disposiciones de carácter reglamentario, que a la fecha no existen.

Señala, adicionalmente, que lo dispuesto en el artículo 20 transitorio de la Ley de Transmisión no es suficiente respaldo para sostener que el artículo 21 de la Resolución 711, de la CNE, permitiría incorporar sistemas de almacenamiento en el sistema de transmisión. Para Colbún, el referido artículo da cuenta de que para poner en ejecución las disposiciones legales establecidas en la LGSE se requiere de reglamentos de ejecución, que no son sino el ejercicio de la potestad reglamentaria del Presidente de la República. Y sostiene que dicho artículo transitorio permite que en tanto tales reglamentos no entren en vigencia, las disposiciones de la LGSE se sujetarán en plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de la propia ley y a aquellas que se contengan en resoluciones de la CNE. Añade que tales disposiciones de la CNE tendrían un plazo de vigencia máximo de 18 meses, desde el 20 de julio de 2016, venciendo en consecuencia el 20 de enero de 2018, salvo que se prorrogue por cuanto el reglamento que verse sobre el mismo contenido se encuentre en trámite.

En la misma línea de argumentación, indica que el artículo 225 de la LGSE dispone que los sistemas de almacenamiento deben ser regulados por un reglamento, que establecerá las disposiciones aplicables a los retiros de los mismos. Y afirma que si se hubiere querido regular a los sistemas de almacenamiento a través de una resolución de la CNE, al amparo del artículo 20 transitorio de la Ley de Transmisión, entonces dicho resolución habría debido regular a los sistemas de almacenamiento de manera comprensiva, regulando sus retiros, inyecciones, efectos económicos de los mismos, entre otros muchos aspectos. Sostiene que nada de ello se contiene en el artículo 21 de la Resolución 711 de la CNE, por lo cual, añade, malamente se podría sostener que dicho artículo constituye la manifestación de la potestad entregada a la CNE para regular, transitoriamente, disposiciones de la ley eléctrica referidas a los sistemas de almacenamiento, en espera de los reglamentos correspondientes.

### **3.3.1.6 Presentación de Engie**

Engie comparece ante el Panel, en calidad de interesada, haciendo ver su posición contraria a la incorporación de la S/E Don Andrés en el Plan de Expansión.

Engie estructura su presentación en cuatro capítulos que tratan sobre los sistemas de almacenamiento de energía, la S/E don Andrés como obra de generación y no de transmisión, el proceso de planificación de la transmisión y el principio de legalidad.

En el acápite relativo a los sistemas de almacenamiento de energía, luego de transcribir la definición contenida en el numeral ad) del artículo 225 de la LGSE, hace notar que, a la fecha, no existe la reglamentación aludida en dicha norma. Señala que al dictarse el Informe Final se encontraban pendientes de aprobación por parte de la Contraloría General de la República Contraloría<sup>41</sup> dos reglamentos ordenados por la LGSE y que afectarían a la regulación de los equipamientos de almacenamiento. Agrega, citando informaciones de prensa<sup>42</sup> y lo señalado por la CNE en esta discrepancia, que tanto el Ministerio como la Comisión habrían reconocido que el almacenamiento constituye una categoría de infraestructura nueva en la legislación eléctrica, que aún requiere mayor análisis y discusión.

A continuación, Engie se refiere a la conceptualización de los sistemas de almacenamiento, señalando que se trata sistemas capaces de producir por sí solos energía eléctrica, por la transformación de otras energías que son susceptibles de almacenamiento en energía eléctrica y, en este sentido, afirma, son elementos que participan en el mercado de la generación.

Así, señala la empresa que es posible que un medio de generación sea a su vez un sistema de almacenamiento, como podría ocurrir con una central de bombeo. Añade que también es cierto que los sistemas de almacenamiento actúan como generadores pues a partir de energía química, potencial o térmica, entre otras, generan electricidad que se inyecta a la red. Expresa que un sistema de almacenamiento a partir del uso de la energía potencial del agua, por ejemplo, no se diferencia de una central hidráulica, salvo en una capacidad más reducida de almacenamiento. Una central hidráulica, continúa, puede tener energía almacenada en embalses o incluso en nieve cordillerana lo que le permita tener una mayor capacidad, pero el proceso de generación es el mismo, se aprovecha la energía potencial del agua.

Sostiene Engie que lo anterior queda de manifiesto en la definición de "Sistema de Almacenamiento de Energía" del artículo 225 de la LGSE, que indica que es un "Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema".

Para la empresa, la definición anterior deja de manifiesto que:

---

<sup>41</sup> Se refiere Engie al Reglamento de Servicios Complementarios y al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, ingresados para toma de razón el 22 de diciembre de 2017 y el 25 de enero de 2018, respectivamente.

<sup>42</sup><http://www.pulso.cl/empresas-mercados/ministerio-energia-retira-reglamento-servicios-complementarios-desata-preocupacion-renovables/> (cita de la discrepante)



- Los sistemas de almacenamiento son instalaciones que efectúan una **transformación inversa** de energía eléctrica activa con el fin de **inyectarla al sistema**. Estas son cualidades propias de los sistemas de generación, a diferencia de los sistemas de transmisión cuya función es transportar energía eléctrica de un punto del sistema eléctrico a otro.
- Los sistemas de almacenamiento pueden utilizarse como servicio complementario (**seguridad**) y en el mercado de generación (**suficiencia o eficiencia económica del sistema**), pero no se señala en su definición que pueda ser utilizado como herramienta de planificación de transmisión o elemento integrante de un sistema de transmisión. (énfasis agregado por la discrepante)

A continuación, la empresa se refiere a las distinciones entre los mercados de transmisión, generación y almacenamiento.

Indica que en materia de transmisión eléctrica existe planificación centralizada y un sistema de remuneración regulado, lo que se explica por la existencia de un monopolio natural, por lo que el legislador ha establecido una planificación centralizada de la transmisión, materializada mediante licitaciones públicas e internacionales, lo que conlleva un régimen de inversiones sujeto a un ingreso regulado y estable.

Afirma que en el sector de generación ocurre todo lo contrario, pues se trata de un segmento que no cuenta con características monopólicas, cuyos proyectos, para la obtención de financiamiento, generalmente se asocian a un contrato de suministro que permita garantizar los ingresos necesarios.

Por último, indica, el sistema de almacenamiento, al igual que la generación, no cuenta con características de monopolio natural. Por lo tanto, no requiere planificación centralizada ni regulación de tarifas.

Para Engie, teniendo en cuenta lo anterior, utilizar un proyecto con almacenamiento como "infraestructura de transmisión" no corresponde a lo dispuesto por la LGSE, ya que según explica más adelante, se aumentará el peaje de transmisión que deberán pagar los clientes por medio del Cargo Único de Transmisión a fin de financiar una obra que no dice relación con la transmisión, sino que más bien con la generación.

En un segundo capítulo de su presentación, Engie afirma que la S/E Don Andrés corresponde a una obra de generación y no de transmisión.

Señala que la discrepancia no contiene una descripción completa de las características del proyecto y agrega que para entender realmente la imposibilidad de que sea considerado como parte del sistema de transmisión, hay que necesariamente referirse al proyecto de generación Valhalla, también de propiedad de Espejo de Tarapacá.

En este aspecto, hace notar que la discrepante ha buscado durante los últimos años viabilizar su proyecto de generación Valhalla, el que, en su formulación original, comprendía un parque



solar<sup>43</sup> y una central hidráulica de bombeo de 300 MW que opera con agua de mar<sup>44</sup>, ubicada aproximadamente a 100 kilómetros al sur de Iquique. Sostiene Engie que el parque solar habría sido reemplazado, en la formulación actual del proyecto, por retiros de electricidad del sistema eléctrico, justamente a través de la incorporación de Valhalla en la S/E Don Andrés.

Afirma Engie que en la página web del proyecto<sup>45</sup> se señala que éste tiene las siguientes características: i) requiere una inversión de 500 millones de dólares; y ii) tiene una capacidad máxima de 300 MW. Luego, se refiere a lo consignado respecto del proyecto en cuestión en el Informe Preliminar, y concluye de tal descripción que existirían evidentes coincidencias entre el proyecto de generación y almacenamiento Valhalla de propiedad de EdT y el sistema de almacenamiento incluido en la S/E Don Andrés; y agrega que, posiblemente, su única diferencia radicaría en que, en vez de utilizar generación solar para almacenar agua, utiliza electricidad del sistema eléctrico mediante retiros de electricidad.

De los antecedentes expuestos Engie concluye que el real interés de EdT en que esta "obra de transmisión" sea incluida en el Plan de Expansión sería maximizar los ingresos de su proyecto a través de los ingresos provenientes de la tarifa de transmisión, con cargo a los usuarios finales por medio del estampillado (Cargo Único de Transmisión) sumado a los potenciales ingresos de generación, tales como potencia de suficiencia, arbitraje de costos marginales y servicios complementarios.

En seguida, la empresa interesada se refiere a las características del sistema de almacenamiento inserto en la S/E Don Andrés.

En primer lugar, indica que se trataría de un sistema de generación, por lo que el proyecto estaría apto para recibir ingresos vinculados a generación, adicionales a los ingresos regulados provenientes de la transmisión que recibiría si incorrectamente se reincorporara al SEN y que cubrirían absolutamente sus costos de capital, de operación y una utilidad legítima. Es decir, señala Engie, se distorsionaría completamente la tarificación de la transmisión y se otorgaría un subsidio ilegítimo a estas instalaciones, a costa de los usuarios finales y de los generadores.

En segundo lugar, afirma Engie que los sistemas de almacenamiento no deben entenderse como parte del sistema de transmisión, según la definición contenida en el artículo 73 de la LGSE, lo que sería especialmente evidente, cuando se trata de un proyecto de las características de la S/E Don Andrés que, según señaló, se encuentra asociado a un sistema de generación. Añade que la referida obra se presenta como un sistema de almacenamiento de ubicación fija que no admite su reubicación en caso de ser necesario, a diferencia de otros sistemas de almacenamiento, como podrían ser las baterías. Indica la empresa que la

---

<sup>43</sup> En efecto, se obtuvo una resolución de calificación ambiental en tal sentido: [http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id\\_expediente=2130127816](http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2130127816)

<sup>44</sup> [http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id\\_expediente=2129687968](http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2129687968)

<sup>45</sup> <http://valhalla.cl/espejo-de-tarapaca/>

posibilidad de mover un sistema de almacenamiento, permite ubicarlo de manera próxima al centro de generación que presente congestiones para poder evacuar la energía dónde y a la hora que se necesite, característica que no se cumplirá en el proyecto S/E Don Andrés, ya que la localización es fija e incapaz de adaptarse a las necesidades cambiantes del sistema.

Expresa Engie que este criterio no fue debidamente analizado por el Informe Preliminar.

Refiriéndose a la evaluación económica, sostiene la empresa que, dentro de las deficiencias de la evaluación del proyecto S/E Don Andrés, destaca que la solución de almacenamiento no se ha comparado con otras alternativas "tradicionales" de planificación de transmisión, como puede ser aumento de capacidad de conductores, nueva subestación, equipos FACTS, etc.

Destaca la importancia de que las alternativas de expansión seleccionadas sean efectivamente las más económicas, que puedan asegurar la continuidad, calidad y seguridad del servicio dado que el costo asociado a su construcción y operación deberá ser financiado por el conjunto de la sociedad. Continúa señalando que es difícil apreciar, en base a los antecedentes contenidos en el Informe Preliminar, la conveniencia económica de licitar un proyecto de 500 millones de dólares, el cual aumentará la capacidad de transmisión entre 100 y 300 MW de ciertas instalaciones de transmisión. Afirma que una inversión de US\$ 500 millones puede aumentar la capacidad del sistema de transmisión muy por sobre los 300 MW. Cita como ejemplo la obra Entre Ríos – Ciruelos, propuesta en el Plan de Expansión, con un VI referencial de 360 MUSD y capacidad de transmisión 1700 MVA por circuito, para una distancia aproximada de 300 km.

Finaliza este acápite de su presentación refiriéndose al tiempo de construcción, y afirma que éste tampoco ha sido correctamente ponderado por el Informe Preliminar. Indica que el proyecto S/E Don Andrés contempla, según lo señalado en ese informe, un periodo de construcción de 48 meses y señala que otros sistemas de almacenamiento, como los basados en baterías, pueden instalarse en muy corto tiempo, como habría ocurrido con la empresa TESLA, que instaló 100 MW de baterías en menos de 100 días en el sur de Australia<sup>46</sup>.

Afirma que no es adecuado que la evaluación de un proyecto de este tipo no haya considerado los tiempos de construcción, para utilizar a favor la captura de la baja del precio esperada a futuro para sus componentes (como las baterías), asegurando así que el sistema de almacenamiento sea dimensionado de forma adecuada al requerimiento del sistema eléctrico; y que la instalación del sistema de almacenamiento sea realizada en las barras del sistema dónde entregue un mayor beneficio. Para Engie lo anterior refuerza su opinión en cuanto a que este tipo de proyectos no pueden caracterizarse como elementos del Sistema de Transmisión Nacional.

El otro capítulo de su presentación, Engie se refiere al proceso de planificación de la transmisión.

---

<sup>46</sup> <https://www.theguardian.com/australia-news/2017/dec/01/south-australia-turns-on-teslas-100mw-battery-history-in-the-making> (cita de Engie)

Afirma que, en materia de planificación de transmisión, el legislador dispuso un procedimiento al que debe sujetarse la autoridad y ciertos criterios que deben ser respetados. Destaca entre las directrices del proceso: mínimo costo/mínimo precio; económicamente eficiente y necesario; competencia; seguridad; y diversificación. De esta manera, agrega, el marco de acción de la CNE en materia de planificación de transmisión se encuentra delimitado por lo dispuesto en la LGSE, tanto en relación a la materia (transmisión), como en relación al procedimiento y criterios de actuación.

Afirma que tales limitaciones o delimitaciones en cuanto a su ámbito de acción, deben ser respetadas por la CNE de manera estricta en tanto órgano de la Administración del Estado sujeto al principio de legalidad. En especial, sostiene, por cuanto los principios asociados a la transmisión son más que simples declaraciones y tienen como propósito ir en línea con el nuevo sistema de remuneración de la transmisión: el esquema de estampillado.

Para Engie, considerando el mecanismo del estampillado, la consecuencia de incorporar un proyecto legal y económicamente improcedente afectará a los clientes finales, además de a los generadores. De esta manera, argumenta, y en virtud del principio de legalidad, el Informe Final es el resultado de un procedimiento reglado, técnico y económico, en que los interesados podrán ser parte a través de las instancias previstas como participación ciudadana, según lo dispuesto por el artículo 90 de la LGSE.

Sostiene Engie que la CNE, como persona jurídica de derecho público debe ejercer sus potestades con estricta sujeción al principio de legalidad. Y añade que, en esta oportunidad, al retirar el proyecto S/E Don Andrés del Informe Final la CNE ciñó su actuar a los objetivos relativos a la planificación de la transmisión: mínimo costo de las instalaciones y mínimo precio para el usuario; económicamente eficiente y necesario; competencia; seguridad; y, diversificación (artículo 87 de la LGSE). Por ende, actuó conforme al principio de legalidad<sup>47</sup> al adoptar la decisión en cuestión.

Luego de referirse en términos generales al principio de legalidad, afirma Engie que la incorporación de un sistema de almacenamiento como la S/E Don Andrés infringe el principio de legalidad, pues no se ajustaría a la normativa legal y reglamentaria que introdujo la Ley de Transmisión.

Lo anterior, sostiene, por cuanto la CNE en materias de planificación de transmisión no podría incluir instalaciones de generación y almacenamiento de energía, por los argumentos que a continuación expone.

---

<sup>47</sup> Tales requisitos, de conformidad a los artículos 6° y 7° de la Constitución Política de la República, son: (1) la investidura regular de la autoridad que lo dicta; (2) la competencia del organismo público respecto a la materia objeto del acto; (3) las formas que ley prescribe, es decir, conforme a un procedimiento administrativo y las solemnidades que exige la ley; (4) una motivación expresada en el mismo; y (5) un fin coherente con la actuación pública atribuida por el legislador al órgano público.

En primer lugar, Engie invoca el tenor literal de la LGSE. Invocando el artículo 73 de la LGSE, afirma que el legislador fue claro al señalar que el sistema de transmisión está compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas, no incluyendo los sistemas generación y de almacenamiento, como pretende Espejo de Tarapacá. Agrega que se trata de una instalación más restringida si se la compara, por ejemplo, con la definición de sistema eléctrico (artículo 225 letra a), aspecto que estima relevante a la luz de la norma de interpretación del artículo 19 del Código Civil.

Para Engie, el legislador dejó expresamente establecido cual es la infraestructura que debe considerarse parte del sistema de transmisión, no siendo posible que se incluyan otras como sistemas de generación y almacenamiento de energía.

Agrega que, en cualquier caso, por su definición, las instalaciones de almacenamiento son más afines a los medios de generación y servicios complementarios que a la transmisión, pues el almacenamiento y servicios complementarios permiten y cooperan en la coordinación del sistema de transmisión, en los términos del artículo 72-1 de la LGSE.

Seguidamente, Engie indica que el almacenamiento se asimila a otras categorías de instalaciones del mercado eléctrico, pero en ningún caso a la transmisión, lo que desprende, además, de ciertas similitudes que, sostiene, emanan de la LGSE en relación con: los sistemas de generación y los servicios complementarios.

En cuanto a la asimilación a los servicios complementarios, destaca los artículos 8 bis y 72-20 de la LGSE. Indica que el artículo 8 bis -que obliga a los propietarios de las instalaciones que prestan servicios complementarios y de almacenamiento de energía a constituir una sociedad con domicilio en Chile- impone a los dueños de infraestructura de almacenamiento requisitos menos exigentes que a las instalaciones de transmisión que, en tanto servicio público, deben cumplir con los requisitos que al efecto establece el artículo 7 de la LGSE (constituirse como sociedad anónima abierta o cerrada, sujeta a ciertas obligaciones de información y publicidad conforme al artículo 2 inciso séptimo de la Ley N°18.046, además de tener giro exclusivo de transmisión).

En cuanto al artículo 72-20 de la LGSE, relativo a las compensaciones por indisponibilidad de suministro, indica que éste nuevamente trata de manera diferente a los operadores de instalaciones de transmisión y a los operadores de instalaciones de almacenamiento. En efecto, mientras el inciso cuarto impone una regla especial para la transmisión, consistente en una limitación basada en sus ingresos regulados, en el caso del almacenamiento la regla viene dada por el inciso sexto que limita las compensaciones a sus ingresos totales, lo cual, a juicio de Engie, demostraría que las instalaciones de almacenamiento no tienen ingresos regulados, como pretende Espejo de Tarapacá por la vía de asimilar su proyecto a transmisión.

Otro aspecto que hace notar Engie, es que el almacenamiento no sería servicio público, a diferencia de la transmisión y distribución. Indica que, conforme a lo dispuesto en el artículo 7 de la LGSE, incisos primero, segundo y tercero, son servicio público el transporte y la distribución de energía. Afirma que no estando referidas o incluidas las instalaciones de

almacenamiento en esta norma, es posible concluir que no pueden pretender asimilarse y obtener los beneficios propios de las instalaciones de transmisión o distribución.

Luego, Engie se refiere a lo que denomina argumento geográfico o de ubicación de la norma en la LGSE. Sostiene que los argumentos expuestos anteriormente se refuerzan al analizar el título donde se encuentran definidos los sistemas de almacenamiento, esto es en el Título VIII de la LGSE denominado "Disposiciones Varias", y no formarían parte del Título III de la LGSE denominado "De los Sistemas de Transmisión". Afirma que si el legislador hubiese querido que los sistemas de almacenamiento fuesen parte de la transmisión, los habría tratado en el mismo título de la LGSE y, en particular, en la definición de sistema de transmisión contenida en el artículo 73 del Título III de la LGSE.

Engie concluye su presentación solicitando al Panel de Expertos tener por formuladas las observaciones complementarias y en su mérito y demás antecedentes de este proceso, rechazar la discrepancia planteada por Espejo de Tarapacá, en cuanto solicita la reincorporación de la S/E Don Andrés al Plan de Expansión.

### **3.3.1.7 Presentación del Consejo Minero**

El Consejo Minero AG, en calidad de interesado, formula observaciones en relación con la discrepancia planteada por EdT en el sentido de apoyar la decisión de la CNE en orden a no incluir la obra S/E Don Andrés en el Plan de Expansión de la Transmisión.

Relata la interesada que la CNE propuso, en el ITP, como obra nueva la "Subestación Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional", por un valor de inversión referencial de US\$ 500 millones y que nueve empresas y asociaciones se opusieron a la inclusión de dicha obra.

Agrega que incluso el Coordinador, sin pedir expresamente que se excluyera la obra de almacenamiento, hizo una observación que denotaría que concibe este almacenamiento como parte del sistema de generación y no de transmisión, observación del siguiente tenor: "[...] Además, un sistema de almacenamiento participa en el mercado spot comprando energía (para almacenar) y vendiendo energía (cuando genera), produciéndose un ingreso (o costo) para el propietario producto de dicha operación en el mercado. Esto difiere de la forma en que los participantes en licitaciones de transmisión presentan normalmente sus ofertas de AVI+COMA por equipos e instalaciones de transmisión, que son elementos pasivos que no participan en el mercado de generación".

Indica que la CNE acogió las observaciones que planteaban excluir la obra de almacenamiento y concluye que, si bien la CNE en un principio defendió la pertinencia técnico-económica de estas obras de almacenamiento, de acuerdo a los objetivos de la ley, posteriormente decidió posponer la obra dado que, por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, se requiere mayor análisis.

A continuación, el interesado describe la discrepancia presentada por Espejo de Tarapacá y señala que ésta menciona reiteradamente el artículo 87 de la Ley y el artículo 21 de la RE 711. Al respecto, sostiene el interesado que el artículo 87 de la Ley se refiere a la planificación

de la transmisión y señala reglas y criterios que debe seguir el proceso. Indica que en su inciso primero alude a las obras sometidas a esta planificación, se establece que: “[...]Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda”. Agrega que el artículo 87 nada señala respecto a que las obras de almacenamiento estén incluidas en la planificación.

En cuanto al artículo 21 de la RE 711, indica el interesado que éste se refiere a la etapa de análisis técnico económico de los proyectos y que tampoco alude a obras almacenamiento.

En resumen, el Consejo Minero A.G. sostiene que:

- a) Nueve entidades, entre empresas y asociaciones gremiales, presentaron observaciones al Informe Preliminar, en contra de la inclusión de la obra S/E Don Andrés, por un monto de US\$ 500 millones.
- b) Algunas de estas observaciones aludieron a la falta de sustento legal para incluir obras de almacenamiento en un plan de expansión de la transmisión. Otras hicieron ver que el almacenamiento es asimilable a la generación, destacándose una observación que al respecto hizo el Coordinador. Un tercer grupo aludió a la inconveniencia de que por la vía de incluirse en un plan de expansión de la transmisión, las obras de almacenamiento terminen siendo pagadas por todos los clientes finales y no por quienes causan su necesidad, privilegio que otros modos de almacenamiento, como embalses, canchas de carbón y sales de torres CSP, podrían empezar a pedir. Y también hubo observaciones que pusieron en duda el análisis técnico económico de la obra específica.
- c) Formalmente la CNE acogió las observaciones anteriores en su informe de respuestas y excluyó la obra de su Informe Final. Sostuvo que decidió posponer el proyecto tanto porque sus beneficios se mantienen si fuese incluido en un siguiente plan de expansión, como porque al tratarse de un tipo de infraestructura nueva requiere un mayor análisis.
- d) Espejo de Tarapacá presentó una discrepancia contra la exclusión de esta obra de almacenamiento, exponiendo diversos argumentos, pero sin hacerse cargo de las observaciones que eran contrarias a la inclusión de la señalada obra.
- e) En particular, Espejo de Tarapacá no da antecedente normativo alguno que sugiera que las obras de almacenamiento pueden ser parte de un plan de expansión de la transmisión. Es tan evidente este vacío, que Espejo de Tarapacá se vio en la necesidad de citar la exposición de un representante gremial de la industria eléctrica renovable durante la tramitación de la Ley de Transmisión, al no existir intervenciones de legisladores ni del ejecutivo al respecto. También debió recurrir a debates en mesas de trabajo y seminarios, e incluso llegó a citar artículos de un reglamento que no existe, porque el decreto respectivo fue dictado pero no tomado de razón, y hoy ni siquiera se encuentra en dicho trámite.

- f) EdT también contradice las dos razones de la CNE para excluir la obra de almacenamiento (los beneficios se mantienen con la postergación de la obra y al tratarse de un tipo de infraestructura nueva se requiere mayor análisis), pero no aporta antecedentes concretos, en particular jurídicos, que muestren que las obras de almacenamiento pueden ser incluidas en un plan expansión de la transmisión.

Por las razones expuesta el Consejo Minero A.G. solicita al Panel confirmar la decisión de la CNE de excluir la obra "Subestación Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional", de su Informe Final.

### **3.3.1.8 Presentación de Generadoras de Chile**

Generadoras de Chile, en calidad de interesada, se refiere a la discrepancia formulada por Espejo de Tarapacá.

Recuerda esta asociación gremial que la CNE, con ocasión de la dictación del Informe Final, adoptó la decisión de suprimir la S/E Don Andrés del Plan de Expansión, sobre la base de diversas observaciones efectuadas por distintos actores del sector. Para esta interesada, las respuestas de la CNE serían clarificadoras en cuanto a que existe una regulación insuficiente en torno a los sistemas de almacenamiento que no haría adecuada su incorporación en el Plan de Expansión. Luego, cita parte de las respuestas de la CNE, en las que este organismo señala que se trataría de infraestructura nueva, introducida recientemente a la legislación, que requeriría de un mayor análisis por parte de todo el sector.

Agrega la interesada que la principal normativa sobre la materia se encontraba contenida en la propuesta de decreto supremo que aprobaba el Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN, acotando que éste fue retirado en marzo de 2018 desde la Contraloría General de la República, lo que, a juicio de esta asociación gremial, haría suponer que se trata de una materia que requerirá de un mayor grado de análisis, precisiones y discusión.

Continúa señalando que, ante la inexistencia de una normativa adecuada, clara y precisa sobre diversos aspectos que regulen el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, un eventual dictamen por parte del Panel se convertiría, en los hechos, en el principal instrumento regulatorio sobre la materia, situación que sería contraria a lo establecido en la LGSE. Además, añade, interferiría en el desarrollo regulatorio que aparentemente se iniciaría este año, lo que esta interesada desprende tanto de las respuestas de la CNE a las observaciones como del retiro del señalado Reglamento de Coordinación.

Generadoras de Chile concluye solicitando se tengan presente sus consideraciones y se rechace en definitiva la solicitud de EdT.

### **3.3.1.9 Presentación de PMG**

PMG comparece en este procedimiento como interesado, formulando observaciones en relación con la discrepancia presentada por Espejo de Tarapacá.



Informa esta asociación gremial que, en su calidad de inscrita en el Registro de Participación Ciudadana del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2017, presentó observaciones al Informe Preliminar, que fueron acogidas por la Comisión al no incorporar, en el Informe Final, la S/E Don Andrés.

Luego de relatar las observaciones que, en su oportunidad, presentó respecto del Informe Preliminar, PMG formula observaciones a la discrepancia presentada por Espejo de Tarapacá, expresando que ésta carece de fundamentos legales para solicitar la reincorporación de la S/E Don Andrés.

En cuanto a las observaciones presentadas por PMG al Informe Preliminar, y que reitera expresamente, según relata, éstas se fundamentan en dos argumentos específicos: a) que el atributo de almacenamiento de energía de una instalación eléctrica no puede ser determinado como una obra de expansión de transmisión porque no corresponde a una instalación de transmisión eléctrica; y b) que la evaluación económica que la CNE había utilizado para calcular los beneficios de la incorporación de la S/E Don Andrés al SEN, contenía errores que contravenían la LGSE.

En cuanto al primer aspecto, sostiene PMG que el atributo de almacenamiento de energía no puede ser determinado como una obra de expansión de transmisión porque no corresponde a una instalación de transmisión eléctrica. Al efecto, cita el artículo 89 de la LGSE que, señala, establece con precisión cuáles podrán ser las obras de expansión, y afirma que del mismo puede desprenderse que las obras de expansión corresponden principalmente a **líneas y subestaciones** (y algunos elementos de segundo orden como sistemas de control y comunicación); y que dichas instalaciones tienen por objeto aumentar **la capacidad** o la **seguridad y calidad de servicio** del sistema eléctrico (todos los destacados de este apartado son de PMG).

Por lo tanto, continúa esta asociación, una subestación eléctrica con el atributo de almacenamiento de energía y, en particular, con la función de inyección de energía al sistema eléctrico o de retiro de energía del sistema eléctrico, no cabe en ningún caso como obra de expansión de los sistemas de transmisión. Agrega que el Informe Preliminar no definió la función que tendría la S/E Don Andrés en términos del tipo de operación y desempeño que permite obtener beneficios para el SEN; y que dicho informe no contiene una explicación de cómo esta obra de expansión contribuiría a aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

En cuanto a la errónea evaluación económica de la obra nueva S/E Don Andrés, señala que el Informe Preliminar contenía, en el cuarto párrafo del subtítulo 7.1.5, un error de alcance legal, al indicar que "los sistemas de almacenamiento presentes en las nuevas subestaciones podrán participar de los mercados de capacidad, obteniendo de esta forma ingresos derivados de su aporte a la suficiencia del sistema (ingresos por venta de potencia)."

Para la interesada, el beneficio indicado no correspondería legalmente, pues la LGSE en su artículo 72-17, inciso noveno, dispone que sólo las instalaciones de generación tienen derecho a participar de los mercados de potencia; y afirma que si se refiriese a un atributo de



almacenamiento otorgado por un medio de generación eléctrica, se trataría de instalaciones que no son parte del proceso de planificación de transmisión, por no revestir el carácter de instalación de transmisión en los términos definidos por la LGSE. En definitiva, señala la AG, el Informe Preliminar contradecía expresamente lo establecido en la LGSE.

Agrega que un segundo error cometido en la evaluación económica del Informe Preliminar fue incorporar el eventual beneficio privado, correspondiente a los ingresos por potencia de la S/E Don Andrés, como un beneficio social o sistémico resultado de la incorporación de dicha subestación. Sostiene PMG que la aplicación de la metodología del Informe Preliminar habría entregado un doble pago al futuro propietario de la S/E Don Andrés, dado que como obra nueva de expansión del sistema de transmisión nacional recibiría por 20 años una remuneración igual al VATT de las obras y que, según establece el artículo 114 de la LGSE, este valor constituye el total de la remuneración anual de cada instalación, pagando así completamente los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de la instalación de transmisión. Por tanto, afirma, al recibir un segundo pago por concepto de potencia de suficiencia, que conceptualmente también remunera una infraestructura, pero de generación eléctrica y en ningún caso de transmisión, estaría recibiendo una sobrerenta que la LGSE prohíbe expresamente, duplicando así la remuneración de la S/E Don Andrés, y obligando, como consecuencia, a los clientes finales libres y regulados a pagar dos veces por la misma instalación. Lo anterior, sostiene, vulnera las disposiciones de la LGSE y los fines fundantes de la mismas contenidos en su artículo 72-1, lo que demostraría que la propuesta de incorporar la S/E Don Andrés en el Plan de Expansión 2017 carece de sustento legal y económico.

Desde una perspectiva normativa, hace notar GMP que no existiría sustento normativo vigente que establezca los mecanismos de remuneración y tratamiento en el mercado de corto plazo para los sistemas de almacenamiento de energía, en caso de ser definidos como obras nuevas de transmisión. Indica que la LGSE establece una remuneración única para los sistemas de transmisión, equivalente al VATT, que constituye el total de su remuneración anual, y agrega que, en el marco jurídico vigente, no existe norma que especifique la forma de tratar la valorización de inyecciones y retiros de energía de un sistema de almacenamiento de energía considerado como instalación del sistema de transmisión, ni su consecuente forma de asignación de ingresos y costos en el mercado de corto plazo de energía. Tampoco existe un tratamiento para el aporte que podría entregar en la prestación de servicios complementarios un sistema de almacenamiento de energía que opere bajo el esquema de una instalación que es parte del sistema de transmisión.

Desde otro punto de vista, sostiene que la característica de multifuncionalidad de los sistemas de almacenamiento fue prevista por el legislador en la Ley de Transmisión, dado que los consideró como elementos diferentes de centrales generadoras y sistemas de transporte, como se desprendería del artículo 72-7 de la LGSE, que expresamente separa a los sistemas de almacenamiento de los sistemas de transporte.

En definitiva, sostiene PMG, los sistemas de almacenamiento de energía pueden prestar distintas funciones en el sistema eléctrico, dentro de las cuales se encuentra principalmente

la prestación de servicios complementarios, cuya regulación se especifica particularmente en el artículo 72-7 de la LGSE, y pueden ser utilizados para otras funciones propias del mercado competitivo de generación; pero, agrega, deberán ser las decisiones descentralizadas de agentes privados quienes racionalmente evalúen el mérito económico y beneficio privado de participar en el mercado eléctrico con dichas tecnologías.

Luego, se refiere a la presentación de Espejo de Tarapacá en cuanto afirma que: "Se trata, entonces del beneficio sistémico que representa la Obra Nueva, en caso de incorporarse al SEN, en términos de su aporte a la Suficiencia de Potencia del SEN, en el entendido que parte de su contribución apunta a desplazar la necesidad de instalar nueva capacidad de centrales que abastezcan la potencia de punta del SEN (ahorro de costos de inversión."

Para PMG la discrepante deduce erróneamente que la CNE en el Informe Preliminar habría incorporado el reconocimiento de potencia de suficiencia como un beneficio sistémico, ya que, sostiene, en dicho Informe Preliminar no existe análisis, argumento y/o redacción alguna de la cual se entienda lo que EdT elabora en su presentación.

Por el contrario, afirma, la Comisión es explícita en argumentar que el reconocimiento de potencia de suficiencia que incorporó en el cálculo de la evaluación económica es resultado de los ingresos por venta de potencia, pues dice el Informe Preliminar<sup>48</sup> que: "Cabe destacar que los sistemas de almacenamiento presentes en las nuevas subestaciones, podrán participar de los mercados de capacidad, obteniendo de esta forma ingresos derivados de su aporte a la suficiencia del sistema (Ingresos por venta de potencia)". Expresa que lo anterior fue observado por PMG y acogido en plenitud por la Comisión, lo que demostraría la improcedencia de agregar al beneficio sistémico de la S/E Don Andrés el reconocimiento de potencia de suficiencia.

Concluye PMG solicitando al Panel tener presente las observaciones formuladas en su presentación y, especialmente, no acoger las solicitudes de Espejo de Tarapacá, disponiendo el rechazo de la solicitud reincorporar la S/E Don Andrés al Informe Final.

### **3.3.1.10 Alternativas**

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Disponer que se incorpore en el Informe Final la obra nueva S/E Don Andrés con las precisiones descriptivas, de carácter técnico, que hizo presente Espejo de Tarapacá SpA a la CNE.
- Alternativa 2: Rechazar la petición de Espejo de Tarapacá SpA.

### **3.3.1.11 Análisis**

Teniendo presente los planteamientos formulados por las partes e interesadas y que se han expuesto en los acápites precedentes de esta sección 3.3.1., este Panel analizará si se justifica

---

<sup>48</sup> Página 141, RE 770, de 29 diciembre 2017.

la no inclusión de la S/E Don Andrés en el Informe Final, a la luz de la normativa vigente y los antecedentes tenidos a la vista.

Con relación a la metodología de evaluación, para la discrepante no sería válido que los efectos de una revisión metodológica afecten retroactivamente la evaluación económica de una obra nueva que cumplió con los requisitos establecidos en la RE 711. A su juicio, una eventual modificación de la metodología de evaluación sólo podría operar hacia el futuro.

Al respecto, este Panel tiene presente que el proceso de planificación de la expansión tiene por finalidad determinar las obras que sean "necesarias" para el sistema de transmisión, a la luz de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación contenidos en la LGSE (art. 87). Para ello, la normativa vigente establece una serie de elementos que deben ser considerados en el respectivo proceso, tales como la minimización de los riesgos en el abastecimiento<sup>49</sup>, la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia<sup>50</sup> e "instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que define el Ministerio (...)"<sup>51</sup>.

En el contexto descrito la CNE, órgano técnico encargado de la planificación de la expansión, tiene el deber de analizar el mérito de las obras nuevas y obras de ampliación propuestas, a fin de incorporar en el plan de expansión sólo aquellas que cumplan con los objetivos establecidos en la LGSE.

A juicio de este Panel, dos factores relevantes del diseño institucional confirman la facultad de la CNE para eliminar un proyecto de obra en tanto el procedimiento no se encuentre afinado. Por una parte, debe considerarse la lógica misma del procedimiento de expansión de la transmisión, inspirada en principios de transparencia y participación, que permite a empresas e instituciones privadas presentar y defender sus puntos de vista respecto de un informe preliminar, para que sean considerados en la definición del informe final. Por otra parte, la LGSE le entrega a la CNE un margen de apreciación para aceptar o rechazar fundadamente esas observaciones, de modo que incorpore aquellas obras que el sistema requiere. El Panel estima que no tendría sentido que esa participación y ese margen de apreciación no pudieran reflejarse eficazmente en la decisión que se tome al final del procedimiento. Esta conclusión se entiende sin perjuicio de que la decisión de la CNE quede sujeta a eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos, como es el caso en análisis.

Este Panel considera que si la propia autoridad técnica encargada de evaluar las obras de expansión que se deben incorporar al sistema estima necesario realizar un ejercicio de profundización en la metodología vigente para dicha evaluación, esa argumentación no puede ser desestimada por la sola circunstancia de que la obra en análisis haya superado una

---

<sup>49</sup> Artículo 87, letra a).

<sup>50</sup> Artículo 87, letra b).

<sup>51</sup> Artículo 87, letra c).

evaluación inicial al amparo de esa metodología. Esta conclusión aparece reforzada tratándose de un tipo de obra de infraestructura cuya integración al segmento de transmisión es inédita.

Sostener lo contrario implicaría aceptar que eventualmente se debieran incorporar obras al plan de expansión, a pesar de que existan dudas sobre la evaluación que de éstas se ha realizado.

De este modo, la sola circunstancia de que la S/E Don Andrés haya sido incluida en el Informe Preliminar en aplicación de la metodología vigente, no excluye la posibilidad de que la CNE pondere razones diversas para no incorporarla en el Informe Final, tales como las consideraciones que derivan en este caso de una necesidad de mejorar la metodología de evaluación, consideraciones con las cuales este Panel concuerda.

En efecto, tratándose, como ya se ha señalado, de una obra con características inéditas, tanto por su incorporación al sistema de transmisión, como por su tamaño y la diversidad de tecnologías con la cual puede materializarse, el Panel comparte la opinión de la CNE en el sentido que se requiere profundizar en la metodología en la evaluación de este tipo de proyectos, en el más amplio sentido y alcance.

A modo de ejemplo, se pueden mencionar los siguientes aspectos que a juicio del Panel ameritan ser analizados:

- Tamaño y ubicación óptimos de sistemas de almacenamiento. Sobre esta materia, este Panel considera que se debe avanzar en el establecimiento de metodologías que permitan determinar estas variables con herramientas analíticas formales. Según lo declarado por la CNE en el Informe Preliminar, la ubicación dada a estas instalaciones obedeció a reglas de carácter heurístico que, si bien pueden intuitivamente ser razonablemente correctas, no permiten identificar soluciones alternativas mediante una modelación.
- Análisis de instalación distribuida en toda la red.
- Selección de alternativa a licitar. En el Informe Preliminar, la CNE estableció cuatro configuraciones, todas con VAN positivos y diferentes, a las cuales pueden postular los interesados. No son claras las razones por las cuales no se optó por establecer la configuración que tuviera el mayor VAN positivo. Adicionalmente, de persistirse en este procedimiento en planes de expansión futuros que incluyan esta tecnología, podrían generarse problemas de comparación de ofertas, y en consecuencia de asignación de la obra.
- Empleo de modelos que incluyan una modelación con resolución horaria.

Por otra parte, el Panel considera que hay aspectos normativos que es conveniente sean aclarados. Así ocurre, por ejemplo, con el DS 128 que aprueba el reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica. En éste, se definen a estas centrales como sistemas de almacenamiento de energía, sujetas a la coordinación del Coordinador, que pueden efectuar retiros de energía y potencia para comercializarla con distribuidoras o usuarios no sujetos a regulación de precios, y prestar servicios remunerados. Asimismo, establece que el

Coordinador debe determinar el costo variable de la central de bombeo, y su potencia inicial e indisponibilidad forzada para efectos de las transferencias de potencia.

Las disposiciones de esta normativa se aplican a las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica, sin efectuar distinción alguna. En este contexto, de ser instaladas como parte de un sistema de transmisión, no es claro cómo compatibilizar sus disposiciones, entre las cuáles está la facultad de estas centrales para comercializar energía, con el hecho de que una instalación integrada a la transmisión deba percibir como ingreso sólo su correspondiente AVI+COMA<sup>52</sup>.

Por lo anterior, y atendida la relevancia que se avizora tendrán los sistemas de almacenamiento para el desarrollo del sistema eléctrico es, a juicio de este Panel, aconsejable una aclaración de la normativa, a efectos de evitar futuras incompatibilidades que, en lugar de promover la instalación de estos sistemas, en sus diversas manifestaciones tecnológicas, pudiesen inhibir su desarrollo.

En relación con el segundo argumento esgrimido por la CNE para no incorporar la S/E Don Andrés en el Plan de Expansión, tanto la discrepante como la CNE entregan en sus presentaciones las evaluaciones económicas de postergar en un año la inversión.

La discrepante entrega dos evaluaciones. Una, según los resultados de la CNE, que emplea un modelo de bloques, y otro con resultados de evaluaciones propias, empleando un modelo horario. Ambas referidas al caso de instalar 300 MW en la S/E Lagunas. Se entiende que ambas emplean una tasa de descuento de 6%.

En términos promedios, los VAN resultantes de la modelación de Espejo de Tarapacá son aproximadamente cuatro veces los obtenidos por la modelación de la CNE. No obstante, las diferencias de VAN respecto de postergar el proyecto en un año, desde el año 2025 al 2026, para ambas modelaciones, son menores a US\$ 2 millones (1% respecto del VAN promedio en el caso de la CNE y un 0,3% para el caso calculado por la empresa).

Por otra parte, la CNE incluye en su presentación un conjunto de valores que muestran para la configuración 1x300 MW, para las tres ubicaciones, los distintos escenarios y distintas tasas de descuento, los valores diferenciales de postergar este proyecto en un año. En términos promedios, para los proyectos que denomina A, B y C, y considerando una tasa de 6%, se obtienen valores diferenciales de -1, 1 y 2 US\$ millones respectivamente. Para el mismo caso evaluado por Espejo de Tarapacá (ubicación en S/E Lagunas), la diferencia promedio es de US\$ -1 millón. Así, tanto en el caso de los valores presentados por la discrepante como de los presentados por la CNE, los valores diferenciales resultantes, junto con ser de distinto signo, son poco significativos, y caen ampliamente dentro del rango de error en la estimación

---

<sup>52</sup> Otra aparente incompatibilidad se aprecia en el Informe Técnico Preliminar (página 141), donde se señala que los sistemas de almacenamiento presentes en las nuevas subestaciones, podrán participar de los mercados de capacidad, obteniendo de esta forma ingresos derivados de su aporte a la suficiencia del sistema. No es claro si se trata de ingresos adicionales al AVI + COMA, o se trata de ingresos que se descuentan del AVI+COMA. Espejo de Tarapacá señaló que se trata de una "impropiedad conceptual".

de diversas variables incluidas en la evaluación. Por lo anterior, a juicio del Panel resulta indiferente iniciar el proyecto según lo definido en el Informe Preliminar o postergarlo por un año, por lo que, en la práctica, la postergación no sería, según los antecedentes mostrados por las partes, perjudicial para el sistema.

En este contexto, a juicio del Panel es pertinente hacer una revisión de la metodología de evaluación de este tipo de proyectos y, además, establecer el alcance que deberá tener en el futuro la licitación de un sistema de almacenamiento.

Por todo lo señalado, el Panel considera que las razones esgrimidas por la CNE para excluir la obra nueva S/E don Andrés del informe Final son atendibles y suficientes para rechazar la solicitud de Espejo de Tarapacá SpA.

Atendido que las razones invocadas por la CNE por sí solas justifican la no inclusión de la S/E Don Andrés en el Informe Final, a juicio de este Panel resulta inoficioso pronunciarse sobre otras alegaciones planteadas por las partes e interesadas sobre la materia.

#### **3.3.1.12 Dictamen**

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen:

Rechazar la petición de Espejo de Tarapacá SpA.

#### **3.3.2 Incorporación de los beneficios ambientales correspondientes al desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>, a la evaluación económica de la S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento**

##### **3.3.2.1 Presentación de Espejo de Tarapacá**

Sostiene la discrepante que conforme al ITP, la S/E Don Andrés produce beneficios netos para el SEN en todas sus alternativas de configuración y en todos los escenarios considerados en la planificación de la transmisión.

Para fundamentar presenta las Tablas 61 y 62 del ITP donde se presentaría los resultados de análisis estocásticos para la expansión llevada a cabo mediante subestaciones con atributo de almacenamiento de energía. Sostiene que, para el caso de S/E con atributo de almacenamiento de energía de 100 MW, en los tres escenarios simulados por la CNE el proyecto genera beneficios netos para el sistema.

Señala además que el ITP subvaloró los beneficios netos de la S/E Don Andrés al no considerar en el análisis económico de dicha obra nueva los beneficios medioambientales correspondientes al desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Señala que el análisis técnico económico consistió en la verificación de la información disponible de cada uno de los proyectos de expansión, esto es, de sus características, plazos constructivos, alternativas y condiciones para su realización, entre otros.

Agrega que la CNE determinó los VI y COMA referenciales de cada proyecto, en base a diversos elementos, entre los cuales mencionó las: "(...) variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio (...)", de acuerdo a lo informado por el Ministerio de Energía en el Oficio Ordinario N° 1744 de 15 de diciembre de 2017 (Oficio 1744) y en el Oficio Ordinario N°1745 de diciembre 2017, relativo a los criterios considerados para la definición de las obras nuevas que deben someterse al Estudio de Franjas.

Sostiene que los criterios y variables medioambientales y territoriales utilizadas en el análisis son sólo usados con el objeto de determinar las "interferencias medioambientales" conforme al Oficio 1744 del Ministerio de Energía.

Señala que a través del Oficio 1744, el Ministerio de Energía envió a la CNE una sistematización de la información territorial y ambiental en cumplimiento con lo mandado en el inciso tercero del artículo 87 de la LGSE. Y que, en dicho Oficio, el Ministerio distinguió entre la información correspondiente a la infraestructura energética nacional existente, la infraestructura energética nacional proyectada, y la información correspondiente a las variables ambiental-territoriales relevantes.

Continúa indicando que el Oficio 1744 clasifica las variables ambiental-territoriales en (i) variables naturales, es decir, aquellas vinculadas a la valorización de ecosistemas, objetos de conservación, preservación y/o resguardo a través de figuras de protección oficiales, tales como parques o reservas nacionales, entre otras; (ii) variables culturales vinculadas al resguardo o valoración del patrimonio nacional, cultural e indígena del territorio, tales como monumentos históricos, zonas típicas y territorio indígena, entre otras; y (iii) finalmente variables productivas, vinculadas al valor turístico de una región, tales como las zonas de interés turístico.

Sostiene que conforme lo indica el Oficio 1744, y según consta tanto en el Informe Preliminar de PELP, que tuvo a la vista la CNE al momento de la elaboración del ITP, como en el Informe Final de la PELP, del 19 de febrero del 2018, las variables ambientales-territoriales fueron sólo utilizadas como restricciones para la determinación de zonas potenciales de generación eléctrica en base a recursos energéticos renovables.

Por lo señalado infiere la discrepancia que el ITP, al señalar que consideró "interferencias ambientales" en la subetapa de factibilidad y valorización del análisis económico de los proyectos del Plan Expansión, estaría indicando que utilizó los criterios y variables ambientales y territoriales exclusivamente como restricciones para la localización para los proyectos evaluados.

Indica que esto tiene gran relevancia en el caso de un proyecto con atributos de almacenamiento como la S/E Don Andrés, debido al consenso técnico existente respecto a los beneficios ambientales que los sistemas de almacenamiento generan debido al desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub> y que en el caso de la S/E Don Andrés, el único beneficio adicional considerado fue el reconocimiento de su aporte a la suficiencia de potencia del SEN, tal como consta en las tablas 61 y 62 del ITP.



Sostiene la discrepancia que realizó la observación 3.2.9 al ITP para incorporar los beneficios de desplazamiento de CO<sub>2</sub> de su proyecto, de 540 mil Ton CO<sub>2</sub> anuales, a un precio social de 40 US\$/Ton.

Señala que la CNE no se pronunció sobre el mérito de la observación realizada y que conforme a lo establecido en el artículo 87 de la LGSE, la CNE tiene la obligación legal de considerar los criterios y variables medioambientales en el análisis técnico económico de los proyectos.

Sostiene que el citado artículo consagraría un nuevo paradigma de planificación y evaluación de proyectos de transmisión, de acuerdo al cual las obras de expansión ya no se determinan exclusivamente a través de un análisis de costos y beneficios operacionales del sistema eléctrico, sino que incorpora a dicho análisis las variables ambientales y territoriales, asemejándose así a una evaluación social de los proyectos, como lo manifiesta la inclusión de la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social.

Lo anterior continúa, en cumplimiento con los principios de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación establecidos en el inciso segundo del referido artículo 87.

Para fundamentar su posición señala que durante el primer trámite constitucional del proyecto de ley se rechazó expresamente que los temas ambientales y territoriales sólo pudieran considerarse en la Planificación de la Transmisión anual de la CNE como "restricciones" a la misma, indicándose que uno de los objetivos de la planificación de la transmisión es propender a la sustentabilidad ambiental, por lo que debía dársele una función más amplia a dichos criterios y variables ambientales.

Sostiene además de la inclusión de beneficios ambientales en el análisis económico de los proyectos evaluados en el plan de expansión de la transmisión de la CNE, es coherente con la utilización de la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social como tasa de actualización del plan de expansión de la transmisión. Esto continúa, sería avalado por el inciso penúltimo del artículo 87 de la LGSE el cual señala que la tasa de actualización a utilizar en la evaluación económica de los proyectos del plan de expansión corresponde a la tasa social de descuento, establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 20.530, que crea el Ministerio de Desarrollo Social, y que la inclusión de la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social, en el proceso de planificación de la transmisión, es coherente con la inclusión de variables o beneficios ambientales en la evaluación económica de las diferentes alternativas de proyectos del plan de expansión.

Ello, continúa, pues ambas metodologías incorporan en dicha evaluación criterios de beneficios y costos que van más allá de los simples beneficios o costos operacionales y sistémicos que caracterizaban la planificación de la transmisión antes de la Ley de Transmisión. Lo anterior, sería reconocido por el Coordinador en su propuesta de expansión de la transmisión en enero de 2017.

Sostiene por otra parte que el hecho de que el Ministerio de Energía no haya remitido a la CNE la información sobre emisiones de CO<sub>2</sub> que poseía, no exime a la CNE del cumplimiento



de su obligación legal de considerar dichas variables y criterios ambientales en el Informe Preliminar.

En efecto, continúa, en virtud del inciso tercero del artículo 87 de la LGSE, el Ministerio de Energía, en coordinación con los ministerios sectoriales competentes correspondientes, tiene la obligación de enviar a la CNE al inicio del proceso de planificación información sobre criterios y variables ambientales disponibles, información que debe ser utilizada por la CNE no sólo para establecer restricciones ambientales aplicables al Plan de Expansión, sino que también para incluir estos criterios y variables ambientales en la evaluación económica de los proyectos.

Agrega que, en relación con los gases efecto invernadero, el Ministerio de Energía en la PELP Preliminar realizó las siguientes distinciones:

En la clasificación "Actual", es decir, para efectos del escenario A, el Ministerio de Energía valorizó el costo de las emisiones de gases efecto invernadero conforme a los valores establecidos en la Ley 20.780, es decir a 5 USD/TonCO<sub>2</sub>e.

En la clasificación "+Alto", es decir, para los escenarios B y E, el Ministerio de Energía valorizó los costos de las emisiones de gases de efecto invernadero de la siguiente manera:

- (i) Para el año 2016, se considera un costo de 0 USD/TonCO<sub>2</sub>e, en virtud de lo establecido en la Ley 20.780;
- (ii) A partir del año 2017 se considera un costo de 5 USD/TonCO<sub>2</sub>e, hasta alcanzar un valor de 14 USD/TonCO<sub>2</sub>e al año 2030; y
- (iii) Entre el año 2030 y el año 2050, se asume una trayectoria lineal de incremento para alcanzar un valor de 32,5 USD/Ton CO<sub>2</sub>e a tal año, que corresponde al valor intermedio del precio social del carbono establecido en el Informe "Estimación del Precio Social del CO<sub>2</sub>", elaborado por la División de Evaluación Social del Sistema Nacional de Inversiones, del Ministerio de Desarrollo Social.

Destaca que la utilización por parte del Ministerio de Energía del precio social del CO<sub>2</sub> determinado por el Ministerio de Desarrollo Social, es completamente coherente con la inclusión de los beneficios ambientales asociados al desplazamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la evaluación económica de proyectos del plan de expansión anual de la transmisión elaborado por la CNE.

En consecuencia, señala, la CNE, al momento de elaborar el ITP tenía en su posesión datos oficiales del Ministerio que le permitían valorizar las emisiones de gases efectos invernadero, y así incorporar dicha variable ambiental en la evaluación económica de la planificación de la transmisión tal como mandata el inciso tercero del artículo 87 de la LGSE.

Agrega que los beneficios ambientales de los sistemas de almacenamiento relacionados con el desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub> se encuentran ampliamente reconocidos en el sector. Asimismo, su incorporación en la evaluación económica de los proyectos de expansión de la transmisión es consistente con la política Energía 2050 y los compromisos asumidos por el

Estado de Chile, y que ya durante la tramitación del Proyecto de Ley de Transmisión, al hablar de sistemas de almacenamiento, se enfatizaba su aporte al medio ambiente al desplazar gases efecto invernadero.

Agrega además que los beneficios ambientales de los sistemas de almacenamiento asociados al desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>, son ampliamente reconocidos por la literatura especializada y en jurisdicciones comparadas, y que la incorporación de almacenamiento puede permitir el logro de metas de reducción de gases efecto invernadero con una capacidad menor de generación baja en emisiones, con los ahorros correlativos en costos de inversión.

Indica que avalaría su posición el hecho de que Chile se comprometió en forma incondicional a reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de PIB en un 30% al año 2030, con respecto al valor alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso. Esta meta supone mitigar 18,25 millones de Ton CO<sub>2</sub>. Asimismo, se comprometió a reducciones de 35% y 45% condicionadas a la entrega de financiamiento.

Por tanto, señala, el no reconocimiento del desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>, en la evaluación económica de proyectos del plan de expansión de la CNE, no sólo no cumple con el mandato establecido en el artículo 87 de la LGSE, sino que además es inconsistente con la política Energía 2050 y el compromiso asumido por Chile en la COP21.

Señala que la CNE cuenta con datos oficiales para realizar este cálculo, los cuales fueron referenciados por EdT en sus observaciones y utilizados por el Ministerio de Energía en la PELP. Y que para efectos de determinar la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> desplazadas por la S/E Don Andrés, el consultor externo Eduardo Pereira realizó un ejercicio utilizando un modelo de resolución horaria, el cual permite capturar de manera detallada la operación del sistema eléctrico. Acompaña a su presentación una copia de dicho informe.

Indica que conforme se consta en el informe, los beneficios ambientales correspondientes a desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub> son los siguientes: para el escenario 1 del IT Preliminar (PELP A), 2.950 toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas, para el escenario 2 (PELP B), 7.160 toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas, y para el escenario 3 (PELP E), 8.560 toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas. Y que, aplicando la valorización utilizada en la PELP, se estimaron los beneficios ambientales de la S/E Andrés asociados al desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>, en \$26 millones de dólares en el escenario 1, \$161 millones de dólares en el escenario 2 y \$214 millones de dólares en el escenario 3.

En presentación complementaria EdT incorpora los siguientes argumentos:

- (i) La CNE, como ente coordinador del proceso de planificación de la transmisión, debió incorporar la información sobre el desplazamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> a la evaluación económica de la S/E Don Andrés, aun cuando dicha información no estuviera contenida en los Of. Ord. 1744 y 1745 del Ministerio de Energía y que dicha incorporación no supone exceder su competencia. Sostiene que la interpretación de la CNE del artículo 87 de la LGSE es errada a la luz de una

interpretación sistemática y de acuerdo con la historia fidedigna de dicho artículo, y contraria a la Ley 19.880.

- (ii) En cumplimiento de la RE 711 de 2017, la CNE debió incorporar los beneficios ambientales a la evaluación económica de la S/E Don Andrés, señalando que la CNE tiene efectivamente la potestad para dictar la RE 711, pero que, dicha resolución, tiene por objeto ejecutar la voluntad del legislador y no suplantarla, por lo que la misma, en aplicación del artículo 87, debe incorporar la valorización de los beneficios ambientales asociados al desplazamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la evaluación económica de la S/E Don Andrés.

En definitiva, Espejo de Tarapacá presentó la siguiente solicitud al Panel de Expertos:

Que, como consecuencia de acoger la presente discrepancia, disponga el reemplazo de las tablas 61 y 62 de la Sección 7.1.5 del ITFinal, por las siguientes tablas que incorporan la valorización de los beneficios ambientales asociados al desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub> del proyecto S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento en sus diferentes configuraciones:

**TABLA 61**

<b>Valor presente en millones de U\$\$</b>	<b>Esc 1</b>	<b>Esc 2</b>	<b>Esc 3</b>
Costo Operacional Sin Proyecto	23,619	23,767	23,457
Costo Operacional Con Proyecto A	23,081	23,206	22,933
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (7%)	23,471	23,583	23,305
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (6%)	23,421	23,534	23,255
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (5%)	23,374	23,486	23,207
Ahorros aspectos medioambientales externalidad CO2 Proyecto A	26	161	214
Beneficios (Base-Proyecto A) Tasa 7%	174	345	366
Beneficios (Base-Proyecto A) Tasa 6%	224	395	416
Beneficio (Base-Proyecto) 5%	271	443	464

- Por simplicidad el análisis de simulación se realizó para el Proyecto A de 1x300 MW (Conectado a Lagunas 220 kV). Se asume que los impactos medioambientales son similares al proyecto 3x100 MW.

**TABLA 62**

Valor presente en millones de U\$\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23,619	23,767	23,457
Costo Operacional Con Proyecto A	23,026	23,292	23,075
Costo Operacional Con Proyecto B	23,195	23,405	23,155
Costo Operacional Con Proyecto C	23,397	23,572	23,289
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (7%)	23,392	23,654	23,425
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (7%)	23,455	23,661	23,403
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (7%)	23,527	23,700	23,413
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (6%)	23,346	23,607	23,378
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (6%)	23,422	23,628	23,370
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (6%)	23,511	23,683	23,396
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (5%)	23,301	23,562	23,333
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (5%)	23,390	23,596	23,338
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (5%)	23,495	23,667	23,380
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto A	26	161	214
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto B	26	161	214
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto C	26	161	214
Beneficios (Base-Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	253	275	247
Beneficios (Base-Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	299	321	293
Beneficios (Base-Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	344	367	338
Beneficios (Base-Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	190	268	268
Beneficios (Base-Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	223	301	301
Beneficios (Base-Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	255	332	333
Beneficios (Base-Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	118	229	258
Beneficios (Base-Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	134	245	275
Beneficios (Base-Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	150	261	291

\*Por simplicidad el análisis de simulación se realizó para el Proyecto A (Conectado a Lagunas 220 kV). Se asume que los impactos medioambientales son similares entre proyectos A, B y C.

### 3.3.2.2 Planteamiento de la CNE

Sobre la presente discrepancia, la CNE formula en primer lugar un argumento de inadmisibilidad para luego plantear sus argumentos de fondo.

Sostiene la CNE que la observación que EdT presentó al Informe Preliminar, en cuanto a la consideración de beneficios ambientales, fue del siguiente tenor: "Se considera apropiado que se reconozca en el Informe Definitivo que el estudio corresponde a un escenario conservador, al menos en lo que respecta al aporte del atributo de almacenamiento respecto a variables ambientales, en específico a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto del sistema eléctrico", consistiendo la propuesta concreta de la discrepante en solicitar que se agregara el siguiente texto al informe: "El caso de estudio corresponde a un caso conservador por cuanto no ha contemplado los efectos económicos de la disminución de emisiones de efecto invernadero en el sistema eléctrico nacional".

Sostiene la CNE no existe consistencia alguna entre la observación formulada en el ITP y lo solicitado en la discrepancia, por lo que no se configuraría la primera hipótesis establecida en el inciso séptimo del artículo 91 de la LGSE respecto a qué se entiende por discrepancia. Lo anterior, debido a que EdT, en la etapa de presentación de observaciones, únicamente habría solicitado que se indicara expresamente en el informe que el análisis realizado correspondía a un caso conservador, dado que no se habían contemplado los efectos económicos de la disminución de gases de efecto invernadero. En cambio, agrega, en la discrepancia solicita incorporar efectivamente la evaluación económica de los beneficios medioambientales de la obra en cuestión, reemplazando las tablas N° 61 y 62 del informe, lo que implica, en parecer de la Comisión, que existe una diferencia evidente entre ambas peticiones: la primera consiste solo en pedir que se haga presente en el informe una situación determinada, a saber, la no consideración de los beneficios ambientales del proyecto en la evaluación económica, mientras que la segunda consiste en solicitar un cambio sustancial en el informe, cual es una nueva evaluación económica que incluya los referidos beneficios ambientales, más el reemplazo en dicho informe de los datos pertinentes.

En conformidad a lo expresado, la CNE solicita se declare la inadmisibilidad de la discrepancia presentada por EdT puesto que, al no haber consistencia entre lo solicitado en la etapa de observaciones y la de discrepancias, no se ha dado cumplimiento a lo establecido en el artículo 91 inciso séptimo de la LGSE, en cuanto a las exigencias que se deben cumplir para que se entienda que existe una discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel.

En subsidio de lo anterior, la Comisión solicita el rechazo de la discrepancia, por las razones que se indican a continuación.

Sostiene la Comisión que, a la luz de la normativa aplicable, es posible concluir que ella no ha infringido norma alguna al no considerar en el análisis técnico económico de la S/E Don Andrés, los beneficios asociados al desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Lo anterior, en primer lugar, por cuanto el artículo 87 de la LGSE señala expresamente en su inciso tercero, que la información sobre los criterios y variables ambientales y territoriales que el proceso de planificación debe considerar, son aquéllos que proporcione el Ministerio de

Energía (en coordinación con otros organismos sectoriales competentes), especificándose además el instrumento en el cual debe plasmarse esa información, a saber, un informe que el Ministerio debe remitir a la Comisión. Por lo tanto, agrega, no es cualquier información medio ambiental y territorial la que la Comisión puede y debe considerar de acuerdo al mandato de la LGSE, sino solo la que taxativamente indica el artículo 87. Así, expresa, lo que en realidad constituiría una infracción o incumplimiento de lo establecido en el referido artículo 87, sería considerar en el proceso de planificación información adicional a la contenida en el informe del Ministerio de Energía, que es lo que erróneamente EdT plantea que la Comisión debió haber efectuado.

Adicionalmente, expresa la CNE, la RE 711 dispuso en su artículo 21 que la consideración de los criterios y variables ambientales se haría en la sub etapa de factibilidad y valorización de los proyectos, y no en la sub etapa de evaluación económica de los mismos. Para la Comisión, de tal antecedente fluiría con claridad que ha actuado en conformidad a la metodología válidamente establecida, no habiéndose producido infracción alguna en la consideración de la información ambiental y territorial proporcionada por el Ministerio de Energía en su informe<sup>53</sup>.

La Comisión considera, sin perjuicio de lo anterior, que la incorporación de los beneficios ambientales en una evaluación económica de un determinado proyecto podría ser considerada en futuros procesos de planificación, de acuerdo a las definiciones metodológicas que se definan en lo sucesivo.

La Comisión solicita al Panel de Expertos rechazar la discrepancia presentada por EdT.

---

<sup>53</sup> El informe sobre criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética fue remitido a la Comisión por parte del Ministerio de Energía mediante Oficio ORD. N° 1744, de 15 de diciembre de 2017. (Nota de la CNE).

### 3.3.2.3 Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Disponer el reemplazo de las tablas 61 y 62 de la Sección 7.1.5 del Informe Final, por las siguientes:

**TABLA 61**

Valor presente en millones de U\$\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23,619	23,767	23,457
Costo Operacional Con Proyecto A	23,081	23,206	22,933
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (7%)	23,471	23,583	23,305
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (6%)	23,421	23,534	23,255
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (5%)	23,374	23,486	23,207
Ahorros aspectos medioambientales externalidad CO2 Proyecto A	26	161	214
Beneficios (Base-Proyecto A) Tasa 7%	174	345	366
Beneficios (Base-Proyecto A) Tasa 6%	224	395	416
Beneficio (Base-Proyecto) 5%	271	443	464

- Por simplicidad el análisis de simulación se realizó para el Proyecto A de 1x300 MW (Conectado a Lagunas 220 kV). Se asume que los impactos medioambientales son similares al proyecto 3x100 MW.

**TABLA 62**

Valor presente en millones de U\$\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23,619	23,767	23,457
Costo Operacional Con Proyecto A	23,026	23,292	23,075
Costo Operacional Con Proyecto B	23,195	23,405	23,155
Costo Operacional Con Proyecto C	23,397	23,572	23,289
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (7%)	23,392	23,654	23,425
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (7%)	23,455	23,661	23,403
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (7%)	23,527	23,700	23,413
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (6%)	23,346	23,607	23,378
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (6%)	23,422	23,628	23,370
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (6%)	23,511	23,683	23,396
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (5%)	23,301	23,562	23,333
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (5%)	23,390	23,596	23,338

Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (5%)	23,495	23,667	23,380
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto A	26	161	214
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto B	26	161	214
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto C	26	161	214
Beneficios (Base-Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	253	275	247
Beneficios (Base-Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	299	321	293
Beneficios (Base-Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	344	367	338
Beneficios (Base-Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	190	268	268
Beneficios (Base-Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	223	301	301
Beneficios (Base-Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	255	332	333
Beneficios (Base-Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	118	229	258
Beneficios (Base-Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	134	245	275
Beneficios (Base-Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	150	261	291

\*Por simplicidad el análisis de simulación se realizó para el Proyecto A (Conectado a Lagunas 220 kV). Se asume que los impactos medioambientales son similares entre proyectos A, B y C.

Alternativa 2: Rechazar la petición de Espejo de Tarapacá SpA.

### 3.3.2.4 Análisis

Como se ha expuesto, la discrepante solicita la sustitución de dos tablas en el Informe Final, por otras que contienen antecedentes relativos al valor presente del proyecto S/E Don Andrés, específicamente en lo relativo a la valoración de ahorros por aspectos medioambientales calculados por la discrepante. Al respecto, cabe hacer notar que las tablas referidas por la discrepante están contenidas en el Informe Preliminar y no el Final, como ella indica.

La CNE ha planteado una cuestión de admisibilidad, alegando que la petición formulada por EdT ante este Panel difiere de lo observado respecto del Informe Preliminar. Adicionalmente, ha solicitado rechazar el fondo de la discrepancia, aduciendo que tanto la evaluación económica del proyecto como la consideración de los criterios y variables ambientales, fueron efectuados de acuerdo a la normativa aplicable al proceso de planificación de la transmisión.

Atendido que, según se consigna en el acápite 3.3.1.12 precedente, no se ha acogido la solicitud de la discrepante de incorporar la S/E Don Andrés al Plan de Expansión, el Panel rechazará sin más la discrepancia planteada por cuanto la petición es incompatible con la decisión antes referida.



### **3.3.2.5 Dictamen**

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de Espejo de Tarapacá SpA

### **3.3.3 Incorporación de precisiones técnicas descriptivas respecto de la S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento**

#### **3.3.3.1 Presentación de Espejo de Tarapacá**

Señala EdT que el ITP, en la Tabla 25 relativa a coeficientes indexación obras nuevas de transmisión nacional, señala un coeficiente alfa de 0, y un coeficiente beta de 1, para la S/E Don Andrés y que en sus observaciones solicitó a la CNE modificar el valor de alfa, de 0 a 0,4, y el valor de beta, de 1 a 0,6.

Lo anterior indica, dado que una parte importante de las tecnologías de almacenamiento requieren inversiones relevantes en obras civiles, que son expresadas en moneda local.

Agrega que, sin pronunciarse sobre el mérito de la observación, la CNE la rechazó y eliminó la S/E Don Andrés del Plan de Expansión.

Por lo indicado, solicita a este Panel que disponga que los valores de los índices alfa y beta de la S/E Don Andrés señalados en la Tabla 25 del ITP, sean los siguientes: un alfa de 0,4 y un beta de 0,6.

#### **3.3.3.2 Planteamiento de la CNE**

En relación con esta discrepancia, la Comisión expresa que lo solicitado no es procedente, en atención a que el proyecto referido en el Plan de Expansión no representa una tecnología en particular o combinación de éstas. Dado lo anterior, continúa, lo solicitado por la discrepante implicaría atender a un solo tipo de proyecto para configurar una forma de indexar el eventual V.A.T.T. adjudicado, lo cual iría en desmedro de otras formas y tecnologías de alcanzar el atributo deseado del sistema.

La CNE solicita al Panel de Expertos que rechace la discrepancia presentada por EdT.

#### **3.3.3.3 Alternativas**

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Disponer que los valores de los índices alfa y beta de la S/E Don Andrés señalados en la Tabla 25 del ITP sean los siguientes: alfa de 0,4 y beta de 0,6.

Alternativa 2: Rechazar la petición de Espejo de Tarapacá SpA.

### **3.3.3.4 Análisis**

La discrepante solicita del Panel la sustitución de los valores alfa y beta, asignados a la S/E Don Andrés en la Tabla 25 del Informe Preliminar, a lo que la CNE se opone, argumentando que ello no es procedente en atención a que el proyecto referido en el Plan de Expansión no representa una tecnología en particular.

Atendido que, según se consigna en el acápite 3.3.1.12 precedente, no se ha acogido la solicitud de la discrepante de incorporar la S/E Don Andrés al Plan de Expansión, el Panel rechazará sin más la discrepancia planteada por cuanto la petición es incompatible con la decisión antes referida.

### **3.3.3.5 Dictamen**

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de Espejo de Tarapacá SpA.

## **3.4 ADECUACIONES A LA S/E EL SALTO**

### **3.4.1 Presentación de Enel**

Indica la discrepante que el Informe Preliminar incorporó la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D denominada "adecuaciones en S/E El Salto", disponiendo modificaciones a llevar a cabo en sus barras de 220 y 110 kV. Señala que el VI referencial fue de 1,98 millones de dólares y el COMA referencial de 31,7 mil dólares (1,6% del VI referencial). En particular, continúa, para la barra de 110 kV, el proyecto incluía la reconfiguración del patio en configuración doble interruptor. Para ello, indica, se debe habilitar la barra de transferencia como barra principal 110 kV, reubicar los equipos existentes y montar los respectivos equipos faltantes.

Informa que formuló observaciones, requiriendo la modificación del VI referencial a 7,2 millones de dólares y del COMA referencial a 115,2 mil dólares. Además, solicitó considerar los siguientes equipos para su adecuado funcionamiento:

- 1.-Instalación de tres transformadores de potencial en las barras de 110 kV N°2 en la Sección Trafo N°1, N°2 en la Sección Trafo N°2 y N°1 en la Sección Trafo N°2.
- 2.-Instalación de un nuevo esquema de protección para Barra Principal 110 kV N°2.
- 3.-Instalación de un nuevo banco de condensadores en 110 kV N°2 (nuevo) a Barras N°1 y N°2 en la sección Trafo N°2 (se propone utilizar Transferencia 110kV N°2, reemplazando GCB tripolar x GCB accionamiento monopolar).
- 4.-Conectar BBCC 110 kV N°1 (existente) a Barras N°1 y N°2 en la sección Trafo N°1 (se propone utilizar posición Transferencia 110kV N°1, reemplazando GCB tripolar x GCB accionamiento monopolar).

5.-En caso de utilizar las posiciones Transferencias 110 kV N°1 y N°2 para la conexión del actual BBCC 110 kV N°1 y la conexión de un nuevo BBCC N°2 respectivamente, instalar un Desconectador con puesta a tierra de 110 kV (en cada posición) para completar esquema doble interruptor.

6.-Para cumplir con el esquema de doble interruptor, por problemas de espacio es necesario utilizar equipos híbridos (Desc-Int-Desc/TC).

Agrega que la CNE acogió parcialmente sus observaciones, pues omitió el pronunciamiento respecto al punto 6 de su observación, e insiste en que el espacio que estaría disponible para la llegada a la barra de transferencia de 110 kV es de aproximadamente cinco metros y, en la práctica, el necesario para instalar estos equipos es de, al menos, diez metros, debido a restricciones de distancias eléctricas y sísmicas, razón por la cual solicitó utilizar tecnología híbrida.

Señala que cada paño de tecnología híbrida tiene un valor de aproximadamente 250.000 dólares y la modificación del patio de 110 kV incluye las ocho posiciones existentes, totalizando por tanto 2 millones de dólares.

Por los antecedentes expuestos, la discrepante solicita a este Panel dictaminar que se incorpore, en la descripción general del proyecto, que para la reconfiguración del patio de 110 kV se debe contemplar equipamiento híbrido y que, en consecuencia, el VI referencial se debe incrementar en dos millones de dólares.

Solicitudes de Enel al Panel de Expertos:

Primera solicitud: "Dictaminar que la descripción general del proyecto, en su segundo párrafo señale que: "Además, el proyecto incluye la reconfiguración del patio 110 kV en configuración doble interruptor. Para ello se deberá habilitar la barra de transferencia como barra principal 110 kV, reubicar los equipos existentes y el montaje de nuevos paños del tipo híbrido".

Segunda solicitud: Dictaminar que el Valor de Inversión referencial del proyecto se establezca en 4,1 millones de dólares, y por consiguiente, el COMA referencial sea de 65,1 mil dólares.

### **3.4.2 Planteamiento de la CNE**

La CNE manifiesta que, analizados los antecedentes aportados por la discrepante, los cambios solicitados a la obra y a su respectiva valorización dan cuenta de una solución de expansión más apropiada, por lo que se allana a la discrepancia presentada por Enel, respecto al alcance y valorización de la obra en cuestión.

### **3.4.3 Análisis**

Tal como se señala en el acápite 3.4.2 anterior la Comisión, luego de analizar los antecedentes planteados por la discrepante se allanó a lo solicitado por ésta en cuanto a modificar, en el

sentido solicitado, el alcance y valorización de la obra relativa a las adecuaciones de la S/E El Salto.

Atendido lo anterior, y considerando que no existen otros interesados que hayan presentado objeciones a lo solicitado, este Panel no entrará al análisis de la materia, dejando constancia de que no existe discrepancia sobre la cual deba pronunciarse.

### **3.5 INSTALACIÓN DE NUEVOS TRANSFORMADORES EN SUBESTACIONES PLANTA, CALDERA Y VICUÑA**

#### **3.5.1 Presentación del Grupo CGE**

El Grupo CGE presentó una discrepancia por la no inclusión en el Informe Final de las siguientes tres obras de ampliación:

- a) Subestación Plantas: Instalación de nuevo transformador 110/13,8 kV 30 MVA.
- b) Subestación Caldera: Instalación de nuevo transformador 110/23 kV 15 MVA.
- c) Subestación Vicuña: Instalación de nuevo transformador 110/23 kV 15 MVA.

Agregó que todas ellas corresponden a la instalación de nuevos transformadores en subestaciones existentes, que fueron promovidas por CGE y que no fueron incluidas ni en el Informe Preliminar ni en el Informe Definitivo.

#### **3.5.2 Desistimiento**

Mediante presentación de fecha 19 de abril de 2018, el Grupo CGE se desistió de la presente discrepancia. Por lo anterior, el Panel no entrará al análisis de la materia, limitándose a dejar constancia de la presentación de la discrepante y del referido desistimiento.

### **3.6 CONSTRUCCIÓN DE BYPASS PARA LÍNEA 1X220 kV ATACAMA – ESMERALDA, LÍNEA 1X110 kV ESMERALDA – LA PORTADA Y LÍNEA 1X110 kV MEJILLONES- ANTOFAGASTA DESMANTELAMIENTO**

#### **3.6.1 Presentación de Grupo CGE**

El Grupo CGE presentó una discrepancia contra el Informe Definitivo, solicitando se excluyera del mismo la obra denominada "Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento", como obra nueva del Plan de Expansión.

### 3.6.2 Desistimiento

Mediante presentación de fecha 23 de abril de 2018, el Grupo CGE se desistió de la presente discrepancia. Por lo anterior, el Panel no entrará al análisis de la materia, limitándose a dejar constancia de la presentación de la discrepancia y del referido desistimiento.

## 3.7 ASIGNACIÓN SECCIONAMIENTO SUBESTACIÓN NEGRETE

### 3.7.1 Presentación del Grupo CGE

El Grupo CGE discrepa del cambio de asignación de propietario de la obra de ampliación "Seccionamiento en S/E Negrete", que se le había asignado originalmente en el Informe Preliminar y que, en respuesta a una solicitud de Saesa, como parte de las observaciones, fue finalmente asignada a Eléctrica de La Frontera S.A (Frontel) en el Informe Final.

El grupo CGE señala que en el Informe Preliminar se incluyeron los proyectos "Ampliación en S/E Negrete" y "Seccionamiento en S/E Negrete", ambas del sistema zonal E, siendo asignados a Frontel y a CGE respectivamente, como se muestra en el siguiente cuadro.

Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	VI Referencial (millones de US\$)	COMA Referencial (miles de US\$)	Propietario
Ampliación en S/E Negrete	18	0,71	11,40	Frontel
Seccionamiento en S/E Negrete	18	1,86	29,72	CGE

Seguidamente, cita las descripciones que de ambos proyectos se hace en el Informe Preliminar, definiciones que se reproducen a continuación.

Ampliación en S/E Negrete:

"... la ampliación de la subestación Negrete con el objeto de permitir el seccionamiento de la línea 1x66 Los Ángeles – Angol construyendo, al menos, una nueva barra de 66 kV que permita la conexión de la obra "Seccionamiento en S/E Negrete" la conexión del transformador existente y futuro". Además, el proyecto así planteado consideraba "construir una segunda barra para el patio de 23kV, que incluya un paño acoplador y espacio que permita la conexión de futuros proyectos en la zona".

Seccionamiento en S/E Negrete:

"... adecuación de los paños de la línea 1x66 Los Ángeles – Angol que se conectan a la futura barra de 66kV de la obra Ampliación en S/E Negrete".

A continuación, reproduce la observación por la que Saesa solicitó que, como propietario del proyecto "Seccionamiento en S/E Negrete", sea considerado Frontel. También reproduce la respuesta en virtud de la cual la CNE acoge la referida solicitud, lo que ilustra con el siguiente cuadro, extractado del Informe Final, del que consta que la CNE modificó la propiedad del proyecto "Seccionamiento en S/E Negrete" y unificó ambos proyectos en la obra "Ampliación en S/E Negrete".

<b>Proyecto</b>	<b>Plazo Constructivo (meses)</b>	<b>VI Referencial (millones de US\$)</b>	<b>COMA Referencial (miles de US\$)</b>	<b>Propietario</b>
Ampliación en S/E Negrete	24	2,08	33,24	Frontel

La discrepante sostiene que esta obra debe serle asignada, como se había considerado en el Informe Preliminar. Ello, continúa, debido a que el seccionamiento en la Subestación Negrete constituye una ampliación de la línea 1x66 kV Los Ángeles – Angol, por lo que debería ser asignada específicamente a la empresa propietaria de la línea, considerando las definiciones contenidas en la LGSE y en la RE 380, que define qué debe entenderse como tramo del sistema de transmisión. Luego, cita parte del artículo 103 de la LGSE y del artículo 4 de la RE 380.

Para el Grupo CGE, en la definición de tramos, la LGSE establece un concepto de un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, y en su desarrollo reglamentario se hace una separación clara entre tramos de subestación y tramos de línea, comprendiendo los primeros únicamente las instalaciones ubicadas al interior de una subestación, cuyo uso no es atribuible a un tramo de transporte particular y que presta servicio a todos los tramos de transporte que se conecten a la misma. Agrega que los tramos de línea están constituidos por "el conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables para conformar una línea de transmisión" y, residualmente, "por todas aquellas instalaciones que no se encuentren contenidas en la definición de tramo de subestación".

Para la discrepante, tales definiciones no dejarían espacio a dudas en cuanto a que el seccionamiento de la línea objeto de esta discrepancia, debe calificarse como instalación de línea, y que por lo tanto debería ser asignada a su propietario que, en este caso, es CGE. Ello, porque este proyecto sería directamente atribuible al tramo de transporte 1x66 Los Ángeles – Angol, de propiedad de CGE, y adicionalmente no prestaría servicio a todos los tramos conectados a esta subestación.

Por lo tanto, prosigue, las obras asociadas a la ampliación en S/E Negrete y seccionamiento en S/E Negrete, deben ser consideradas por separado como una obra de ampliación de la subestación Negrete y como una obra de ampliación de la línea Los Ángeles – Angol, y deberían ser asignadas a sus respectivos propietarios.

En presentación complementaria, el Grupo CGE se refiere a su presentación en la Audiencia Pública. Específicamente, a la lámina N° 6, en la que mostraba seis casos de obras de ampliación contenidas en el Decreto 418, de 2017, del Ministerio de Energía<sup>54</sup> (Decreto 418), en los que se asignaron las obras de seccionamiento a los propietarios de los tramos de transporte de los cuales formarían parte los paños de línea que conforman las obras de seccionamiento. Este cuadro se reproduce a continuación:

<b>Proyectos</b>	<b>Instalación afecta de ampliación</b>	<b>Obra asignada a:</b>
Seccionamiento en Tap Linares Norte Ampliación en S/E Linares Norte	LT 1x 66V Linares-Villa Alegre S/E Linares Norte	CGE Luz Linares
Seccionamiento en S/E San Gregorio Ampliación en S/E San Gregorio	LT 1x66V Cocharcas- Parral S/E San Gregorio	CGE Luz Parral
Seccionamiento en S/E Pirque Ampliación en S/E Pirque	LT 1x110kV Maipo-Puente Alto S/E Pirque	CMPC CGE
Seccionamiento en S/E punta de Cortes Ampliación en S/E Punta de Cortes	LT 2x154kV Alto Jahuel-Tinguiririca S/E Punta de Cortes	TRANSELEC CGE
Seccionamiento en S/E Monterrico Ampliación en S/E Monterrico	LT 1x154V Charrúa-Parral S/E Monterrico	TRANSELEC CGE
Seccionamiento en S/E Panimávida Ampliación en S/E Panimávida	LT 1x66V Chacahuin-Ancoa S/E Panimávida	TRANSELEC Luz Linares

Al respecto, el Grupo CGE señala que realizó una revisión exhaustiva de todas las obras de ampliación del Decreto 418, a partir de lo cual confirma que no existen en esas obras casos en que se hubiera empleado, para la asignación de obras de seccionamiento, el criterio opuesto al empleado en los casos expuestos durante la Audiencia.

El Grupo CGE solicita al Panel de Expertos:

Que se instruya a la Comisión Nacional de Energía la inclusión del proyecto "Seccionamiento en S/E Negrete" como un proyecto separado de la ampliación de la Subestación Negrete y su asignación a Compañía General de Electricidad, como propietaria de la línea, en el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, manteniendo en este punto el Informe Técnico Preliminar.

### **3.7.2 Planteamiento de la CNE**

La CNE señala, en primer lugar, que la obra objeto de la discrepancia corresponde a la ampliación de la subestación y no a la línea 66 kV Los Ángeles – Nahuelbuta, como sostiene

<sup>54</sup> Decreto Exento N°418, de 2017, del Ministerio de Energía que Fija listado de instalaciones de Transmisión Zonal de ejecución obligatoria, Necesarias para el abastecimiento de la demanda.

la discrepante. Lo anterior, explica, en atención a que el proyecto tiene como objeto que la S/E Negrete posea un nivel de servicio diferente, por lo cual se requiere seccionar la línea de transmisión. Agrega que esta S/E no dispone de los equipos de maniobra y protección necesarios para seccionar. En efecto, afirma la Comisión, la S/E Negrete se conecta en Tap – Off a la Línea 66 kV Los Ángeles – Nahuelbuta mediante un interruptor y un desconectador de propiedad de Frontel, mientras que la línea posee dos desconectores en la conexión del *tap off* (también de propiedad de Frontel), los cuales no operan bajo carga. Adicionalmente, indica que la obra de seccionamiento no modifica las capacidades de la línea existente.

Sostiene la CNE que del análisis de los elementos involucrados, tanto en la ampliación de la subestación como en el seccionamiento, es posible observar que las instalaciones intervenidas forman parte íntegra de la S/E Negrete. Así, agrega, la nueva barra de 66 kV en S/E Negrete, el conexionado del transformador existente y todas las obras complementarias y labores necesarias forman parte de S/E Negrete, así como también la adecuación de instalaciones comunes para el seccionamiento, la construcción de la estructura autosoportada para la retención de la línea Los Ángeles - Nahuelbuta 1x66 kV, la habilitación de paños de línea en S/E Negrete y el retiro de los dos desconectores en la conexión del actual *tap off*. Insiste en que todas esas intervenciones se encuentran emplazadas dentro de los límites de la S/E Negrete y, añade, considerando el hecho que la línea no es alterada en su trazado, ni en su capacidad, no correspondería entender la ampliación como un proyecto separado del seccionamiento. Lo anterior, señala la CNE, ratifica la pertinencia de la decisión de considerar el seccionamiento en Negrete dentro de la misma “Ampliación de S/E Negrete” y que la misma sea asignada a Frontel.

Luego, se refiere a lo afirmado por la discrepante en cuanto a que la asignación de propiedad de la obra se fundamentaría en la definición de tramo de sistema de transmisión, contenida en el artículo 103 de la LGSE y en el artículo 4 de la RE 380. Señala al respecto la CNE que en los artículos 103 de la LGSE y 4 de la RE 380, se establece la definición de tramo de subestación y de tramo de línea que deberán considerarse para determinar el AVI y COMA de las instalaciones del sistema en el proceso de valorización; pero que dicha definición no determina la asignación de propiedad de las instalaciones, sean estas obras existentes, nuevas o ampliaciones. Expresa que un tramo puede tener más de un propietario.

Adicionalmente, la Comisión considera que asignar la totalidad de la obra al propietario de la subestación es más acorde para este caso, dado que permitiría compatibilizar de mejor forma la habilitación de los paños que se requieren para seccionar, debido a que la línea no posee actualmente este tipo de infraestructura, junto con los trabajos de construcción de la barra y modificaciones a las instalaciones de la subestación, por lo cual no se estarían efectuando trabajos o transformaciones mayores o significativas sobre la línea de transmisión, si no que con este proyecto lo que se estaría modificando es la subestación.

Atendido lo antes expuesto, la CNE solicita al Panel de Expertos el rechazo de la discrepancia.



### 3.7.3 Presentación de Grupo Saesa

En presentación complementaria, el Grupo Saesa se refiere a la discrepancia.

Señala el Grupo Saesa que el alcance de la argumentación del Grupo CGE se remite únicamente a la descripción de tramos del sistema de transmisión contenida en artículo 4 de la RE 380, enfatizando el hecho de que los paños de extremos de las líneas formarían parte del tramo de línea. Sostiene que la discrepante no cuestiona los argumentos esgrimidos por Frontel en sus observaciones al Informe Preliminar y que provocaron la redefinición del proyecto por parte de la CNE.

Hace notar el Grupo Saesa que el artículo 1 de la RE 380 indica que “la presente resolución tiene por objeto establecer los plazos, requisitos y condiciones aplicables para el 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”. Por lo tanto, concluye el Grupo Saesa, las definiciones de dicha resolución, citadas por la discrepante en su argumentación, no son necesariamente aplicables al presente proceso sobre el cual se está discrepando.

Sostiene el Grupo Saesa que ni en la RE 380, ni en ninguna de sus modificaciones posteriores, se incluye el concepto de “tramo de línea” utilizado por el Grupo CGE. De igual modo, afirma, de acuerdo a las definiciones contenidas en la Resolución Exenta N° 743 de 22 de diciembre de 2017 de la CNE, que modifica y complementa la RE 380, debe hacerse la precisión de que un tramo de transporte no sólo puede estar constituido por una línea y sus paños, sino que puede también estar constituido por un transformador de poder y sus paños asociados ubicados al interior de una subestación.

Rebatiendo lo afirmado por de la discrepante, sostiene el Grupo Saesa que el hecho de que una empresa sea propietaria de una línea perteneciente a un tramo de transporte no le otorga el derecho intrínseco de que una obra de seccionamiento de tal línea deba ser asignada como Obra de Ampliación a esa misma empresa. Afirma que esto se evidenció en el reciente plan de expansión definido por el Decreto 418, en que se decretó la ejecución de obras de seccionamiento de varias líneas existentes, calificándolas como obras nuevas y no como obras de ampliación, lo que se ejemplificaría con la Obra Nueva “Subestación Nueva Metrenco 220/66 kV” que incluye el seccionamiento de la línea 2x66 kV Temuco – Loncoche. Para el Grupo Saesa, a partir de esta definición de la autoridad, se confirma la posibilidad de que terceros, distintos al propietario de la línea o del tramo de transporte constituida por ésta y los paños de los extremos, puedan ser propietarios de las instalaciones de seccionamiento de la misma línea.

Afirma, asimismo, que no existe impedimento regulatorio u operacional para que un tramo de transporte constituido por una línea y los paños de sus extremos tenga más de un propietario, de lo que daría cuenta una serie de casos existentes en el sistema de transmisión, en los distintos segmentos que lo componen, en que la propietaria de una línea es una empresa y la propietaria de uno o de los dos paños extremos es otra empresa. Como ejemplo, menciona la situación existente con la misma línea 1x66 kV Los Ángeles-Angol, en que con

motivo de la construcción y puesta en servicio por parte de Frontel de la S/E Nahuelbuta 66/13.2 kV, ubicada entre Negrete y Angol, unos dos kilómetros al sur de la localidad de Renaico, se seccionó dicha línea mediante sendos paños con interruptor, los que también constituyen propiedad de Frontel.

A continuación, el Grupo Saesa afirma que el proyecto unificado y adjudicado a una sola empresa, en este caso Frontel, resulta más eficiente, puesto que el VI referencial para los proyectos separados alcanzaría un total de MMUSD 2.57, con un COMA de MUSD 41.12, mientras que unificados alcanza un monto de MMUSD 2.08, con un COMA de MUSD 33.24, generando ahorros en torno al 20%. Indica que el presupuesto preliminar elaborado por Frontel sería del orden del VI referencial del proyecto, por lo que habría bastantes certezas de que el proyecto efectivamente se adjudique con un costo en torno al VI estimado.

Luego afirma que, considerando las restricciones de espacio imperantes en la subestación, resulta más conveniente que una sola empresa esté a cargo de ambos proyectos, en este caso Frontel, propietaria de la subestación, lo que permitiría compatibilizar en mejor forma el diseño y la construcción de la ampliación de la barra de 66 kV con la habilitación de los paños de línea.

Por otra parte, agrega el Grupo Saesa, actualmente se estaría desarrollando el proyecto de conexión en 66 kV del Parque Eólico Negrete y próximamente sería necesario atender la conexión de un segundo parque en ese mismo nivel de tensión, cuya solicitud ya fue presentada al Coordinador. Sostiene que el interlocutor para estos proyectos es Frontel, lo que reafirma la conveniencia de que sea esta empresa la que haga el diseño de las modificaciones de la subestación, ya que al disponer de más y mejor información acerca de las distintas iniciativas, puede incorporar en mejor forma las condiciones para la adecuada implementación de los proyectos presentes y futuros.

Concluye afirmando que, en el aspecto constructivo, las ventajas de que una sola empresa construya ambas obras son muy relevantes, considerando que habrá un período de tiempo en que éstas se estarán ejecutando simultáneamente con las obras asociadas a la conexión de uno de los parques eólicos, lo que limitaría aún más los escasos espacios disponibles para el emplazamiento de instalaciones de faenas y accesos a los puntos de trabajo.

#### **3.7.4 Alternativas**

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Incluir en el Informe Técnico Definitivo, el proyecto "Seccionamiento en S/E Negrete" como un proyecto separado de la ampliación de la Subestación Negrete y asignarlo a Compañía General de Electricidad S.A.

Alternativa 2: Rechazar la petición del Grupo CGE.

### 3.7.5 Análisis

Como se ha relatado en los acápite anteriores, CGE discrepa del cambio de asignación del propietario de la obra de ampliación "Seccionamiento en S/E Negrete". En el Informe Preliminar se incluyeron dos proyectos: "Ampliación en S/E Negrete" y "Seccionamiento en S/E Negrete", los que fueron asignados a Frontel y a Compañía General de Electricidad, respectivamente. En respuesta a una observación del Grupo Saesa, la CNE, en el Informe Final, unificó ambos proyectos y los asignó a Frontel, propietario de la subestación Negrete.

Según lo señalado en el Informe Final, el proyecto de expansión zonal Negrete tiene como objetivo mejorar la seguridad de la S/E Negrete, de propiedad de Frontel, evitando la salida de servicio de ésta frente a una falla simple de la línea Los Ángeles –Angol, además de permitir la incorporación al sistema zonal de nuevas unidades de generación ERNC en la Región del Biobío. La descripción del proyecto es la siguiente:

"El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Negrete y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Ángeles – Angol, construyendo una nueva barra de 66 kV con plataforma y adecuación de instalaciones comunes que permita la conexión del seccionamiento antes descrito, la conexión del transformador existente y tres posiciones para futuros proyectos de la zona. Además, el proyecto considera los paños de la línea 1x66 kV Los Ángeles – Angol que se conectan a la futura barra de 66 kV.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto".

Los VI considerados en los Informes Preliminar y Final se muestran en la tabla siguiente:

	<b>Ampliación en S/E Negrete</b>	<b>Seccionamiento en S/E Negrete</b>	<b>Ampliación S/E Negrete (Proyecto Unificado)</b>
Informe Preliminar	0,71	1,86	
Informe Definitivo			2,08
Propietario	Frontel	CGE	Frontel

A efectos de resolver la presente discrepancia el Panel tiene presente, en primer lugar, que la normativa no contiene un criterio específico de asignación de responsables de las obras de ampliación, por lo que la decisión va a depender de las características propias de cada caso.

En este sentido, el Panel no comparte la alegación de la discrepante en cuanto a que el proyecto le debe ser asignado a ella por ser la dueña de la línea que se secciona, a cuyo

efecto invoca las definiciones contenidas en la RE 380. El Panel concuerda a este respecto con lo señalado por la CNE, en cuanto a que las definiciones de tramos de subestación y tramos de línea contenidas en la resolución aludida se han establecido con el fin de valorizar las instalaciones para determinar su AVI y COMA. Por ello, tales definiciones no son necesariamente aplicables al presente proceso, ni tienen por objeto determinar la propiedad de las instalaciones, sean éstas obras nuevas o ampliaciones, pudiendo existir más de un propietario en un tramo.

Con respecto a los casos citados por el Grupo CGE, (a propósito del DS 418) como ejemplo de un criterio de asignación de las obras de seccionamiento al propietario de la línea y de las ampliaciones de la subestación al propietario de ésta, se observa que el mismo DS 418 citado por la discrepante da cuenta de diversos seccionamientos de líneas decretados como obras nuevas (SS/EE Lastarria, Metrenco, Los Varones, Hualqui y otras), las que podrían adjudicarse a algún operador diferente al propietario de la línea seccionada.

De acuerdo a lo expresado por la CNE, todas las instalaciones intervenidas en el proyecto en análisis forman parte íntegra de la S/E Negrete, en particular la conexión en *tap-off* a la línea Los Ángeles – Angol. Esta conexión se efectúa mediante interruptor y desconectores de línea, equipos que son parte de la subestación y que son de propiedad de Frontel. La CNE observa que la intervención de la línea no aumenta su capacidad ni hay modificaciones mayores sobre su estructura, tratándose solamente de una adecuación de los paños de la línea, que se conectan a la futura barra de 66kV de la obra de ampliación en S/E Negrete. Agrega que todas las intervenciones se encuentran emplazadas dentro de los límites de la S/E Negrete y, considerando que ni el trazado ni la capacidad de la línea son alterados, no correspondería entender la ampliación como un proyecto separado del seccionamiento.

Adicionalmente, la Comisión considera que asignar la totalidad de la obra al propietario de la subestación permitiría compatibilizar de mejor forma la habilitación de los paños que se requieren para seccionar -debido a que la línea no posee actualmente este tipo de infraestructura- con los trabajos de construcción de la barra y modificaciones a las instalaciones de la subestación, por lo cual no se estarían efectuando trabajos o transformaciones mayores o significativas sobre la línea de transmisión, si no que con este proyecto lo que se estaría modificando es la subestación.

Del análisis de los antecedentes tenidos a la vista, se observa que el proyecto tiene por objetivo mejorar la seguridad de servicio de los consumos abastecidos desde la S/E Negrete, buscando minimizar la energía no suministrada (ENS) por desconexiones intempestivas de la línea.

Al respecto, la evaluación de la CNE se incluyó en la tabla 75 del Informe Final y se muestra a continuación<sup>55</sup>:

---

<sup>55</sup> Página 159 del Informe Final.

**Tabla 75: Evaluación económica del proyecto analizado**

<b>Seccionamiento Negrete</b>	<b>ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]</b>	<b>VP Millones [US\$]</b>	<b>ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]</b>	<b>Beneficio Millones [US\$]</b>
Beneficios tasa descuento baja	2,83	1,71	0,53	0,59
Beneficio tasa descuento media	2,83	1,88	0,53	0,43
Beneficio tasa descuento Alta	2,83	2,04	0,53	0,26

Nota: CFCD es el costo de falla de corta duración

En lo específico, el Panel advierte que la razón por la cual la obra discrepada se considera una ampliación radica en que la instalación que se amplía (o modifica) es el *tap-off* actualmente existente. En el mismo sentido, luego del seccionamiento de la línea Los Angeles-Angol, ésta pasará a estar compuesta por dos líneas: Los Ángeles-Negrete y Angol-Negrete, y por tanto no parece apropiado considerar que los paños en la subestación Negrete, a los cuales se conectan las dos líneas, sean parte de éstas.

El Grupo CGE no ha aportado argumentos que demuestren el beneficio de separar las obras de ampliación en dos proyectos con diferentes responsables y, a juicio del Panel, aun cuando pudiera tratarse de dos proyectos licitados conjuntamente, en este caso parece más eficiente que la responsabilidad de la administración del contrato recaiga en una sola empresa, en este caso Frontel, que es la propietaria de la subestación que se intervendrá, habida consideración que, además de estas obras, según lo expresado por Frontel, se ejecutarán eventualmente otros trabajos para la conexión de dos parques eólicos.

Por las razones anteriores, el Panel rechazará la solicitud de CGE.

### **3.7.6 Dictamen**

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen:

Rechazar la solicitud del Grupo CGE.

## **3.8 PROYECTO S/E CHOLGUÁN – INSTALACIÓN TRANSFORMADOR DE RESPALDO 220/13,2 kV DE 30 MVA**

### **3.8.1 Presentación de Grupo Saesa**

El Grupo Saesa discrepó del Informe Final en cuanto éste no incorporó, entre las obras de ampliación necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal, la instalación de un transformador de respaldo 220/13,2 kV de 30 MVA, en la Subestación Cholguán.

### **3.8.2 Desistimiento**

Mediante presentación de fecha 19 de abril de 2018, el Grupo Saesa se desistió de esta discrepancia, por lo que el Panel no emitirá pronunciamiento sobre la misma, limitándose a dejar constancia de la presentación de la discrepancia y de su desistimiento.

## **3.9 AMPLIACIÓN EN S/E VALDIVIA – MODIFICACIÓN VI REFERENCIAL**

### **3.9.1 Presentación de Grupo Saesa**

El Grupo Saesa discrepa del VI referencial de USD 2.524.452, asignado por la CNE al proyecto en análisis, consistente en la habilitación de una barra de transferencia de 66 kV en la S/E Valdivia, del sistema Zonal F.

Relata la discrepancia que el proyecto en cuestión no estaba considerado en el Informe Preliminar y que fue incluido por la CNE en el Informe Final con ocasión de las observaciones que, en tal sentido, formularon la discrepancia y el Coordinador.

Indica la discrepancia que, según se puede apreciar en la Tabla 100, incluida en el punto 8.2.5. del Informe Final, el VI referencial del proyecto es de USD 2.524.452 y que, sin embargo, el presupuesto por ella estimado, y que fue entregado a la CNE como parte de la documentación anexa a la propuesta de proyecto, alcanza la suma de USD 3.132.907, es decir, un 24% más alto que el VI referencial.

Dado que la Comisión acogió la observación formulada, “en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión”, la discrepancia entiende que parte de la observación, en específico el valor presentado, no fue aceptado, razón por la cual persevera en la observación.

Sostiene el Grupo Saesa que el monto por ella propuesto corresponde al costo esperado de las obras, de acuerdo al alcance considerado para el proyecto, y que la diferencia con el VI referencial incluido en el Informe Final se debe a partidas no valorizadas en este último. Ilustra su presentación con un cuadro comparativo de precios que, según señala, contiene el detalle del VI referencial incluido en el Informe Final y la valorización por ella efectuada considerando el mismo desglose, pero detallando algunas partidas para mayor claridad. Señala que esta valorización corresponde a una actualización de la enviada inicialmente, en que el costo estimado aumenta de USD 3.132.907 a USD 3.285.986, debido a la incorporación de nuevos antecedentes emanados de terreno.

**Cuadro comparativo valorización proyecto N° 147: S/E Valdivia – Habilitación Barra Transferencia 66 kV**

<b>Valorización USD \$ (Formato Res.163)</b>	<b>Estimación SAESA</b>	<b>ITF Res. 163</b>
<b>1. Costos Directos</b>	<b>\$2,258,304</b>	<b>\$2,032,159</b>
1.1. Ingeniería	\$159,304	\$129,778
1.2. Instalación de Faenas	\$226,484	\$230,900
1.3. Suministros, Obras civiles, Montaje	\$1,527,424	\$1,671,481
Nueva sección de barra N°2 66kV	\$99,606	
Ampliación sección de barra N°1 66kV	\$98,790	
Barra de Transferencia 66kV	\$48,431	
Paño seccionador	\$193,322	
Paño acoplador	\$245,023	
Paño BT1	\$284,005	
Paño BT4	\$221,507	
Nuevo Paño de Línea Picarte	\$336,739	
1.4. Obras de adecuación de la subestación	\$345,092	\$0
Instalaciones comunes de la subestación (1)	\$345,092	
<b>2. Costos Indirectos</b>	<b>\$871,207</b>	<b>\$372,052</b>
2.1. Gastos Generales y Seguros	\$191,721	\$91,475
2.1. Inspección técnica de la obra	\$158,451	\$81.228
2.1 Utilidades del contratista	\$212,840	\$170.447
2.1. Contingencia	\$70,947	\$28,902
2.1. Servidumbre (2)	\$75,500	\$0
2.1. Intervención instalación dedicada (3)	\$161,748	\$0
Traslado de conexión paño BT2 existentes	\$60,163	
Traslado de conexión paño BT3 existente	\$42,937	
Acceso a transferencia paño línea Los Lagos B1	\$29,324	
Acceso a transferencia paño línea Chumpullo B2	\$29,324	
<b>Monto del contrato</b>	<b>\$3,129,511</b>	<b>\$2,404,211</b>
<b>Intereses intercalarios</b>	<b>\$156,476</b>	<b>\$120,212</b>
<b>Costo Total del Proyecto</b>	<b>\$3,285,986</b>	<b>\$2,524,423</b>

- (1) Se incluyen adecuaciones a los sistemas de comunicaciones, servicios auxiliares, malla de paT, ampliación sala y urbanizaciones de la instalación existente.
- (2) Se incluye costos asociados al DIA y permisos sectoriales.
- (3) Adecuaciones a instalaciones existentes afectadas por el proyecto.

Explica el Grupo Saesa que el mayor valor estimado se justifica, en gran medida, por las obras asociadas a la adecuación de la subestación, gestiones y mitigaciones ambientales y a la intervención en instalaciones existentes, en este caso, los paños de línea y transformación de 66 kV. Haciendo referencia al cuadro precedente, señala que dichas partidas, destacadas con las notas 1 a 3 del cuadro anterior, no tienen un VI asignado en la valorización del Informe Final. El resto de la diferencia, indica la discrepante, está asociada a ítems de gastos generales, inspección técnica y utilidades del Contratista, lo que se justificaría porque las obras nuevas deben construirse con las instalaciones existentes en operación y, además, deben conectarse al sistema existente sin pérdida de suministro para los clientes por sobre la norma, lo que, señala, obligaría a realizar una serie de labores adicionales a la construcción propiamente tal. Todo ello, concluye la discrepante, redundaría en la necesidad de mayor cantidad de recursos, horarios especiales de trabajo, más inspección y, en general, en plazos más extensos para la ejecución de las tareas necesarias.

En presentación complementaria, Saesa formula aclaraciones y precisiones a lo expresado en su presentación inicial.

Luego de reiterar las explicaciones respecto de las razones que justifican la diferencia entre su valorización y la de la CNE, las que, indica, estarían en una parte significativa asociadas a los Costos Indirectos, explica las partidas que se incluyen, y que no estarían en la descripción general de la obra. Tales partidas, serían: a) Habilidad de un nuevo paño para la línea Picarte; b) Adaptación de paños de 66 kV existentes B1 y B2 para su conexión a la barra de transferencia; c) Gestión ambiental.

Explica, en cuanto al punto 1, que el nuevo paño es necesario en atención a que actualmente la Línea Valdivia - Picarte se conecta directamente al paño de transformación de 66 kV correspondiente al Transformador T4, el que se ubica físicamente junto a dicho transformador. Agrega que, de acuerdo con Informe Final, el Transformador T4 se deberá conectar a la nueva sección de barra y con acceso a la barra de transferencia, lo que implicaría la habilitación de un nuevo paño BT4; y que, debido a su ubicación física, una vez ejecutado el traslado de la conexión del Transformador T4, no es factible físicamente que el Paño BT4 existente pueda conectarse a la nueva barra de 66 kV, por lo que no puede considerarse su reutilización como paño de línea.

En cuanto a las obras del punto 2, indica que éstas estaban contempladas en la propuesta valorizada por el Grupo Saesa, y que, aun cuando no están incluidas en el Informe Final, resulta conveniente ejecutarlas de inmediato puesto que su desarrollo posterior resultaría ineficiente y expondría a las instalaciones en servicio a nuevas intervenciones con el consiguiente riesgo operacional.

Acompaña la discrepante un cuadro que, indica, permite apreciar que, al descontar las partidas recién referidas, la diferencia del costo estimado del proyecto respecto del VI



referencial del Informe Final se reduce a un 10.5%. Añade que si se recalcularan los costos indirectos aplicando esta disminución de obras, probablemente se llegaría a un valor muy cercano al VI referencial, lo que, indica, confirmaría su tesis.

**Cuadro comparativo complementario Valorización proyecto N° 147: S/E Valdivia.**

Valorización USD \$ (Formato Res.163)	Estimación SAESA	ITF Res. 163	Estimación SAESA sólo obras resolución
<b>1. Costos Directos</b>	<b>\$2,258,304</b>	\$2,032,159	<b>\$1,921,564</b>
1.1. Ingeniería	\$159,304	\$129,778	<b>\$159,304</b>
1.2. Instalación de Faenas	\$226,484	\$230,900	<b>\$226,484</b>
1.3. Suministros, Obras civiles, Montaje	\$1,527,424	\$1,671,481	<b>\$1.190,685</b>
Nueva sección de barra N°2 66kV	\$99,606		\$99,606
Ampliación sección de barra N°1 66kV	\$98,790		\$98,790
Barra de Transferencia 66kV	\$48,431		\$48,431
Paño seccionador	\$193,322		\$193,322
Paño acoplador	\$245,023		\$245,023
Paño BT1	\$284,005		\$284,005
Paño BT4	\$221,507		\$221,507
Nuevo Paño de Línea Picarte	\$336,739		<b>\$0</b>
1.4. Obras de adecuación de la subestación	\$345,092	\$0	\$345,092
Instalaciones comunes de la subestación (1)	\$345,092		
<b>2. Costos Indirectos</b>	<b>\$871,207</b>	\$372,052	<b>\$737,060</b>
2.1. Gastos Generales y Seguros	\$191,721	\$91,475	\$191,721
2.1. Inspección técnica de la obra	\$158,451	\$81.228	\$158,451
2.1. Utilidades del contratista	\$212,840	\$170.447	\$212,840
2.1. Contingencia	\$70,947	\$28,902	\$70,947
2.1. Servidumbre (2)	\$75,500	\$0	<b>\$0</b>
2.1. Intervención instalación dedicada (3)	\$161,748	\$0	<b>\$103,101</b>
Traslado de conexión paño BT2 existentes	\$60,163		\$60,163
Traslado de conexión paño BT3 existente	\$42,937		\$42,937
Acceso a transferencia paño línea Los Lagos B1	\$29,324		\$0

Acceso a transferencia paño línea Chumpullo B2	\$29,324		\$0
<b>Monto del contrato</b>	\$3,129,511	\$2,404,211	\$2,658,624
<b>Intereses intercalarios</b>	\$156,476	\$120,212	\$132,931
<b>Costo Total del Proyecto</b>	\$3,285,986	\$2,524,423	\$2,791,555

- (1) Se incluyen adecuaciones a los sistemas de comunicaciones, servicios auxiliares, malla de paT, ampliación sala y urbanizaciones de la instalación existente.
- (2) Se incluye costos asociados al DIA y permisos sectoriales.
- (3) Adecuaciones a instalaciones existentes afectadas por el proyecto.

En línea discontinua se encierran partidas clasificables en ítem 1. Costos Directos.

En definitiva, el Grupo Saesa solicita al Panel de Expertos:

Dictaminar que se modifique el VI referencial asignado al proyecto "Ampliación en S/E Valdivia" de USD 2.524.452, considerando en su lugar el monto de USD 3.132.907, informado inicialmente por G. SAESA en la propuesta de proyecto que presentó a la CNE, en el marco del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión Año 2017. En consistencia con lo anterior, se solicita actualizar el COMA referencial, para mantener un valor equivalente al 1,6% del nuevo V.I. referencial, esto es, considerando un valor de USD 50.127.

### 3.9.2 Planteamiento de la CNE

La CNE recuerda que la empresa fundamenta su discrepancia en que la diferencia del VI referencial radicaría en la existencia de partidas no valorizadas, asociadas a la adecuación de la subestación, gestiones y mitigaciones ambientales y a intervención en instalaciones existentes, así como en otras partidas de los costos indirectos de la obra presentada por la CNE en el Informe Final.

Sostiene la CNE que la empresa se equivoca al señalar que no se consideraron los costos de adecuaciones en los sistemas de comunicaciones, servicios auxiliares, mallas de puesta a tierra, ampliación de sala y urbanización de las instalaciones existentes, que la discrepante identifica en su discrepancia como ítem "1.4 Obras de adecuaciones de la subestación". La CNE indica que dichos costos sí fueron incorporados en el ítem "1.3. Suministros, Obras Civiles y Montajes", de acuerdo con lo presentado en el capítulo 8 del Informe Final.

Tampoco la Comisión está de acuerdo con lo señalado por la discrepante en cuanto a que los costos asociados a la declaración de impacto ambiental y permisos sectoriales no fueron considerados, costos que Saesa estima ascienden a 76 mil dólares. Informa la CNE que dichos costos sí fueron incorporados en el ítem "1.1. Ingeniería", de acuerdo con lo presentado en el capítulo 8 del Informe Final. Indica la CNE que el monto asignado a la partida cuestionada corresponde aproximadamente a 20 mil dólares, un valor acorde a la naturaleza de la obra.

En cuanto a los costos asociados al traslado de la conexión paño BT2 existente, traslado de conexión paño BT3, acceso a transferencia paño línea Los Lagos B1 y acceso a transferencia

pañó línea Chumpullo B2, presentados por la discrepante en los costos indirectos del proyecto, la CNE señala que dichos costos sí fueron incorporados, pero en los Costos Directos del proyecto, en particular en el ítem "1.3. Suministros, Obras Civiles y Montajes".

Finalmente, la CNE se refiere a los costos indirectos propuestos por la discrepante en los ítems "2.1 Gastos Generales y Seguros", "2.2 Inspección Técnica de la obra", "2.3 Utilidades del Contratista" y "2.4 Contingencias". Señala que la diferencia entre los costos propuestos por la empresa y los estimados por la CNE, señala este último organismo que se ha aplicado una metodología uniforme y consistente en el tiempo, que permite demostrar que los montos de costos indirectos calculados por ella, para esta obra como para el resto de las obras presentes en este plan de expansión, como en planes recientes, representan montos acordes al mercado. Para la CNE lo anterior se refuerza al considerar que la gran mayoría de las obras de ampliación de planes de expansión anteriores han resultado adjudicadas, lo cual permitiría inferir que los valores y metodologías de valorización, tanto de los costos directos como indirectos, por ella considerados, han resultado correctos y suficientes, verificándose, incluso, en diversos proyectos montos de adjudicación menores a los respectivos VI referenciales establecidos en los planes de expansión.

Para mayor claridad, indica la CNE, ha realizado una apertura de la valorización de la obra como se muestra en la tabla siguiente, considerado los ítems que la empresa mostró en su valorización, pero trasladando aquellas partidas consideradas erróneamente por la empresa como costos indirectos hacia los costos directos.

**Valorización Obra Adecuación en S/E Valdivia**

<b>Valorización Obra Adecuación en S/E Valdivia USD\$</b>		<b>G. SAESA</b>	<b>CNE</b>
1	Costos Directos	2,495,552	2,032,159
1.1	Ingeniería	234,804	129,778
	Ingeniería	159,304	109,506
	Estudio de Impacto Ambiental y Permisos	75,500	20,000
1.2	Instalación de faenas	226,484	230,900
1.3	Suministros, Obras civiles, Montaje	1,527,424	1,350,712
	Nueva Sección de Barra N°2 66 kV	99,606	89,094
	Ampliación Sección de Barra N°1 66 kV	98,790	86,594
	Barra de Transferencia 66 kV	48,431	41,300
	Paño Seccionador	193,322	221,153
	Paño acoplador	245,023	208,193
	Paño Transformador BT1	284,005	222,263
	Paño Transformador BT4	221,507	164,485

	Nuevo Paño Línea Picarte	336,739	317,632
	Otros	-	-
1.4	Obras de Adecuación de la subestación	506,840	320,769
	Instalaciones comunes en subestación	345,092	232,643
	Traslado de conexión de paño BT2 existente	60,163	32,856
	Traslado de conexión de paño BT3 existente	42,937	15,333
	Acceso a transferencia paño línea Lagos B1	29,324	19,968
	Acceso a transferencia paño línea Chumpullo B2	29,324	19,968
2	Costos Indirectos	633,959	372,081
2.1	Gastos Generales y Seguros	191,721	91,475
2.2	Inspección técnica de obra	158,451	81,228
2.3	Utilidades del contratista	212,840	170,477
2.4	Contingencias	70,947	28,902
2.5	Servidumbre	-	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-
3	Monto contrato	3,129,511	2,404,240
4	Intereses Intercalarios	156,476	120,212
	<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>3,285,986</b>	<b>2,524,452</b>

Adicionalmente, señala la CNE que el modelo de valorización por ella empleado fue utilizado indistintamente en todas las obras de expansión, algunas de las cuales son de naturaleza similar a la obra discrepada, como es el caso de los proyectos S/E Chivilcán y S/E Lautaro, las cuales no han sido objeto ni de observaciones ni de discrepancias en este proceso de expansión. Con el objeto de graficar comparativamente el análisis de valorización, incluye un cuadro que presenta la valorización de los mencionados proyectos de S/E, con la misma identificación de partidas empleada en el caso del proyecto Ampliación en S/E Valdivia.

#### **Valorización otras Obras similares a S/E Valdivia**

<b>Valorización Otras Obras Similares USD\$</b>		<b>S/E</b>	<b>S/E</b>
		<b>Chivilcán</b>	<b>Lautaro</b>
1	Costos Directos	1,700,046	1,482,590
1.1	Ingeniería	55,408	109,594
	Ingeniería	35,408	52,097
	Estudio de Impacto Ambiental y Permisos	20,000	20,000

1.2	Instalación de faenas	84,440	72,097
1.3	Suministros, Obras civiles, Montaje	1,397,608	1,300,900
	Nueva Sección de Barra 66 kV	90,849	-
	Ampliación Sección de Barra 66 kV	-	130,102
	Barra de Transferencia 66 kV	-	-
	Paño Seccionador	221,153	-
	Paño acoplador	-	-
	Paño Transformador BT	167,703	167,703
	Paño Transformador BT	-	-
	Nuevo Paño Línea	283,255	-
	Otros	634,648	872,913
1.4	Obras de Adecuación de la subestación	162,590	130,182
	Instalaciones comunes en subestación	162,590	130,182
	Traslado de conexión de paño BT existente	-	-
	Traslado de conexión de paño BT existente	-	-
	Acceso a transferencia paño línea	-	-
	Acceso a transferencia paño línea	-	-
2	Costos Indirectos	308,046	315,947
2.1	Gastos Generales y Seguros	61,100	54,230
2.2	Inspección técnica de obra	73,595	110,870
2.3	Utilidades del contratista	157,439	138,838
2.4	Contingencias	15,912	12,008
2.5	Servidumbre	-	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-
3	Monto contrato	2,008,092	1,798,537
4	Intereses Intercalarios	100,405	89,927
	<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>2,108,496</b>	<b>1,888,464</b>

Señala la CNE que el paño seccionador en la subestación Valdivia no difiere del paño de línea valorizado para la subestación Chivilcán, dado que se trata del mismo trabajo y faena. En relación con las otras partes del trabajo, destaca que, a diferencia de las obras de las subestaciones Lautaro y Chivilcán, las cuales poseen actualmente una configuración de barra

simple, la obra de subestación Valdivia modificará la configuración actual de esa subestación a una configuración de barra simple seccionada más transferencia. De acuerdo con lo anterior, continúa, la valorización de ciertos equipos y trabajos de la subestación Valdivia son consistentes con los utilizados en otras faenas de la misma naturaleza, pero las principales diferencias ocurren por las razones que indica. Afirma que, en los antecedentes enviados por la discrepante en la etapa de promoción de proyectos, se propone la reutilización de equipamiento para la transformación de ciertos paños.

En base a lo anterior, la diferencia al alza respecto a la parte específica relacionada al Paño de Transformador BT1 obedece a la conexión a la futura barra de transferencia en Valdivia. Añade la CNE que algo equivalente ocurre con el Paño de Transformador BT4, pero a la baja, en atención a que se pueden reutilizar el interruptor de poder entre otros equipos. Respecto a la diferencia al alza entre el nuevo paño de la línea Picarte de la S/E Valdivia con el paño de línea valorizado para la S/E Chivilcán, explica la CNE que sólo se debe a la necesidad en Valdivia de la conexión a la barra de transferencia.

Finalmente, la CNE destaca que uno de los argumentos de la discrepante radica en los plazos de ejecución de las faenas, que necesitarían más recursos, horarios especiales de trabajo, más inspección y por ende plazos más extensos para la ejecución de trabajo. Lo anterior, sostiene, no se refleja en los costos de las faenas mismas, si no que en los plazos en que hay que incurrir, lo cual no ha sido discrepado.

Como corolario de lo expuesto, la CNE señala que el proceso de valorización de la obra de ampliación se ha realizado conforme a los términos y metodología descritos en el Capítulo 8 del Informe Final, y ajustándose a la normativa vigente.

La CNE solicita al Panel de Expertos, por las razones expuestas, que rechace la discrepancia presentada por el Grupo Saesa, relativa a la modificación del VI referencial y COMA referencial de la obra "Adecuación en S/E Valdivia".

### **3.9.3 Alternativas**

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar el VI referencial del proyecto "Ampliación en S/E Valdivia", fijándolo en un monto de USD 3.132.907. En consistencia con lo anterior, actualizar el COMA referencial, para mantener un valor equivalente al 1,6% de dicho VI.

Alternativa 2: Rechazar la petición del Grupo Saesa.

### **3.9.4 Análisis**

El Grupo Saesa discrepa del VI referencial de USD 2.524.452, asignado por la CNE al proyecto en análisis, consistente en la habilitación de una barra de transferencia de 66 kV en la S/E Valdivia, del sistema Zonal F. La discrepante afirma que el presupuesto por ella estimado, y

que fue entregado a la CNE como parte de la documentación anexa a la propuesta del proyecto, alcanza la suma de USD 3.132.907, es decir, un 24% más alto que el VI discrepado.

La CNE incluyó el proyecto en el Informe Final como respuesta a la observación de Saesa al Informe Preliminar, con la siguiente descripción:

“El proyecto consiste en la construcción de una barra de transferencia de 66 kV. Además, el proyecto considera la extensión de la actual barra principal de 66 kV, la construcción de una segunda sección de la barra principal de 66 kV, el paño seccionador de la barra principal y un paño acoplador de la barra de transferencia con las secciones de la barra principal.

Adicionalmente, se deben considerar los paños de conexión de los transformadores T1 y T4 de 220/66 kV a las secciones de la barra principal de 66 kV.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras”.

El Informe Final contempla un plazo para la entrada en servicio de las obras de 24 meses a contar de la respectiva asignación.

En la tabla siguiente se presentan los presupuestos que, para la obra en comento, han estimado la CNE y Saesa, respectivamente:

<b>Valorización Obra Adecuación en S/E Valdivia</b>		<b>CNE Corregido</b>	<b>SAESA</b>
		<b>USD\$</b>	<b>USD\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>2.031.890</b>	<b>2.258.303</b>
1.1	Ingeniería	129.509	159.304
	Ingeniería	109.509	
	Estudio de Impacto Ambiental y Permisos	20.000	
1.2	Instalación de faenas	230.900	226.484
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.350.712	1.527.423
	Nueva Sección de Barra N°2 66 kV	89.094	99.606
	Ampliación sección de barra N°1 66 kV	86.594	98.790
	Barra de Transferencia 66 kV	41.300	48.431
	Paño Seccionador	221.153	193.322
	Paño Acoplador	208.193	245.023
	Paño BT1	222.263	284.005
	Paño BT4	164.485	221.507
	Nuevo Paño Línea Picarte	317.632	336.739

1.4	Obras de Adecuación de la subestación	320.769	345.092
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>372.082</b>	<b>871.207</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	91.475	191.721
2.2	Inspección técnica de obra	81.228	158.451
2.3	Utilidades del contratista	170.477	212.840
2.4	Contingencias	28.902	70.947
2.5	Servidumbre	-	75.500
2.6	Intervención instalación dedicada	-	161.748
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>2.403.972</b>	<b>3.129.510</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>120.199</b>	<b>156.476</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>2.524.171</b>	<b>3.285.986</b>

Se observa que el VI presentado por la discrepante en el presupuesto antes indicado (US\$ 3.285.986) difiere del VI solicitado en la presente discrepancia (USD 3.132.907), lo que Saesa explicó por razones de actualización de precios. Para dictaminar, el Panel considerará el valor de USD 3.132.907 de la discrepancia, atendido lo dispuesto en los artículos 211 de la LGSE y 32 del Reglamento del Panel de Expertos.

El VI establecido por la CNE en el Informe Final de USD 2.524.453 fue corregido levemente por el Panel, ya que se constató que existía un error en la suma de los componentes para obtener el Costo Directo<sup>56</sup>.

El valor determinado por Saesa en su presupuesto actualizado es un 30% mayor al que ha calculado la CNE (USD 761.815). La mayor parte de la diferencia entre ambos radica en los Costos Indirectos y se explica principalmente por los ítems Gastos Generales, ITO y servidumbres<sup>57</sup>. Se aprecia una diferencia significativa en la intervención y adecuación de las instalaciones existentes (ítems 1.4 y 2.6)<sup>58</sup>. En los Gastos Directos la mayor diferencia radica en el ítem Suministros, Obras y Montaje (US\$ 176.711).

Para resolver esta discrepancia, el Panel efectuó sus propios análisis de valorización de la obra. En el cuadro siguiente se muestra la valorización de los costos directos y del ITO:

<sup>56</sup> La suma de los ítems 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4 es USD 2.031.890. En el presupuesto presentado por la CNE aparece como USD 2.032.159.

<sup>57</sup> El ítem "2.1. Servidumbre", Saesa indica que corresponde a los costos asociados a la Declaración de Impacto Ambiental y permisos sectoriales. La CNE los consideró en el ítem 1.1. Ingeniería.

<sup>58</sup> Según la CNE, los costos presentados por Saesa en el ítem "2.6 Intervención instalación dedicada" fueron incorporados en el Costo Directo de su presupuesto, en el ítem "1.3 Suministros, Obras y Montaje".



### Costos Directos e ITO estimados por el Panel

	Descripción	Costo Panel US\$
1	Estudios eléctricos, Ingeniería básica y de detalle.	137.272
2	Instalación de Faenas	230.869
3	Suministros, Obras Civiles y Eléctricas	1.321.504
4	Obras de adecuación de la subestación	301.394
5	Intervención Instalación dedicada	131.913
6	Medio Ambiente	21.542
7	Inspección Técnica	187.864

Respecto de los costos indirectos, se han aplicado los siguientes criterios:

Inspección Técnica: En el presupuesto de la CNE el ítem Inspección Técnica aparece, en opinión de este Panel, subvalorado (US\$ 81.228), para un plazo de ocho meses de trabajo de terreno. El Panel estimó este ítem en US\$ 187.864, valor que surge de considerar un equipo completo de inspección<sup>59</sup> para asegurar un adecuado seguimiento y control de las obras.

En los ítems siguientes el Panel considerará los valores que se indican:

Ítem	Costo
Gastos Generales y Seguros:	8,0 % del Costo Directo. Valor habitual para estos presupuestos. La CNE usa 4,5%, lo que se considera bajo.
Utilidad del contratista:	8,4 % del Costo Directo. Valor que usa la CNE y representa las condiciones de mercado.
Contingencias:	3,0 % del Costo Directo. La CNE usa 1,4%, lo que se considera bajo.
Intereses Intercalarios:	5,0 % de los desembolsos proyectados. Valor que se utiliza por ser el aplicado tanto por la CNE como por la empresa.

<sup>59</sup> Equipo de Inspección: compuesto por cuatro profesionales (uno en jornada completa y resto parcial), un asistente y la logística necesaria.

Con los criterios anteriores, el Panel ha elaborado un presupuesto para la ampliación de S/E Valdivia, que se muestra en el cuadro siguiente, junto con los presupuestos de la CNE y de la discrepante.

Valorización Obra Adecuación en S/E Valdivia		CNE Corregido	SAESA	Panel
		USD\$	USD\$	USD\$
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>2.031.890</b>	<b>2.258.303</b>	<b>2.013.121</b>
1.1	Ingeniería	129.509	159.304	158.814
	Estudios e Ingeniería Básica y de Detalle	109.509		137.272
	Estudio de Impacto Ambiental y Permisos	20.000		21.542
1.2	Instalación de faenas	230.900	226.484	230.869
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.350.712	1.527.423	1.321.504
	Nueva Sección de Barra N°2 66 kV	89.094	99.606	95.160
	Ampliación sección de barra N°1 66 kV	86.594	98.790	102.523
	Barra de Transferencia 66 kV	41.300	48.431	43.698
	Paño Seccionador	221.153	193.322	174.445
	Paño Acoplador	208.193	245.023	202.584
	Paño BT1	222.263	284.005	240.005
	Paño BT4	164.485	221.507	183.918
	Nuevo Paño Línea Picarte	317.632	336.739	279.171
1.4	Obras de Adecuación de la subestación	320.769	345.092	301.934
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>372.082</b>	<b>871.207</b>	<b>710.123</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	91.475	191.721	161.050
2.2	Inspección técnica de obra	81.228	158.451	187.864
2.3	Utilidades del contratista	170.477	212.840	168.902
2.4	Contingencias	28.902	70.947	60.394
2.5	Servidumbre	0	75.500	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	161.748	131.913
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>2.403.972</b>	<b>3.129.510</b>	<b>2.723.244</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>120.199</b>	<b>156.476</b>	<b>136.162</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>2.524.171</b>	<b>3.285.986</b>	<b>2.859.406</b>

En síntesis, los costos del proyecto a comparar son:

	<b>Panel USD</b>	<b>CNE USD</b>	<b>SAESA USD</b>
Costo total:	2.859.406	2.524.171	3.132.907
Diferencia respecto de Panel		335.235	273.501

En consecuencia, el presupuesto calculado por el Panel es más cercano al presentado por Saesa, por lo que se aceptará el valor solicitado por la empresa.

### **3.9.5 Dictamen**

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Modificar el VI referencial del proyecto "Ampliación en S/E Valdivia", fijándolo en un monto de USD 3.132.907. En consistencia con lo anterior, actualizar el COMA referencial, para mantener un valor equivalente al 1,6% de dicho VI.

## **3.10 UBICACIÓN SUBESTACIÓN SECCIONADORA PARINAS 500/200kV**

### **3.10.1 Presentación de Colbún**

Colbún discrepa de lo establecido en el Informe Final, en cuanto éste modificó el Informe Preliminar en lo relativo a la ubicación geográfica de la futura S/E Seccionadora Parinas 500/200 kV.

Relata Colbún que el Informe Preliminar, en la sección 3.2.1.1, junto con describir la referida subestación indicaba, en cuanto a su ubicación, que: "La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 170 km al norte de la S/E Cumbre, siguiendo el trazado de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, dentro de un radio de 15 km respecto de ese punto." Continúa señalando que en otra sección del Informe Preliminar, al referirse al denominado "Nuevo Sistema 500 kV Parinas-Likanantai" se indica, refiriéndose a la misma subestación, que: "La segunda S/E se localizará a unos 150 kilómetros al norte de la S/E Cumbres, donde seccionará la línea 2x500 kV que une las subestaciones Changos y Cumbres. Para efectos de este documento dicha S/E será denominada Parinas".

Señala que posteriormente, dentro del período de observaciones, Transelec solicitó corregir el texto de la página 25 (sección 3.2.2.1), expresando que: "entendemos que la subestación se debería ubicar a 150 kms al norte de S/E Cumbres", observación que fue acogida por la Comisión y, en definitiva, en el Informe Final, la ubicación de dicha obra se desplaza en 20 kilómetros.

Colbún considera que la referida instalación debe mantener la ubicación considerada en el Informe Preliminar, invocando, principalmente, razones de eficiencia económica.

Explica Colbún que dentro del plan de expansión se considera el proyecto "Nueva línea 2x500 kV Parinas – Likanantai", que consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV, entre la subestación Parinas y la subestación Likanantai, energizada en 220 kV, con una capacidad de 1.700 MVA por circuito y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones antes mencionadas. Además, agrega, el proyecto considera la construcción de la nueva subestación seccionadora Likanantai de la línea 2x220 kV Andes – Nueva Zaldívar, de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87 de la LGSE.

En opinión de Colbún, la decisión de ubicar geográficamente la S/E Parinas a 150 km de Cumbres, y no a los 170 km originales establecidos en el Informe Preliminar, se generaría un costo adicional total para el conjunto de las obras proyectadas, del orden de US\$ 5,8 millones.

Concluye señalando que situar la S/E Parinas a 170 km de la S/E Cumbres permitiría obtener la máxima eficiencia requerida en el sistema.

Colbún solicita al Panel de Expertos:

Dictaminar que la Comisión mantenga la ubicación establecida en la descripción general de la S/E Seccionadora Parinas 500/220kV de la sección 3.2.1.1 del Informe Técnico Preliminar, esto es, que la subestación "se deberá emplazar aproximadamente a 170 km al norte de la S/E Cumbre, siguiendo el trazado de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, dentro de un radio de 15 km respecto de ese punto.

### **3.10.2 Planteamiento de la CNE**

Expresa la Comisión que ha revisado los argumentos presentados por Colbún y, además, ha recabado antecedentes asociados a las características de las zonas de emplazamiento propuestas, que permitan determinar la mejor ubicación del proyecto en cuestión. En este sentido, continúa, se ha revisado la ubicación de futuros proyectos, las concesiones mineras, entre otros factores.

Del análisis realizado, la Comisión concluye que en base a las opciones actuales, la ubicación propuesta por la discrepante, resultaría con menos interferencias o restricciones, tanto para su emplazamiento como para el desarrollo de nuevas conexiones a la nueva subestación, es decir a 170 km al norte de la S/E Cumbre, siguiendo el trazado de la línea Los Changos-Cumbre, dentro de un radio de 15 km respecto de ese punto.

Manifiesta la CNE que, en atención a los antecedentes expuestos y argumentos planteados por la discrepante, se allana a la discrepancia presentada por la empresa Colbún S.A., relativa a mantener la zona de emplazamiento de la obra "Nueva S/E Parinas 500/220 kV" establecida en el Informe Preliminar.

### **3.10.3 Análisis**

Tal como se señala en el acápite 3.10.2 anterior, la CNE se allanó a la petición de la discrepante.

Atendido lo anterior, y considerando que no existen otros interesados que hayan presentado objeciones a lo solicitado, este Panel no entrará al análisis de la materia, dejando constancia de que no existe discrepancia sobre la cual deba pronunciarse.

### **3.11 CAPACIDAD SUBESTACIÓN SECCIONADORA PARINAS 500/200 kV**

#### **3.11.1 Presentación de Colbún**

Colbún presentó una discrepancia en relación con la capacidad de la S/E Seccionadora Parinas, solicitando la ampliación de tal capacidad, por las razones que indicó en su presentación.

#### **3.11.2 Desistimiento**

Mediante presentación de fecha 17 de abril de 2018, Colbún se desistió de la discrepancia aquí referida.

Por lo anterior, el Panel no entrará al análisis de la materia, limitándose a dejar constancia de la presentación de la discrepancia y del correspondiente desistimiento.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N° 7-2018 los siguientes integrantes del Panel de Expertos: Juan Clavería Aliste, Fernando Fuentes Hernández, Patricia Miranda Arratia, Blanca Palumbo Ossa, Guillermo Pérez del Río, Eduardo Ricke Muñoz, Pablo Serra Banfi.

Santiago, 10 de agosto de 2018

Mónica Cortés Moncada  
Secretaria Abogada