



# **PROPUESTA PRELIMINAR DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES AÑO 2026**

**Julio de 2026**

# ÍNDICE

|          |                                                                                                                  |           |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introducción .....</b>                                                                                        | <b>5</b>  |
| <b>2</b> | <b>Resumen Ejecutivo .....</b>                                                                                   | <b>8</b>  |
| <b>3</b> | <b>Plan de obras necesarias y urgentes en el sistema de transmisión Nacional...</b>                              | <b>10</b> |
| 3.1      | OBRAS DE AMPLIACIÓN .....                                                                                        | 10        |
| 3.1.1    | Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS) .....                                                                     | 10        |
| 3.2      | OBRAS NUEVAS.....                                                                                                | 12        |
| <b>4</b> | <b>Plan de obras necesarias y urgentes en el sistema de transmisión Zonal .....</b>                              | <b>13</b> |
| 4.1      | OBRAS DE AMPLIACIÓN .....                                                                                        | 13        |
|          | Sistema Zonal C.....                                                                                             | 13        |
| 4.1.1    | Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS).....                                                                     | 13        |
|          | Sistema Zonal D .....                                                                                            | 14        |
| 4.1.2    | Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea..... | 14        |
|          | Sistema Zonal E .....                                                                                            | 15        |
| 4.1.3    | Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS).....                                                                     | 16        |
| 4.1.4    | Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.....                                                     | 17        |
|          | Sistema Zonal F .....                                                                                            | 18        |
| 4.1.5    | Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos.....                       | 18        |
| 4.2      | OBRAS NUEVAS.....                                                                                                | 20        |
| <b>5</b> | <b>Presupuesto para el Proceso de Obras Necesarias y Urgentes 2025 .....</b>                                     | <b>21</b> |
| 5.1      | UMBRAL PARA LA DETERMINACIÓN DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES .....                                                | 21        |
| 5.1.1    | Determinación del valor promedio de los últimos cinco procesos de planificación .....                            | 21        |
| 5.1.2    | Límite del 10% para Obras Necesarias y Urgentes .....                                                            | 22        |
| 5.1.3    | Presupuesto adicional para la Región de Ñuble .....                                                              | 23        |
| 5.2      | ANÁLISIS DEL UMBRAL PRESUPUESTARIO DE LA PROPUESTA PRELIMINAR DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES .....               | 23        |
| 5.2.1    | Priorización de carteras alternativas bajo umbral de inversión .....                                             | 23        |
| 5.2.2    | Verificación del cumplimiento del umbral presupuestario .....                                                    | 29        |
| <b>6</b> | <b>Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad .....</b>                                                 | <b>30</b> |
| 6.1      | DECRETO N°171/2020 .....                                                                                         | 30        |
| 6.1.1    | Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT) .....                                                                       | 30        |
| 6.2      | DECRETO N°58/2024 .....                                                                                          | 31        |
| 6.2.1    | Nueva S/E Olmué.....                                                                                             | 31        |

|           |                                                                                                                   |           |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>7</b>  | <b>Fórmulas de Indexación de las obras de expansión .....</b>                                                     | <b>33</b> |
| <b>8</b>  | <b>Justificación de necesidad y urgencia de los proyectos incorporados .....</b>                                  | <b>35</b> |
|           | SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL .....                                                                                | 35        |
| 8.1       | AMPLIACIÓN EN S/E QUILPUÉ 12 kV (NBESS) .....                                                                     | 35        |
| 8.1.1     | Zona de análisis y antecedentes .....                                                                             | 35        |
| 8.1.2     | Justificación de la necesidad .....                                                                               | 38        |
| 8.1.3     | Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación .....                                             | 43        |
| 8.2       | TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE CIRCUITO EXISTENTE DE LÍNEA 2X110 kV SAN PABLO – ENEA. .... | 44        |
| 8.2.1     | Zona de análisis y antecedentes .....                                                                             | 44        |
| 8.2.2     | Justificación de la necesidad .....                                                                               | 46        |
| 8.2.3     | Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación .....                                             | 48        |
| 8.3       | AMPLIACIÓN EN S/E EL RUIL 15 kV (NBESS) .....                                                                     | 49        |
| 8.3.1     | Zona de análisis y antecedentes .....                                                                             | 49        |
| 8.3.2     | Justificación de la necesidad .....                                                                               | 51        |
| 8.3.3     | Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación .....                                             | 55        |
| 8.4       | AUMENTO DE CAPACIDAD LT 2X66 kV LASTARRIA – LONCOCHE .....                                                        | 56        |
| 8.4.1     | Zona de análisis y antecedentes .....                                                                             | 56        |
| 8.4.2     | Justificación de la necesidad .....                                                                               | 61        |
| 8.4.3     | Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación .....                                             | 62        |
| 8.5       | AMPLIACIÓN EN S/E PANGUIPULLI Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X66 kV PULLINQUE – LOS LAGOS . 63                        |           |
| 8.5.1     | Zona de análisis y antecedentes .....                                                                             | 63        |
| 8.5.2     | Justificación de la necesidad .....                                                                               | 67        |
| 8.5.3     | Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación .....                                             | 69        |
|           | SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL .....                                                                             | 70        |
| 8.6       | AMPLIACIÓN EN S/E TINEO 220 kV (NBESS) .....                                                                      | 70        |
| 8.6.1     | Zona de análisis y antecedentes .....                                                                             | 70        |
| 8.6.2     | Justificación de la necesidad .....                                                                               | 74        |
| 8.6.3     | Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación .....                                             | 90        |
| <b>9</b>  | <b>Obras de expansión asociadas a la Región de Ñuble .....</b>                                                    | <b>91</b> |
| <b>10</b> | <b>Obras no recomendadas .....</b>                                                                                | <b>92</b> |
| 10.1      | AMPLIACIÓN EN S/E ESMERALDA 110 kV (BS+BT) .....                                                                  | 92        |
| 10.1.1    | Descripción de la propuesta .....                                                                                 | 92        |
| 10.1.2    | Justificación de la no incorporación de la obra .....                                                             | 92        |



|           |                                                                                      |            |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 10.2      | ADECUACIÓN EN S/E ALTO JAHUEL 110 kV.....                                            | 93         |
| 10.2.1    | Descripción de la propuesta .....                                                    | 93         |
| 10.2.2    | Justificación de la no incorporación de la obra .....                                | 94         |
| 10.3      | S/E MÓVIL ÑUBLE.....                                                                 | 95         |
| 10.3.1    | Descripción de la propuesta .....                                                    | 95         |
| 10.3.2    | Justificación de la no incorporación de la obra .....                                | 95         |
| 10.4      | NUEVOS REACTORES 2X150 MVAR EN LÍNEA 2X500 kV KIMAL - LOS CHANGOS EN S/E KIMAL. .... | 96         |
| 10.4.1    | Descripción de la propuesta .....                                                    | 96         |
| 10.4.2    | Justificación de la no incorporación de la obra .....                                | 96         |
| <b>11</b> | <b>Valorización de las obras Necesarias y Urgentes.....</b>                          | <b>98</b>  |
| <b>12</b> | <b>Anexo 1: Ingeniería Conceptual de los Proyectos.....</b>                          | <b>103</b> |

# 1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía (en adelante e indistintamente, “Comisión” o “CNE”), en ejercicio de las facultades otorgadas por los artículos 7° y 9° letra h) del Decreto Ley N° 2.224, del Ministerio de Minería, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, y por el D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería (en adelante e indistintamente, la “Ley”, “LGSE” o “Ley General de Servicios Eléctricos”), tiene la facultad de identificar, anualmente, conforme al artículo 91° bis de la Ley, aquellas obras de transmisión que deberán excluirse del proceso de planificación establecido en el artículo 87° (en adelante, “Proceso de Planificación”), por ser consideradas necesarias y urgentes para el sistema eléctrico. Esta exclusión se realiza en conformidad con el procedimiento regulado en el citado artículo, así como en la Resolución Exenta CNE N° 156, de 31 de marzo de 2025 (en adelante, “Resolución Exenta N° 156/2025”).

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5 de la Resolución Exenta N° 156/2025, se entenderá por obras necesarias y urgentes aquellas que cumplan, de manera simultánea, con las siguientes condiciones:

- Que se requieran para asegurar el abastecimiento de la demanda o para aumentar la seguridad y calidad de servicio.
- Que la fecha de entrada en operación de la obra, en caso de ser considerada en el siguiente Proceso de Planificación, sea posterior a la fecha en que se estima que se verificará la necesidad que justifica su ejecución.

Asimismo, también se considerarán obras necesarias y urgentes aquellas obras que cumplan, de manera simultánea, con las siguientes condiciones:

- Que se trate de obras de transmisión que habiliten la conexión de sistemas de almacenamiento de energía y/o de nueva infraestructura para la prestación de servicios complementarios.
- Que los proyectos de sistemas de almacenamiento de energía y/o nueva infraestructura para la prestación de servicios complementarios, según corresponda, cuenten con permisos ambientales o sectoriales vigentes.
- Que se justifique fundadamente la urgencia de su materialización.
- Que su ejecución implique una reducción de los costos de operación y otorgue beneficios netos al sistema, o una mejora de las condiciones de seguridad y calidad de servicio del sistema.

En virtud del inciso segundo del artículo 91° bis de la Ley, la valorización de estas obras debe sujetarse a las siguientes restricciones:

1. La valorización de la totalidad de las obras no podrá superar el 10% del valor promedio de los últimos cinco procesos de planificación de la transmisión, considerando sus valores referenciales.

- 
2. Dentro del límite señalado en el numeral anterior, el valor correspondiente a obras nuevas no podrá superar el 5% del mismo valor promedio.
  3. Hasta el proceso del año 2029, se podrá considerar un monto adicional de hasta un 5% sobre el límite del 10% señalado en el numeral 1, exclusivamente para obras emplazadas en la Región de Ñuble.

Por otra parte, el artículo 91° bis también establece el procedimiento a través del cual se lleva a cabo la identificación de estas obras. En particular, su inciso tercero dispone que dicho procedimiento puede iniciarse de oficio por la Comisión, o bien a solicitud del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, “Coordinador”), o del Ministerio de Energía.

Conforme a lo establecido en el artículo 4° de la Resolución Exenta N° 156/2025, el Coordinador y el Ministerio dispondrán hasta el quinto día del mes de abril de cada año para solicitar formalmente a la Comisión el inicio del proceso. Por su parte, durante el mes de mayo de cada año, la Comisión podrá elaborar la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes (en adelante, “Propuesta Preliminar”), la que podrá considerar aquellas obras propuestas por el Ministerio o el Coordinador, u otras obras que la Comisión determine. En caso de que la Comisión elabore dicha Propuesta Preliminar, esta deberá ser comunicada formalmente al Coordinador, con el objeto de que este emita el informe previsto en el artículo 6° de la Resolución Exenta N° 156/2025. Por último, la Comisión podrá dar inicio al proceso en cualquier momento del año, elaborando una Propuesta Preliminar.

La Propuesta Preliminar deberá contener, entre otros elementos definidos en la Resolución Exenta N° 156/2025, una descripción de la obra, la justificación de su necesidad y urgencia, las razones que fundamentan su exclusión del Proceso de Planificación, los plazos estimados de ejecución y entrada en operación, su valorización preliminar, así como la proporción de dicha valorización respecto del límite establecido en el inciso segundo del artículo 91° bis de la Ley.

El Coordinador deberá emitir su informe dentro del plazo de 20 días contado desde la recepción del oficio que comunica la Propuesta Preliminar, pronunciándose fundadamente, de forma favorable o desfavorable, respecto de cada una de las obras incluidas, en relación con la justificación de su necesidad y urgencia y a las razones de su omisión o exclusión del Proceso de Planificación. Dicho informe podrá referirse, además, a la descripción, características, factibilidad constructiva, plazos y valorización de cada una de dichas obras.

Una vez que la Propuesta Preliminar cuente con el informe favorable del Coordinador, la Comisión deberá comunicarla al Ministerio de Energía, a fin de que este emita su aprobación o rechazo, de manera fundada, pronunciándose respecto de cada una de las obras incluidas, en relación con la justificación de su necesidad y urgencia y los motivos de su omisión o exclusión del Proceso de Planificación. Recibida la aprobación del Ministerio, la Comisión deberá publicar la Propuesta Preliminar y sus antecedentes en su sitio web, y ponerla en conocimiento del propietario de la obra (en los casos de obras de ampliación), así como de los participantes, usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro regulado por el artículo 90° de la Ley, quienes dispondrán de diez días para presentar observaciones.

---

Dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá una Propuesta Definitiva, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas. La referida Propuesta Definitiva deberá contener, entre otras materias definidas en la Resolución Exenta N° 156/2025, las condiciones de ejecución y explotación de la obra; sus características técnicas; su plazo de ejecución y su fecha de entrada en operación; su valorización; y la calificación de la obra de expansión dentro de alguno de los segmentos definidos en el artículo 73° de la Ley. Esta Propuesta Definitiva deberá ser puesta en conocimiento del propietario de la obra en los casos de obras de ampliación, y de los participantes, usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro regulado por el artículo 90° de la Ley.

Notificada la Propuesta Definitiva, los interesados podrán presentar discrepancias ante el Panel de Expertos dentro de los diez días siguientes, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 211° de la LGSE. Si no se presentan discrepancias, la Comisión deberá emitir dentro de los tres días siguientes el informe técnico con su recomendación al Ministerio de Energía, a fin de que el Ministerio instruya la ejecución de la obra mediante decreto exento. En caso de discrepancias, dicho informe deberá emitirse en un plazo de diez días contados desde la comunicación del dictamen del Panel.

El Ministerio de Energía, dentro de los diez días siguientes a la recepción del informe técnico de la Comisión, deberá verificar el cumplimiento de los límites establecidos en el inciso segundo del artículo 91° bis y podrá disponer la ejecución de la obra mediante decreto exento dictado por orden del Presidente de la República.

Dicho decreto instruirá la licitación de la obra conforme al artículo 95°, bajo un procedimiento simplificado y con los menores plazos posibles, y establecerá las condiciones técnicas y contractuales según se trate de una obra nueva o de ampliación, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 98, de 3 de marzo de 2025 (en adelante, “Resolución Exenta CNE N° 98/2025”<sup>1</sup>).

De esta manera, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 91° bis de la Ley, en la Resolución Exenta N°156/2025 y en las demás disposiciones previamente citadas, a continuación se presenta la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes correspondiente al año 2026.

---

<sup>1</sup> Resolución Exenta N°98 de 3 de marzo de 2025, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba resolución sobre licitación de obras de ampliación por parte de los propietarios de las obras que son objeto de ampliación, según lo establecido en el artículo 95° de la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 21.721 de 2024.

## 2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este documento consiste en presentar la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes del año 2026 (“ONyU 2026”) para el Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”), dando así cumplimiento a lo establecido en el artículo 91° bis de la Ley.

Para la elaboración de la presente propuesta se consideraron las obras propuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional y el Ministerio de Energía a esta Comisión, así como aquellas obras identificadas por la propia Comisión, de acuerdo con los antecedentes disponibles durante el desarrollo del proceso. Dichas obras fueron analizadas por esta Comisión, conforme a los criterios y exigencias establecidos en la Ley, en el Decreto Supremo N°37, de 2019, del Ministerio de Energía (en adelante, “Reglamento de Planificación”), y en la Resolución Exenta CNE N°156/2025.

La presente Propuesta Preliminar identifica y analiza un total de 6 obras de expansión, cuya valorización preliminar asciende a un total aproximado de USD 121,6 millones. En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se considera una obra de ampliación, cuyo valor referencial de inversión asciende a un total aproximado de USD 71,1 millones. En el caso del Sistema de Transmisión Zonal, se consideran cinco obras de ampliación, cuya inversión referencial asciende a un total aproximado de USD 50,5 millones.

Respecto de los sistemas de transmisión emplazados en la Región de Ñuble, la presente propuesta no considera obras de expansión localizadas en dicha región, por lo que no se hace uso del presupuesto adicional previsto para tales efectos en la normativa aplicable.

Por otro lado, en el presente proceso de ONyU 2026, el umbral presupuestario global aplicable a la suma del valor de inversión referencial de las obras que finalmente sean decretadas como necesarias y urgente asciende a USD 78,3 millones. Atendido que la valorización preliminar total del conjunto de obras identificadas y analizadas por esta Comisión alcanza aproximadamente USD 121,6 millones, no resulta posible proponer su incorporación simultánea en una única cartera de obras a decretar sin exceder el límite presupuestario aplicable.

En razón de lo anterior, la presente Propuesta Preliminar se estructura mediante tres carteras alternativas de obras, cada una de las cuales cumple individualmente con el umbral presupuestario aplicable. La presentación de carteras alternativas tiene por objeto compatibilizar la identificación y análisis de obras que, conforme a los antecedentes disponibles, presentan condiciones de necesidad y urgencia, con la obligación de respetar el límite presupuestario establecido en el artículo 91° bis de la Ley y en la Resolución Exenta CNE N°156/2025.

La **Cartera Alternativa N°1**, propuesta como cartera prioritaria, incorpora la obra “Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)” y la obra “Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche”, alcanzando una valorización preliminar total de USD 77,2 millones. La **Cartera Alternativa N°2** mantiene la obra “Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)” y la complementa con la obra “Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66





kV Pullingue – Los Lagos”, alcanzando una valorización preliminar total de USD 76,9 millones. Finalmente, la **Cartera Alternativa N°3** reúne las demás obras identificadas como necesarias y urgentes, en caso de que no se decrete la obra de mayor inversión individual, alcanzando una valorización preliminar total de USD 50,5 millones.

Todas las carteras alternativas propuestas se componen exclusivamente de obras de ampliación, por lo que no se considera inversión asociada a obras nuevas. En consecuencia, cada una de las carteras cumple individualmente con el umbral presupuestario global de USD 78,3 millones, con el sublímite aplicable a obras nuevas y con las reglas presupuestarias previstas para el mecanismo de Obras Necesarias y Urgentes.

Finalmente, se estima que las obras de expansión contenidas en la presente Propuesta Preliminar que sean finalmente decretadas como necesarias y urgentes, y que no se encuentren condicionadas a la adjudicación de otras obras de ampliación, deberán finalizar su proceso de licitación dentro del plazo de siete meses desde que se publique el respectivo Decreto de Obras Necesarias y Urgentes, de acuerdo con lo indicado en el artículo 91 bis de la LGSE y en el artículo 12 de la Resolución Exenta CNE N° 98.

### 3 PLAN DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

#### 3.1 Obras de Ampliación

El siguiente cuadro se presentan las obras de ampliación necesarias para el Sistema de Transmisión Nacional, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

**Tabla 3-1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional.**

| N° | Proyecto                               | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Propietario(s)             | Ejecución   |
|----|----------------------------------------|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|----------------------------|-------------|
| 1  | Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS) | 30                         | 71.132.386             | 27               | 11                          | Transelec Concesiones S.A. | Obligatoria |

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 1,79% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presentan las descripciones de las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional.

##### 3.1.1 Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)

###### 3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción e instalación de un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo, el cual se conectará en el patio de 220 kV de dicha subestación y deberá contar con una capacidad nominal de 200 MW por 2 horas, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 400 MWh.

El sistema de almacenamiento deberá ser diseñado e implementado de manera tal que permita operar en esquemas de formación o soporte de isla eléctrica al sur de la S/E Cautín, conforme a los requerimientos técnicos, criterios de seguridad y condiciones operacionales que sean aplicables.

Asimismo, el sistema deberá contar con las capacidades técnicas, de control, comunicaciones, entre otras, necesarias para operar como Grid Booster respecto de los tramos de transmisión de 220 kV comprendidos entre las subestaciones Cautín y Tineo, de manera de aumentar la capacidad de transmisión de las líneas existentes entre dichas subestaciones en régimen permanente.



El equipamiento de almacenamiento deberá considerar todas las instalaciones, equipos y sistemas necesarios para su conexión y operación en el sistema eléctrico, incluyendo, al menos, equipos inversores, transformadores de poder para su conexión al patio de 220 kV de la subestación Tineo, sistemas de gestión y monitoreo, sistemas de control, protecciones, comunicaciones, SCADA, servicios auxiliares y demás elementos necesarios para su adecuada operación.

A su vez, el proyecto contempla la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Tineo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, en una diagonal, de manera de permitir la conexión del sistema de almacenamiento antes mencionado.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

Las respectivas bases de licitación deberán establecer las exigencias necesarias para asegurar la compatibilidad tecnológica de las instalaciones existentes con los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, de los sistemas de control y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación y del sistema de almacenamiento, tanto en términos de capacidad como de prestaciones operacionales, sistemas de control y comunicaciones.



### **3.2 Obras Nuevas**

En el presente proceso, no se incorporan obras nuevas asociadas al Sistema de Transmisión Nacional.

## 4 PLAN DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

### 4.1 Obras de Ampliación

#### SISTEMA ZONAL C

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación necesaria para el Sistema de Transmisión Zonal C, la que deberá iniciar su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

**Tabla 4-1: Obra de ampliación del Sistema Zonal C.**

| N° | Proyecto                                | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Propietario(s)              | Ejecución   |
|----|-----------------------------------------|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------|
| 1  | Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS) | 30                         | 9.441.723              | 25               | 11                          | Chilquinta Transmisión S.A. | Obligatoria |

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para esta obra como el 4,70% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal C.

#### 4.1.1 Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS)

##### 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción e instalación de un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Quilpué, el cual se conectará en el patio de 12 kV de dicha subestación y deberá contar con una potencia nominal de 10 MW y una capacidad de almacenamiento de, al menos, 40 MWh. Además, el sistema deberá contar con todas las características en términos de equipamiento e infraestructura que hagan posible su operación y conexión al sistema, tales como equipos inversores, transformadores de poder para conectar el sistema al patio de 12 kV de la subestación si corresponde, unidad de gestión y monitoreo, entre otras.

A su vez, el proyecto contempla la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 12 kV asociado al transformador N° 3 de la subestación Quilpué, cuya configuración corresponde a barra simple en sala de celdas, en una posición, de manera de permitir la conexión del sistema de almacenamiento antes mencionado.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

## SISTEMA ZONAL D

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación necesaria para el Sistema de Transmisión Zonal D, la que deberá iniciar su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

**Tabla 4-2: Obra de ampliación del Sistema Zonal D.**

| N° | Proyecto                                                                                                    | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Propietario(s)                          | Ejecución   |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|-----------------------------------------|-------------|
| 1  | Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea | 54                         | 17.857.606             | 26               | 13                          | Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. | Obligatoria |

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para esta obra como el 2,11% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D.

### 4.1.2 Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea

#### 4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación del segundo circuito de la línea 2x110 kV San Pablo – Enea, mediante el tendido de conductor en las estructuras existentes entre la subestación San Pablo y la denominada “Estructura 37”, junto con la extensión desde dicho punto hasta la subestación Enea, de manera tal de permitir su conexión a la referida subestación. El circuito resultante deberá permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 300 MVA a

35°C de temperatura ambiente con sol. Asimismo, el proyecto incluye la construcción de los respectivos paños de línea en las subestaciones San Pablo y Enea.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión de los tramos de línea 1x110 kV Cerro Navia – Tap San Pablo y 1x110 kV Tap San Pablo – Enea en la subestación San Pablo, mediante la instalación de los respectivos paños de línea y la construcción de los enlaces que corresponda, manteniendo al menos, para el enlace de conexión del tramo 1x110 kV Cerro Navia – Tap San Pablo, las características técnicas de la línea que se conecta, mientras que, para el caso de la conexión del tramo 1x110 kV Tap San Pablo – Enea, el enlace deberá permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 300 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

A su vez, el proyecto incorpora el aumento de capacidad de transmisión del circuito existente de la línea 2x110 kV San Pablo – Enea, entre el punto de conexión del tramo de línea 1x110 kV Tap San Pablo – Enea con la subestación San Pablo y la subestación Enea, de manera de permitir una capacidad de, al menos, 300 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol, contemplando además el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de este aumento de capacidad.

Asimismo, el proyecto considera completar los paños de línea existentes en la subestación San Pablo, reutilizando cuando sea posible el equipamiento e infraestructura existente.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

## SISTEMA ZONAL E

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema de Transmisión Zonal E, la que deberá iniciar su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

**Tabla 4-3: Obras de ampliación del Sistema Zonal E.**

| N° | Proyecto                                | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Propietario(s)                       | Ejecución   |
|----|-----------------------------------------|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|--------------------------------------|-------------|
| 1  | Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS) | 30                         | 11.379.704             | 25               | 11                          | Nirivilo Transmisora de Energía S.A. | Obligatoria |

| N° | Proyecto                                                | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Propietario(s)                            | Ejecución   |
|----|---------------------------------------------------------|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|-------------------------------------------|-------------|
| 2  | Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche | 36                         | 6.036.850              | 41               | 16                          | CGE<br>Transmisión S.A.<br>Transelec S.A. | Obligatoria |

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 2,89% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presentan las descripciones de las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E.

### 4.1.3 Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS)

#### 4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción e instalación de un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación El Ruil, el cual se conectará en el patio de 15 kV de dicha subestación y deberá contar con una potencia nominal de 10 MW y una capacidad de almacenamiento de, al menos, 50 MWh. Además, el sistema deberá contar con todas las características en términos de equipamiento e infraestructura que hagan posible su operación y conexión al sistema, tales como equipos inversores, transformadores de poder para conectar el sistema al patio de 15 kV de la subestación si corresponde, unidad de gestión y monitoreo, entre otras.

A su vez, el proyecto contempla la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 15 kV de la subestación El Ruil, cuya configuración corresponde a barra simple en sala de celdas, en una posición, de manera de permitir la conexión del sistema de almacenamiento antes mencionado.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.



#### 4.1.4 Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche

##### 4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA por circuito a 35° C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de dicho aumento de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

##### 4.1.4.2 Licitación

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes a más de un propietario por lo que, de acuerdo con lo señalado en artículo 6 de la Resolución Exenta CNE N° 98/2025, su licitación deberá ser realizada por el conjunto de los propietarios involucrados, debiendo liderar dicho proceso el propietario que cuente con la mayor proporción de V.I. referencial, con la colaboración del resto de los propietarios y considerando las respectivas prorratas que sean establecidas en el Decreto de Obras Necesarias y Urgentes.

Sin perjuicio de lo anterior, cada propietario será responsable de forma individual por la correcta ejecución de las obras que correspondan a sus respectivas instalaciones, conforme a lo señalado en el decreto respectivo.

De acuerdo con lo anterior, se señalan a continuación los propietarios involucrados y las respectivas prorratas de V.I. referencial que le corresponden a cada uno.

**Tabla 4-4: Propietarios y prorratas asociadas al proyecto “Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche”.**

| Propietario          | Prorrata de V.I. referencial |
|----------------------|------------------------------|
| CGE Transmisión S.A. | 88,47%                       |
| Transelec S.A.       | 11,53%                       |

## SISTEMA ZONAL F

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema de Transmisión Zonal F, la que deberá iniciar su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

**Tabla 4-5: Obra de ampliación del Sistema Zonal F.**

| N° | Proyecto                                                                              | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Propietario(s)                     | Ejecución   |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|------------------------------------|-------------|
| 1  | Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos | 36                         | 5.742.532              | 24               | 13                          | Sistema de Transmisión de Sur S.A. | Obligatoria |

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para esta obra como el 5,46% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal F.

### **4.1.5 Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos**

#### **4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Panguipulli, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de los paños asociados al seccionamiento de la línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos y la conexión de un nuevo banco de condensadores.

Además, el proyecto considera realizar el seccionamiento de la línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos en el patio de 66 kV de la subestación Panguipulli, mediante la instalación de los respectivos paños de línea y la construcción de los enlaces que corresponda, manteniendo al menos las características técnicas de la línea que se secciona.

Junto con lo anterior, el proyecto incluye la instalación de un nuevo banco de condensadores en el patio de 66 kV de la subestación Panguipulli de, al menos, 10 MVAR con su respectivo paño de conexión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, 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 del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.



## **4.2 Obras Nuevas**

En el presente proceso, no se incorporan obras nuevas asociadas a los Sistemas de Transmisión Zonal.



## 5 PRESUPUESTO PARA EL PROCESO DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES 2025

Con el propósito de determinar el presupuesto para el mecanismo de Obras Necesarias y Urgentes y así garantizar que los montos de inversión referenciales de las obras incorporadas en el presente documento cumplan con los límites establecidos por la normativa vigente, a continuación se detalla el procedimiento para determinar el valor de inversión máximo aplicable al año 2026, considerando tanto los límites porcentuales previstos en el artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos como las disposiciones específicas de la Resolución Exenta N° 156/2025.

En este capítulo se establece la metodología y las fórmulas utilizadas para:

- Calcular el valor promedio de inversión de los cinco últimos Planes de Expansión de la Transmisión (2020–2024).
- Determinar los límites máximos de financiamiento para Obras Necesarias y Urgentes (10 % del promedio).
- Aplicar el sublímite del 5 % para obras nuevas, y
- Determinar el presupuesto adicional para proyectos en Ñuble de acuerdo al artículo quinto transitorio de la Ley N° 21.721.

### 5.1 Umbral para la determinación de Obras Necesarias y Urgentes

#### 5.1.1 Determinación del valor promedio de los últimos cinco procesos de planificación

Para establecer el valor promedio de inversión ( $VI_{prom}$ ), se recopilan los montos totales aprobados en los Planes de Expansión de la Transmisión de los años 2020, 2021, 2022, 2023 y 2024 ( $VI_{año}$ ), los cuales se detallan a continuación:

**Tabla 5-1: Valores de Inversión de los últimos 5 planes de expansión.**

| Plan de Expansión     | 2020 | 2021 | 2022  | 2023 | 2024 |
|-----------------------|------|------|-------|------|------|
| $VI_{año}$<br>[MMUSD] | 494  | 548  | 1.053 | 389  | 962  |

Para normalizar los valores de inversión aprobados en distintos años y expresarlos en términos reales de abril de 2026 ( $VI_{año}^{2026}$ ), conforme a lo establecido en el inciso final del artículo 14 de la Resolución Exenta N° 156/2025, se actualizaron los valores de inversión al año de inicio del proceso de ONyU 2026 de acuerdo con la variación del CPI, considerando septiembre como mes base, índice publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos (Código BLS: CUUR0000SA0).

Entonces, el valor de inversión ajustado  $VI_{año}^{2026}$  se calcula como:

$$VI_{año}^{2026} = VI_{año} \times \frac{CPI_{U_{abr/2026}}}{CPI_{U_{mes\ original}}}$$

Donde:

$VI_{año}$  representa el valor total de inversiones fijado por Decreto Exento para el respectivo año,

$CPI_{U_{abr/2026}}$  corresponde al índice de abril de 2026, y

$CPI_{U_{mes\ original}}$  corresponde al índice del mes de publicación del respectivo Plan de Expansión, es decir, septiembre.

**Tabla 5-2: Valores de Inversión actualizados de los últimos 5 planes de expansión.**

| Plan de Expansión            | 2020 | 2021 | 2022  | 2023 | 2024  |
|------------------------------|------|------|-------|------|-------|
| $VI_{año}^{2026}$<br>[MMUSD] | 632  | 665  | 1.181 | 421  | 1.016 |

Una vez indexados todos los valores, el promedio real de los cinco procesos se obtiene en millones de USD mediante la siguiente fórmula:

$$VI_{prom}[MMUSD] = \frac{VI_{2020}^{2026} + VI_{2021}^{2026} + VI_{2022}^{2026} + VI_{2023}^{2026} + VI_{2024}^{2026}}{5}$$

$$VI_{prom}[MMUSD] = \frac{632 + 665 + 1.181 + 421 + 1.016}{5} = 783 [MMUSD]$$

### 5.1.2 Límite del 10% para Obras Necesarias y Urgentes

El inciso segundo del artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que la valorización total de las Obras Necesarias y Urgentes no puede superar el 10% del valor de inversión promedio de los últimos cinco Procesos de Planificación, considerando sus valores referenciales (promedio histórico).

$$L_{10\%} = 0,10 \times VI_{prom} = 0,10 \times 783 = 78,3 [MMUSD]$$

#### 5.1.2.1 Sublímite del 5% para Obras Nuevas

Dentro del límite definido en el numeral anterior, el monto destinado a obras nuevas no podrá exceder el 5% del promedio histórico indexado.

$$L_{5\%,Nuevas} = 0,05 \times VI_{prom} = 0,05 \times 783 = 39,2 [MMUSD]$$

### 5.1.3 Presupuesto adicional para la Región de Ñuble

Según el artículo primero transitorio de la Ley N° 21.721, hasta el año 2029 se permite un monto adicional de hasta un 5 % sobre el límite de 10% ( $L_{5\%,\text{Ñuble}}$ ) exclusivamente para obras emplazadas en la Región de Ñuble.

$$L_{5\%,\text{Ñuble}} = 0,05 \times VI_{prom} = 0,05 \times 783 = 39,2 [MMUSD]$$

En el presente proceso no se consideran obras para la Región de Ñuble.

## 5.2 Análisis del umbral presupuestario de la propuesta preliminar de obras necesarias y urgentes

### 5.2.1 Priorización de carteras alternativas bajo umbral de inversión

Según se indicó anteriormente, conforme a lo dispuesto en el artículo 91° bis de la Ley y en el artículo 14 de la Resolución Exenta CNE N°156/2025, la valorización de la totalidad de las obras que se decreten como necesarias y urgentes en un año calendario no puede superar el 10% del valor de inversión promedio de los últimos cinco Procesos de Planificación de la Transmisión, considerando sus valores referenciales. Asimismo, dentro de dicho límite, la valorización de las obras nuevas que se decreten no puede superar el 5% del mismo valor promedio, sin perjuicio del presupuesto adicional aplicable, hasta el año 2029, para obras emplazadas en la Región de Ñuble.

Para el presente proceso, el umbral presupuestario global aplicable asciende a **USD 78,3** millones. Sin embargo, el conjunto de obras analizadas e incorporadas por esta Comisión como necesarias y urgentes alcanza una valorización preliminar total de USD 121,6 millones, por lo que no resulta posible proponer la incorporación simultánea de todas ellas dentro de un mismo Decreto de Obras Necesarias y Urgentes, sin exceder el límite presupuestario aplicable. En este contexto, y considerando la existencia de múltiples necesidades de transmisión que requieren ser abordadas dentro de un presupuesto legalmente limitado, la Comisión ha definido presentar la Propuesta Preliminar mediante carteras alternativas de obras.

En la siguiente tabla se detalla el universo completo de obras evaluadas y que servirá de base para la posterior conformación de carteras alternativas que cumplan individualmente con dicho límite presupuestario.

**Tabla 5-3: Obras identificadas y analizadas durante el proceso de Obras Necesarias y Urgentes, año 2026.**

| N° | Proyecto                                | Segmento de Transmisión | Propietario                    | Región     | Tipo de obra | V.I. Referencial (USD) |
|----|-----------------------------------------|-------------------------|--------------------------------|------------|--------------|------------------------|
| 1  | Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)  | Nacional                | Transec<br>Concesiones S.A.    | Los Lagos  | Ampliación   | 71.132.386             |
| 2  | Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS) | Zonal                   | Chilquinta<br>Transmisión S.A. | Valparaíso | Ampliación   | 9.441.723              |

| N°           | Proyecto                                                                                                    | Segmento de Transmisión | Propietario                             | Región                    | Tipo de obra | V.I. Referencial (USD) |
|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-----------------------------------------|---------------------------|--------------|------------------------|
| 3            | Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea | Zonal                   | Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. | Metropolitana de Santiago | Ampliación   | 17.857.606             |
| 4            | Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS)                                                                     | Zonal                   | Nirivilo Transmisora de Energía S.A.    | Maule                     | Ampliación   | 11.379.704             |
| 5            | Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche                                                     | Zonal                   | CGE Transmisión S.A. Transelec S.A.     | Araucanía                 | Ampliación   | 6.036.850              |
| 6            | Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos                       | Zonal                   | Sistema de transmisión de sur S.A.      | Los Ríos                  | Ampliación   | 5.742.532              |
| <b>TOTAL</b> |                                                                                                             |                         |                                         |                           |              | <b>121.590.801</b>     |

Cada una de las carteras que más adelante se describen ha sido conformada de modo que su valorización preliminar total se mantenga bajo el umbral presupuestario aplicable, permitiendo ordenar las alternativas técnica y presupuestariamente para efectos de la aprobación o rechazo fundado que corresponde al Ministerio de Energía respecto de la Propuesta Preliminar, así como para la posterior definición de las obras que serán recomendadas por esta Comisión.

La conformación de carteras alternativas no implica descartar técnicamente aquellas obras que no integren la cartera inicialmente priorizada. Por el contrario, todas las obras consideradas en el presente análisis han sido evaluadas conforme a los criterios de necesidad y urgencia previstos en la Resolución Exenta CNE N°156/2025, esto es, considerando si su ejecución resulta requerida para asegurar el abastecimiento de la demanda o aumentar la seguridad y calidad de servicio, y si su eventual incorporación al siguiente Proceso de Planificación de la Transmisión permitiría atender oportunamente la necesidad que justifica su ejecución.

De este modo, la presentación de carteras alternativas tiene por objeto compatibilizar dos exigencias del mecanismo: por una parte, el deber de identificar y someter al proceso aquellas obras que, de acuerdo con los antecedentes disponibles, presentan condiciones de necesidad y urgencia; y, por otra, la obligación de respetar el límite presupuestario establecido para las obras que finalmente sean decretadas. En consecuencia, todas las obras contenidas en las carteras que se presentan a continuación serán sometidas a las etapas previstas en el proceso de Obras Necesarias y Urgentes, incluyendo el informe del Coordinador, la aprobación del Ministerio de Energía, la publicación de la Propuesta Preliminar, la etapa de observaciones, la emisión de la Propuesta Definitiva y, en su caso, la eventual instancia de discrepancias ante el Panel de Expertos.

Asimismo, la presentación de carteras alternativas permite que el Ministerio de Energía cuente, desde la etapa de aprobación o rechazo de la Propuesta Preliminar, con alternativas priorizadas técnica y presupuestariamente, todas ellas construidas bajo el umbral de inversión aplicable. Lo anterior resulta coherente con el rol que la normativa asigna al





Ministerio en dos momentos del proceso: primero, al pronunciarse fundadamente respecto de la Propuesta Preliminar en relación con la necesidad y urgencia de las obras y su omisión o exclusión del Proceso de Planificación; y, posteriormente, al recibir el informe técnico de la Comisión, verificar el cumplimiento de los límites presupuestarios establecidos en el artículo 91° bis de la Ley y disponer, si corresponde, la ejecución de las obras mediante el respectivo Decreto de Obras Necesarias y Urgentes.

Para efectos de priorizar las carteras, la Comisión consideró principalmente los siguientes criterios:

- La oportunidad temporal de la necesidad que se busca atender;
- La criticidad de la obra para el abastecimiento de la demanda o para la seguridad y calidad de servicio;
- La imposibilidad de abordar oportunamente dicha necesidad mediante el Proceso de Planificación ordinario;
- La magnitud de la inversión referencial de cada obra y su compatibilidad con el umbral presupuestario; y
- La posibilidad de maximizar el uso eficiente del presupuesto disponible mediante conjuntos de obras que permitan atender distintas necesidades del sistema sin exceder el límite legal aplicable.

La fundamentación técnica específica de cada obra se desarrolla en el capítulo 8 de la presente Propuesta Preliminar. Sin perjuicio de ello, para efectos de la priorización presupuestaria que se realiza en esta sección, se consideran especialmente la necesidad identificada, su oportunidad temporal, la zona de influencia de cada obra y la posibilidad de que su ejecución mediante el mecanismo de Obras Necesarias y Urgentes permita atender oportunamente riesgos asociados al abastecimiento de la demanda o a la seguridad y calidad de servicio.

De este modo, la priorización de carteras no implica descartar técnicamente las obras que integran las carteras alternativas, sino establecer un orden de preferencia para la conformación final de propuesta de la Comisión. Así, en caso de que durante el desarrollo del proceso una o más obras de una cartera con mayor prioridad no sean incorporadas en la Propuesta Definitiva o en el Informe Técnico de la Comisión al que se refiere el artículo 11 de la Resolución Exenta CNE N°156/2025, ya sea en base a antecedentes técnicos adicionales, observaciones, pronunciamientos del Coordinador o del Ministerio de Energía, o por el resultado de eventuales discrepancias, la Comisión podrá considerar las obras de la cartera siguiente, respetando el orden de priorización definido y siempre que el conjunto resultante cumpla con el umbral presupuestario aplicable.

Asimismo, aquellas obras que, habiendo sido calificadas técnicamente como necesarias y urgentes, no logren ser incorporadas en el Decreto de Obras Necesarias y Urgentes por aplicación del límite presupuestario, podrán ser evaluadas y reincorporadas, según corresponda, en el Informe Técnico Preliminar del Proceso de Planificación en curso o inmediatamente siguiente, conforme a lo establecido en el artículo 13 de la Resolución Exenta CNE N°156/2025.

A continuación, se presentan las carteras alternativas definidas por esta Comisión, en orden de prioridad.

### 5.2.1.1 Cartera Alternativa N°1

La Cartera Alternativa N°1 se propone como cartera prioritaria, por cuanto permite incorporar la obra “Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)” junto con la obra “Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche”, alcanzando una valorización preliminar total de USD 77,2 millones, inferior al umbral presupuestario aplicable.

**Tabla 5-4: Cartera 1: Listado de obras incorporadas a la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes 2026.**

| N°           | Proyecto                                                | Propietario                          | Región    | Tipo de obra | V.I. Referencial (USD) |
|--------------|---------------------------------------------------------|--------------------------------------|-----------|--------------|------------------------|
| 1            | Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)                  | Transec<br>Concesiones S.A.          | Los Lagos | Ampliación   | 71.132.386             |
| 2            | Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche | CGE Transmisión S.A.<br>Transec S.A. | Araucanía | Ampliación   | 6.036.850              |
| <b>TOTAL</b> |                                                         |                                      |           |              | <b>77.169.236</b>      |

Esta cartera prioriza la obra de ampliación asociada a la S/E Tineo, atendido que su justificación se vincula con una necesidad actualmente vigente y de carácter sistémico, que no podría ser atendida oportunamente si la obra fuese incorporada al siguiente Proceso de Planificación de la Transmisión. Dicha necesidad se relaciona con el abastecimiento de la demanda y la seguridad del servicio en la zona al sur de la S/E Cautín.

En particular, la obra busca asegurar el abastecimiento de la demanda en dicha zona mediante una solución de almacenamiento que permita reducir las restricciones de capacidad y los riesgos operacionales asociados al abastecimiento de la demanda que se verifican actualmente en el sistema, mientras no se materialice el refuerzo de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, obra incorporada en el Decreto de Expansión N°293 de 2018 de Ministerio de Energía. Esta línea constituye el único enlace del Sistema de Transmisión Nacional que interconecta la zona al sur de S/E Cautín con el resto del Sistema Eléctrico Nacional, y su aumento de capacidad corresponde a una obra ya decretada, cuya ejecución ha enfrentado dificultades debido a la imposibilidad de obtener desconexiones suficientes para intervenir dicha infraestructura, atendida su alta exigencia operativa.

En este contexto, el BESS permitiría anticipar una solución que reduzca los riesgos de abastecimiento y mejore las condiciones operativas para habilitar la ejecución del aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos. Adicionalmente, en los periodos en que no sea requerido como habilitante directo de dicha obra, su operación como Grid Booster permitiría mejorar la utilización de los tramos de 220 kV comprendidos entre Cautín y Tineo, contribuyendo a la operación segura y eficiente del sistema.

Por su parte, la incorporación de la obra “Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche” aborda una necesidad de abastecimiento de demanda en la zona de Loncoche,

Villarrica, Pucón, Pullinque y Panguipulli, utilizando de manera eficiente la holgura presupuestaria remanente de la cartera. Esta obra resulta especialmente relevante durante el período previo a la materialización de soluciones estructurales de más largo plazo en dicha zona, evitando que la postergación al proceso ordinario impida atender oportunamente las restricciones proyectadas en la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.

#### 5.2.1.2 Cartera Alternativa N°2

La Cartera Alternativa N°2 se presenta como segunda alternativa de priorización, manteniendo la obra “Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)” como elemento central de la cartera, por las razones de criticidad sistémica, abastecimiento de demanda y seguridad de servicio indicadas previamente y en el capítulo 8 del presente documento. En este caso, si de la Cartera Alternativa N°1 no se incorporara la obra “Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche”, a juicio de esta Comisión resulta coherente complementar la ampliación en S/E Tineo con la “Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos”.

Esta cartera totaliza una valorización preliminar de USD 76,9 millones, también inferior al umbral presupuestario aplicable.

**Tabla 5-5: Cartera 2: Listado de obras incorporadas a la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes 2026.**

| N°           | Proyecto                                                                              | Propietario                        | Región    | Tipo de obra | V.I. Referencial (USD) |
|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|-----------|--------------|------------------------|
| 1            | Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)                                                | Transelec Concesiones S.A.         | Los Lagos | Ampliación   | 71.132.386             |
| 2            | Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos | Sistema de transmisión de sur S.A. | Los Ríos  | Ampliación   | 5.742.532              |
| <b>TOTAL</b> |                                                                                       |                                    |           |              | <b>76.874.918</b>      |

La incorporación de la obra asociada a S/E Panguipulli permite atender una necesidad vinculada con el abastecimiento de demanda y el control de tensión en la zona, mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos y la instalación de compensación reactiva en S/E Panguipulli. Asimismo, esta obra se vincula con la problemática identificada para la zona Lastarria – Loncoche – Panguipulli, en la medida que busca contribuir a la operación segura del sistema mientras se materializan soluciones estructurales de más largo plazo. En este sentido, la Cartera Alternativa N°2 constituye una alternativa técnicamente justificada en caso de que la obra complementaria a la obra de ampliación en S/E Tineo considerada en la Cartera Alternativa N°1 no pueda ser incorporada en la recomendación final, permitiendo mantener la atención de una necesidad local relevante sin exceder el presupuesto disponible.

### 5.2.1.3 Cartera Alternativa N°3

La Cartera Alternativa N°3 se presenta como alternativa subsidiaria para el caso de que la obra “Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)” no sea incorporada en la recomendación final del presente proceso. Esta cartera reúne las demás obras identificadas como necesarias y urgentes, cuya necesidad y urgencia se justifica en el capítulo 8, alcanzando una valorización preliminar total de USD 50,5 millones, inferior al umbral presupuestario aplicable.

**Tabla 5-6: Cartera 3: Listado de obras incorporadas a la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes 2026.**

| N°           | Proyecto                                                                                                    | Propietario                             | Región                    | Tipo de obra | V.I. Referencial (USD) |
|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------|--------------|------------------------|
| 1            | Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS)                                                                     | Chilquinta Transmisión S.A.             | Valparaíso                | Ampliación   | 9.441.723              |
| 2            | Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea | Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. | Metropolitana de Santiago | Ampliación   | 17.857.606             |
| 3            | Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS)                                                                     | Nirivilo Transmisora de Energía S.A.    | Maule                     | Ampliación   | 11.379.704             |
| 4            | Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche                                                     | CGE Transmisión S.A. Transelec S.A.     | Araucanía                 | Ampliación   | 6.036.850              |
| 5            | Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos                       | Sistema de transmisión de sur S.A.      | Los Ríos                  | Ampliación   | 5.742.532              |
| <b>TOTAL</b> |                                                                                                             |                                         |                           |              | <b>50.458.415</b>      |

De esta forma, la Cartera Alternativa N°3 permite maximizar el número de necesidades atendidas en caso de que no resulte procedente incorporar la obra de mayor inversión individual, manteniendo igualmente el cumplimiento del límite presupuestario del proceso de Obras Necesarias y Urgentes. Esta cartera constituye, por tanto, una alternativa presupuestariamente compatible con el límite aplicable, en caso de que los antecedentes que se incorporen durante el procedimiento justifiquen modificar la priorización inicialmente definida.

En virtud de lo anterior, la Comisión presenta las carteras indicadas como alternativas ordenadas de priorización, para efectos de la evaluación que corresponde realizar al Ministerio de Energía dentro del procedimiento reglado, y sin perjuicio de los ajustes que puedan efectuarse durante el proceso, conforme a los antecedentes técnicos, observaciones y pronunciamientos que se incorporen en las etapas posteriores. En todo caso, cualquier cartera o combinación de obras que sea finalmente recomendada por esta Comisión al Ministerio de Energía, y posteriormente decretada por este último, previa verificación del cumplimiento de los límites presupuestarios establecidos en el artículo 91° bis de la Ley, deberá cumplir con el umbral presupuestario establecido para el mecanismo de Obras Necesarias y Urgentes, así como con los demás requisitos previstos en la Ley y en la Resolución Exenta CNE N°156/2025.



### **5.2.2 Verificación del cumplimiento del umbral presupuestario**

De las carteras antes señaladas, se observa que el V.I. referencial total asciende a USD 77,17 millones para la Cartera Alternativa N°1; USD 76,9 millones para la Cartera Alternativa N°2, y USD 50,46 millones para la Cartera Alternativa N°3. En consecuencia, cada una de ellas cumple individualmente con el umbral presupuestario aplicable, toda vez que el monto total de inversión referencial de cada cartera es inferior al tope máximo de USD 78,3 millones determinado en el acápite 5.1.2 del presente capítulo.

Por otro lado, se hace presente que las carteras alternativas propuestas se componen exclusivamente de obras de ampliación, no contemplando la ejecución de obras nuevas ni de proyectos emplazados en la Región de Ñuble. Al ascender la valorización para ambas categorías específicas a \$0 USD, se da irrestricto cumplimiento a los sublímites presupuestarios. Esto es, se cumple a cabalidad con la exigencia de no superar el 5% del V.I. promedio para obras nuevas, ya que la inversión de \$0 USD es inferior al sublímite de \$39,2 MM USD obtenido en el punto 5.1.3 del presente capítulo. De igual forma, no se hace uso del margen adicional máximo de hasta un 5% habilitado excepcionalmente para la Región de Ñuble.

En consecuencia, las carteras alternativas presentadas cumplen con los límites presupuestarios establecidos en el artículo 14 de la Resolución Exenta CNE N°156/2025.

## **6 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD**

A continuación, se presentan las obras de expansión que, habiendo sido establecidas con anterioridad en decretos de expansión, deberán ser excluidas o modificadas en los términos que a continuación se indican, de conformidad con lo establecido en el artículo 75° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y en la Resolución Exenta CNE N° 156/2025.

### **6.1 Decreto N°171/2020**

#### **6.1.1 Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)**

##### **6.1.1.1 Modificaciones**

Elimínese la obra de expansión “Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)” descrita en el numeral 2.3.1 del Decreto Exento N° 171, del 7 de septiembre de 2020, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 14 de septiembre de 2020 (en adelante, “Decreto 171/2020”).

##### **6.1.1.2 Justificación**

La eliminación de la obra de expansión se justifica toda vez que la ampliación original “Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)” contenida en el Decreto 171/2020 no ha podido ser adjudicada, habiéndose declarado desierto su proceso de licitación. Ello evidencia la imposibilidad material de concretar la solución en los términos originalmente previstos, en un escenario donde las proyecciones advierten que los transformadores de la subestación superarán el 85%, 98% y 93% de cargabilidad a partir del año 2027 en los transformadores T1, T2 y T3 de S/E Quilpué respectivamente (alcanzando el transformador T2 un nivel de sobrecarga por sobre el 100% en 2028).

En este contexto, la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda que fundamentaba dicha iniciativa será cubierta de manera más eficiente y con la urgencia temporal requerida mediante la nueva Obra Necesaria y Urgente incorporada en sección 4.1.1 de la Propuesta Preliminar, consistente en un sistema de almacenamiento de 10 MW de potencia nominal y 40 MWh de capacidad. Ello, toda vez que su inyección directa en la sala de celdas de 12 kV del transformador T3, apoyada por una redistribución de carga a nivel de distribución, permite resolver las restricciones de espacio físico de la instalación, aliviando de manera oportuna el riesgo de abastecimiento.

Por otra parte, la inclusión de la obra “Nueva S/E Margarita y Nueva Línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa”, descrita en el numeral 2.3 del Decreto Exento N° 58, del 12 de marzo de 2024, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 10 de abril de 2024, tiene por objetivo ofrecer un punto de abastecimiento alternativo a las redes de distribución de las ciudades de Quilpué y Villa Alemana, aportando también al abastecimiento de la demanda de dichas ciudades. En este sentido, el sistema de



almacenamiento que se incorpora a la presente Propuesta Preliminar otorgará las holguras necesarias para respaldar a la S/E Quilpué hasta al menos el año 2032, mitigando de manera eficiente los riesgos sistémicos derivados de eventuales atrasos en la construcción de la “Nueva S/E Margarita y Nueva Línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa”.

En virtud de lo expuesto, esta Comisión decide eliminar la obra “Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)” del Decreto 171/2020, al constatarse que el requerimiento de abastecimiento de demanda será cubierto en mejor medida mediante la Obra Necesaria y Urgente “Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS)”, incorporada en el apartado 4.1.1 de la presente Propuesta Preliminar, y que la necesidad estructural a largo plazo será abordada por el futuro punto de suministro de la S/E Margarita.

## **6.2 Decreto N°58/2024**

### **6.2.1 Nueva S/E Olmué**

#### **6.2.1.1 Modificaciones**

Reemplácese el siguiente párrafo del literal a. del numeral 2.1 del artículo primero del Decreto Exento N° 58, del 12 de marzo de 2024, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 10 de abril de 2024 (en adelante, “Decreto 58/2024”):

*“La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 6 km al sur de la subestación Quillota, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Polpaico - Quillota, dentro de un radio de 3 km respecto de ese punto.”*

Por el siguiente:

*“La subestación se deberá emplazar en la provincia de Marga Marga, región de Valparaíso, dentro de un radio de 5 km medido desde la intersección de la ruta F-630 con la ruta F-638. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión de los alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.”*

#### **6.2.1.2 Justificación**

La modificación del emplazamiento de la obra se justifica debido a que la ubicación originalmente establecida en el Decreto 58/2024 para la nueva S/E Olmué carecía de restricciones que aseguraran su cercanía a las redes de distribución, lo cual representaba dificultades para el cumplimiento de la finalidad esencial de la futura S/E Olmué, que es dar suministro a los alimentadores de la ciudad del mismo nombre y sus alrededores.

Al respecto, de conformidad con la función esencial de los sistemas de transmisión zonal dispuesta en el artículo 77° de la LGSE, el diseño óptimo de una subestación primaria exige minimizar la distancia hacia los centros de consumo local para garantizar un abastecimiento eficiente y seguro. Lo anterior responde además al mandato técnico del artículo 56°, letra



f), del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones de Transmisión, el cual exige explícitamente asegurar la factibilidad de acceso de las líneas de distribución.

Por consiguiente, la nueva descripción del radio de emplazamiento de la subestación busca maximizar el acceso a los alimentadores de distribución, en línea con la finalidad de la futura S/E Olmué, junto con ampliar el área referencial a 5 kilómetros lo cual otorga a los oferentes una mayor cantidad de terrenos factibles para la construcción de la subestación.

En consecuencia, la modificación del emplazamiento de la obra, sumado a la exigencia expresa de posibilitar el debido acceso y conexión de los alimentadores de distribución, se funda en razones de eficiencia. Por una parte, asegurar la cercanía a los centros de consumo va en directa línea con la finalidad esencial de una subestación primaria de distribución, minimizando las pérdidas de energía y reduciendo los costos sistémicos de interconexión. Por otra, al expandir la disponibilidad de suelo, los oferentes cuentan con mayores opciones para el emplazamiento de la infraestructura, lo cual viabiliza el desarrollo oportuno de la obra.



## 7 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

Con el propósito de conformar los valores que resultarán en la remuneración mensual de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión que se ven afectas o resulten propietarias de alguna obra contenida en la presente Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes, es que se establecen las siguientes fórmulas de indexación, las cuales, con oportunidad de la elaboración de los informes de adjudicación a los que hace referencia el artículo 96° de la Ley, deberán ser aplicadas a aquellos proyectos que resulten adjudicados como resultado del o los procesos de licitación llevados a cabo, tanto por el Coordinador Eléctrico Nacional para las obras nuevas como los propietarios de las instalaciones que son objeto de obras de ampliación.

De esta forma, las fórmulas de indexación aplicables a la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.), Costos de Operación y Mantenimiento (C.O.M.A.) y Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta (A.E.I.R) de los proyectos descritos anteriormente, son las siguientes:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0}$$
$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$
$$AEIR_{n,k} = AEIR_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \left( \frac{t_k}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_k} \right)$$

Donde, para las fórmulas anteriores:

- a)  $AVI_{n,k}$  : Anualidad del Valor de Inversión de la obra n para el mes k.
- b)  $COMA_{n,k}$  : Costo de Operación y Mantenimiento de la obra n para el mes k.
- c)  $AEIR_{n,k}$  : Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta de la obra n para el mes k.
- d)  $IPC_k$  : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
- e)  $DOL_k$  : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.
- f)  $CPI_k$  : Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).
- g)  $T_k$  : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicables a contribuyentes sujetos al artículo 14 letra B) de la Ley sobre Impuesto a la Renta, en el segundo mes anterior al mes k.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 47 del Decreto N° 10 de 2019 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y



Remuneración de las instalaciones de Transmisión, no corresponderá la aplicación del A.E.I.R. a las Obras Nuevas.

Respecto al subíndice 0 de las fórmulas anteriores, éste corresponde al del segundo mes anterior al mes del último día de recepción de las ofertas económicas según se establezca en las Bases de Licitación elaboradas por el Coordinador Eléctrico Nacional para las obras nuevas o por los propietarios de las instalaciones que son objeto de obras de ampliación, con el fin que, al último mes de la presentación de las ofertas económicas, la aplicación de las fórmulas de indexación para el A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. dé como resultado el A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. ofertado.

Para efectos de la remuneración a la que se hace referencia al principio de este capítulo, se entiende que la periodicidad de actualización del A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. será mensual.

## 8 JUSTIFICACIÓN DE NECESIDAD Y URGENCIA DE LOS PROYECTOS INCORPORADOS

A continuación, se resume el contexto y la justificación de cada una de las obras de expansión incorporadas en la presente Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes.

### SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

#### 8.1 Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS)

##### 8.1.1 Zona de análisis y antecedentes

La obra “Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS)” tiene por objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda de los clientes conectados a la S/E Quilpué, correspondiente a los consumos de las ciudades de Quilpué, Villa Alemana y sus alrededores, Región de Valparaíso.

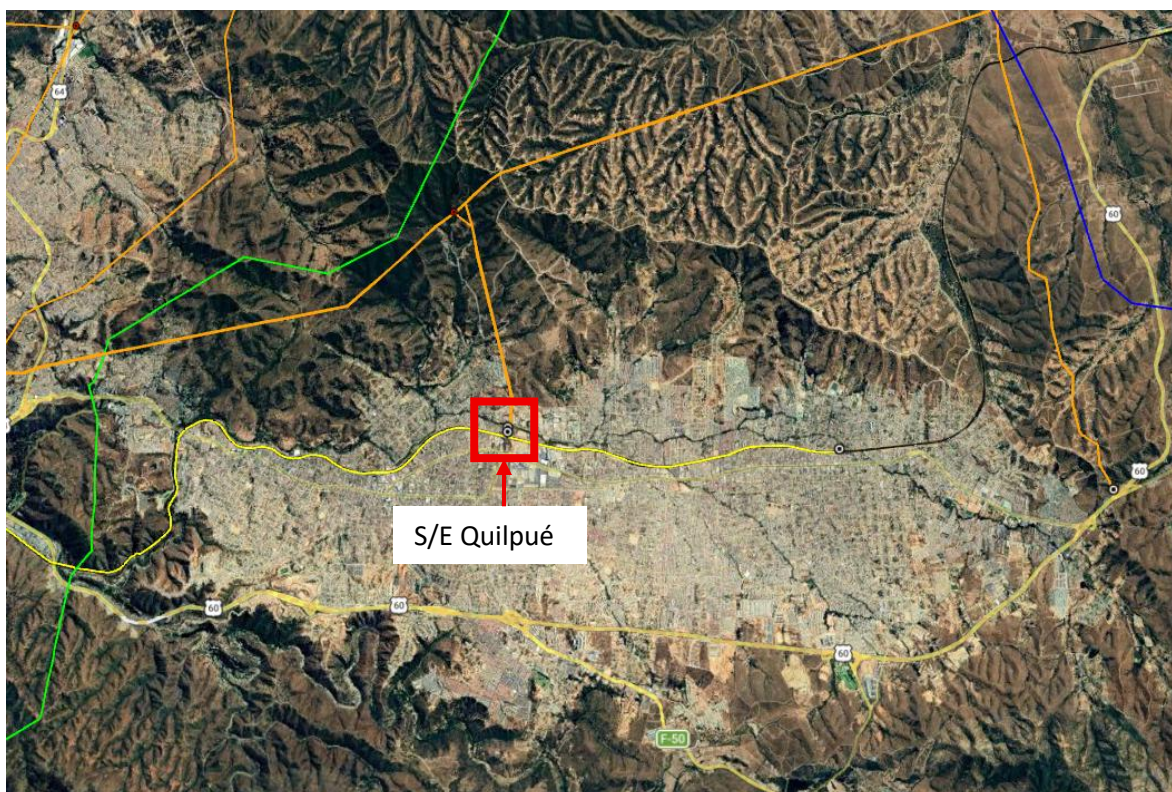
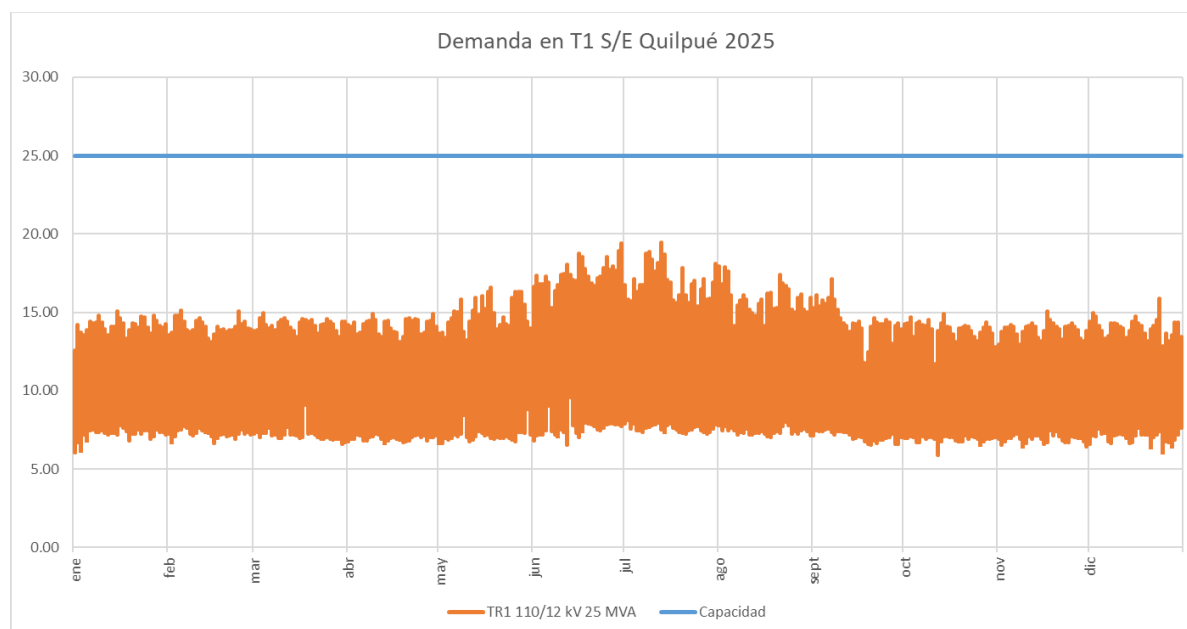
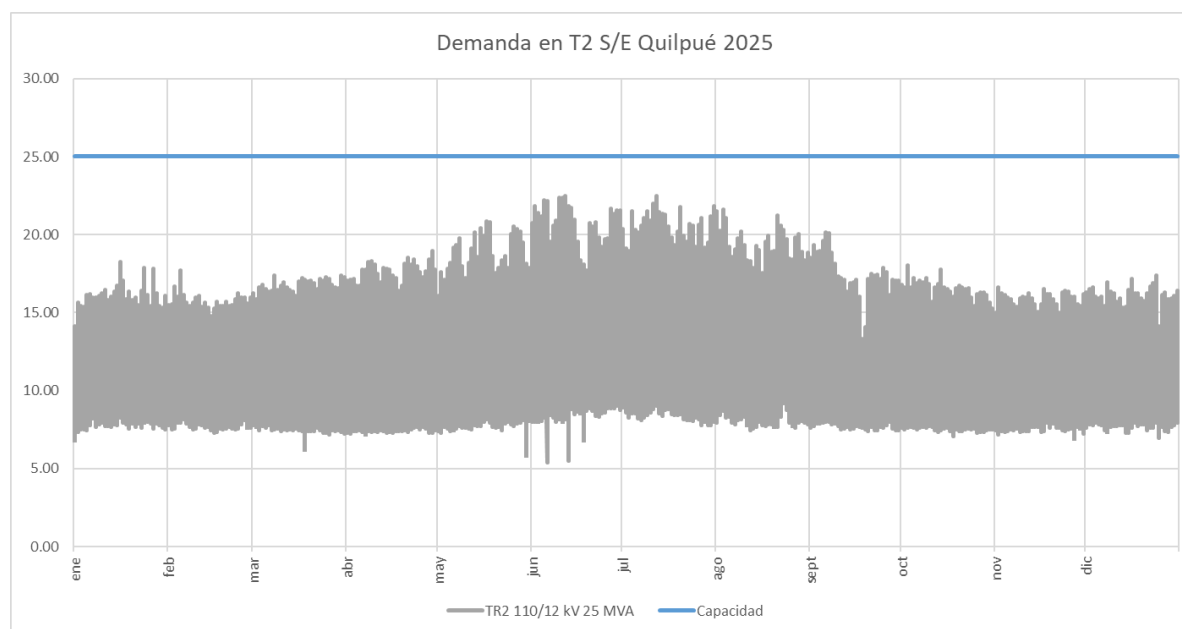


Figura 8-1: Ubicación de la S/E Quilpué.

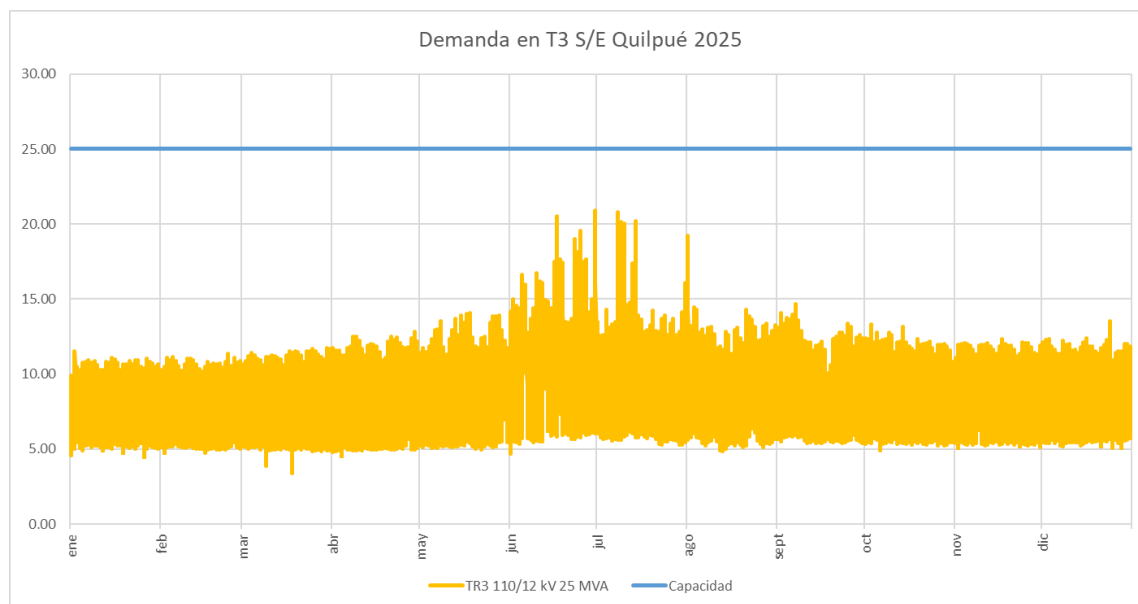
La subestación Quilpué cuenta con 3 transformadores 110/12 kV de 25 MVA de capacidad cada uno. En las siguientes figuras se presentan los flujos de demanda registrados en el año 2025 para cada uno de los transformadores.



**Figura 8-2: Capacidad de transformación y perfil de demanda para el año 2025 en el transformador T1 de S/E Quilpué.**

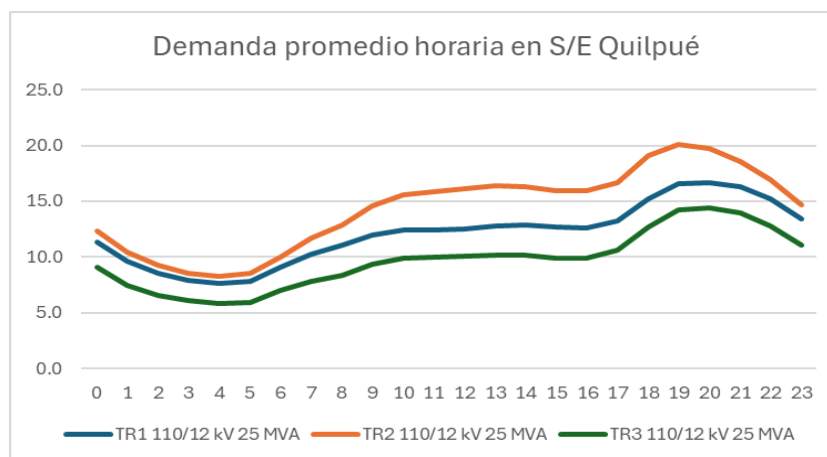


**Figura 8-3: Capacidad de transformación y perfil de demanda para el año 2025 en el transformador T2 de S/E Quilpué.**



**Figura 8-4: Capacidad de transformación y perfil de demanda para el año 2025 en el transformador T3 de S/E Quilpué.**

Considerando los perfiles de demanda registrados en los transformadores para el año 2025, se observa que, la demanda máxima registrada por cada transformador ocurre durante el periodo de invierno.



**Figura 8-5: Demanda horaria promedio en cada transformador en S/E Quilpué durante el invierno 2025.**

Al analizar la demanda promedio horaria en invierno, se identifica que en los períodos nocturnos se presentan los mayores incrementos de consumo y, en consecuencia, los mayores flujos por los transformadores de forma simultánea.

Respecto a los sistemas de transmisión que abastecen a la comuna de Quilpué y sus alrededores, estos cuentan con las siguientes obras de expansión incorporadas en Planes de Expansión previos:



- “Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)”, contenida en el Decreto Exento N°171, de 7 de septiembre de 2020, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 14 de septiembre de 2020.
- La futura “Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa”, contenida en el Decreto Exento N°58, de 12 de marzo de 2024, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 10 de abril de 2024.



**Figura 8-6: Emplazamiento de futuras obras de expansión en la zona de la comuna de Quilpué.**

La obra “Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)”, contenida en el Decreto 171/2020, no ha podido ser adjudicada, registrando procesos de licitación declarados desiertos por superar el valor máximo establecido. En atención a lo anterior, y conforme se desarrolla en el capítulo 6 de la presente Propuesta Preliminar, esta Comisión propone eliminar dicha obra del Decreto 171/2020, al estimarse que la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda en la zona será cubierta en mejor medida mediante la presente Obra Necesaria y Urgente “Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS)”.

Por otra parte, la obra “Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa” contenida en el Decreto 58/2024 fue promovida para descargar la S/E Quilpué mediante descargas en distribución, para cumplir este objetivo su radio de emplazamiento fue definido en la zona sur de la ciudad de Quilpué, y a su vez esta nueva subestación es abastecida mediante la nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa, como se aprecia en la Figura 8-6. Esta obra se encuentra adjudicada y a la espera de la publicación del decreto de adjudicación de derechos y condiciones de ejecución y explotación, por lo que considerando que el plazo constructivo del decreto de expansión es de 54 meses, y bajo el supuesto de que su construcción pudiera iniciarse el tercer trimestre de 2026, esta obra tendría una puesta en servicio estimada para el primer trimestre del año 2031. Es importante mencionar, que aún no se cuenta con la ubicación específica de esta subestación, y que, una vez construida a partir de esta localización la empresa distribuidora deberá efectuar las adecuaciones que permitan tomar carga de la zona

### **8.1.2 Justificación de la necesidad**

La obra necesaria y urgente “Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS)” tiene como objetivo principal asegurar el abastecimiento de la demanda los consumos conectados a la S/E Quilpué.

El proyecto se sustenta en la proyección de demanda de la S/E Quilpué. De acuerdo con la demanda vegetativa estimada, al año 2030 el transformador TR1 presentaría una cargabilidad máxima superior al 95%, mientras que los transformadores TR2 y TR3 presentarían niveles de cargabilidad superiores el 100%, lo cual se muestra en las siguientes figuras:

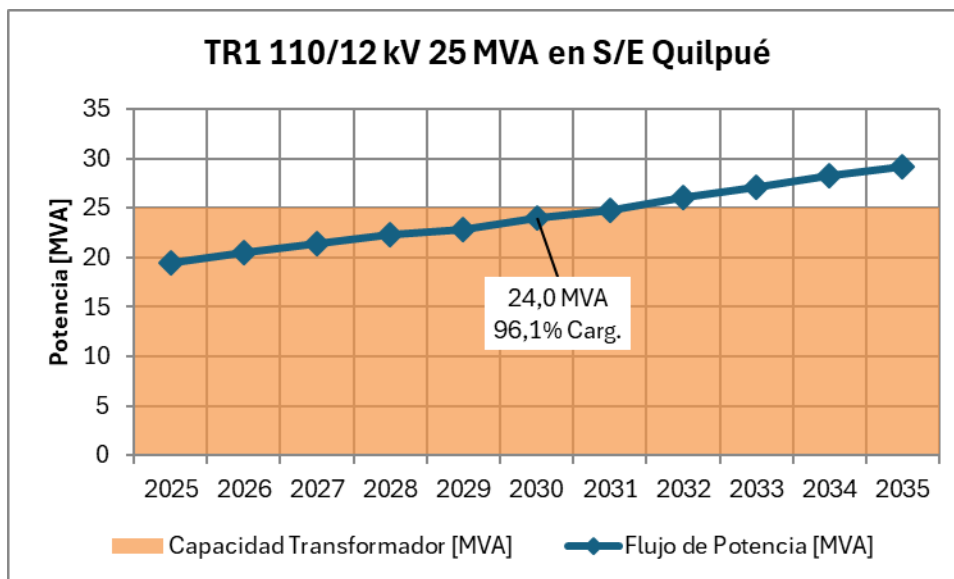


Figura 8-7: Capacidad de Transformación y Flujo de Potencia en TR1 110/12 kV 25 MVA en S/E Quilpué.

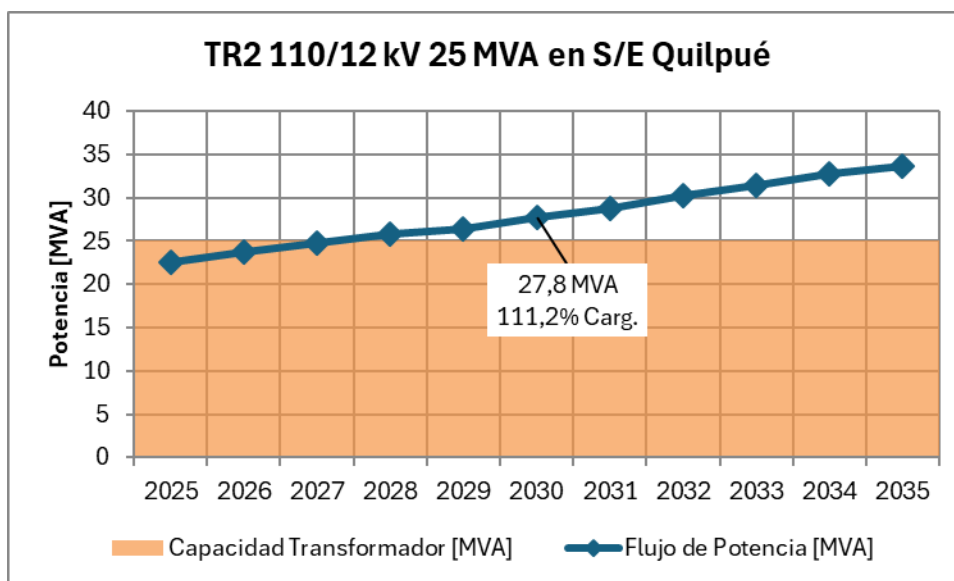
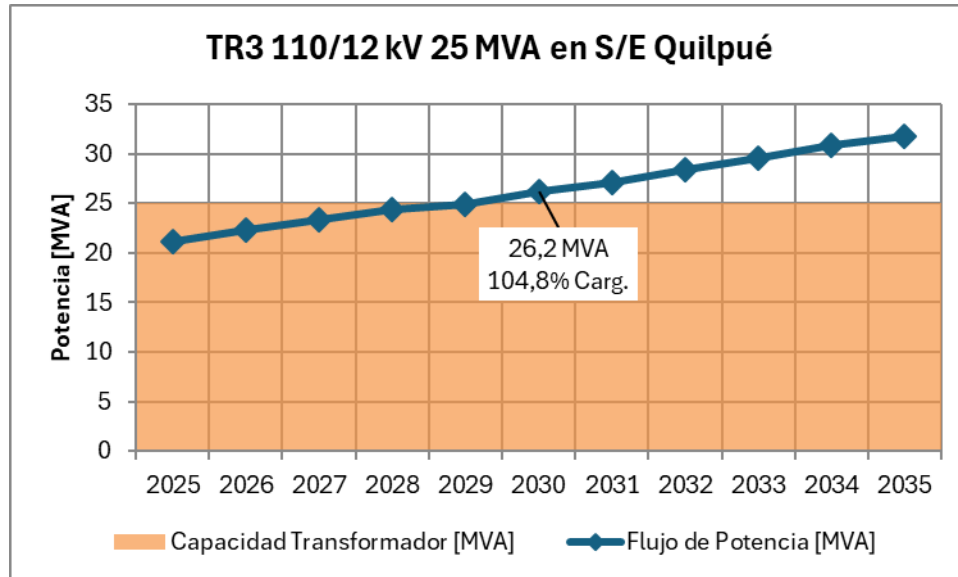


Figura 8-8: Capacidad de Transformación y Flujo de Potencia en TR2 110/12 kV 25 MVA en S/E Quilpué.



**Figura 8-9: Capacidad de Transformación y Flujo de Potencia en TR3 110/12 kV 25 MVA en S/E Quilpué.**

De las gráficas se puede visualizar que las cargabilidades esperadas de los transformadores T1, T2 y T3 de la S/E Quilpué alcanzarían respectivamente, el 96%, 111% y 104% de cargabilidad desde el 2030, lo cual evidencia la urgencia de adoptar una solución oportuna para asegurar el abastecimiento de la demanda en la zona, considerando que la obra “Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa” no cuenta aún con una fecha efectiva de puesta en servicio definida.

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento considera principalmente que éste otorgará respaldo a la S/E Quilpué desde el año 2030, con una holgura suficiente para asegurar el abastecimiento de la demanda de la zona, y mitigar eventuales atrasos en la construcción y puesta en servicio de la de la “Nueva S/E Margarita y Nueva Línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa”.

La disposición de los equipamientos existentes en la S/E Quilpué, restringen las alternativas de ampliación, de manera que el único punto conexión disponible corresponde a la sala de celdas asociada al transformador T3. En consecuencia, se considera la conexión del sistema de almacenamiento en la sala de celdas de 12 kV de dicho transformador, por tratarse de la única alternativa de conexión técnicamente factible atendidas las restricciones de espacio físico existentes en la subestación.

Debido a que el transformador T2 se estima con mayores sobrecargas, la respectiva empresa distribuidora<sup>2</sup> informó la posibilidad de efectuar una redistribución de carga entre las unidades a nivel de distribución. Esta medida permitirá trasladar parte de la carga

<sup>2</sup> Mediante correo electrónico de fecha 07-05-2026, la empresa distribuidora Chilquinta Distribución informó las posibles maniobras y trabajos en sus instalaciones de distribución que permitirían la conexión del sistema de almacenamiento al transformador T3 de la Subestación Quilpué.

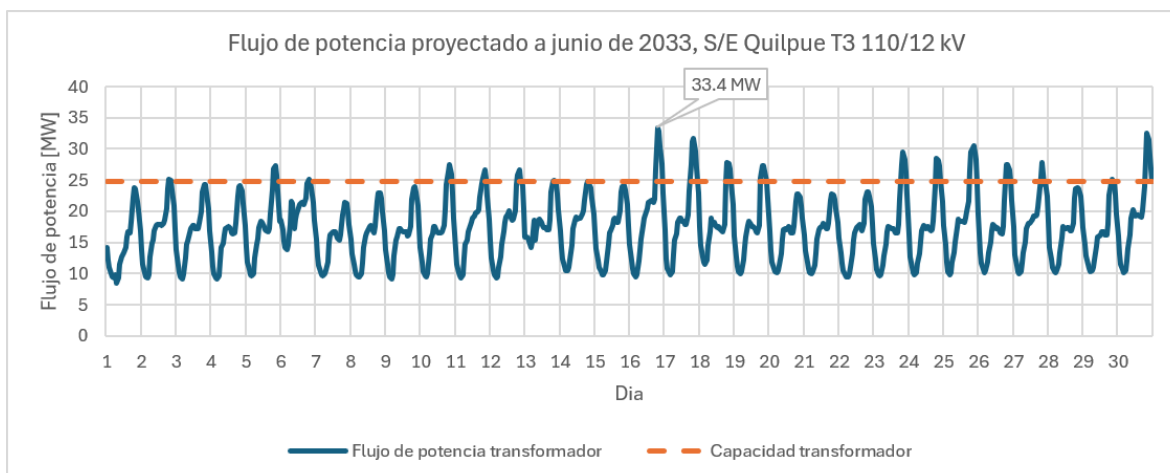


actualmente atendida por T1, y T2 (unidad más exigida) hacia el T3, equilibrando la carga entre unidades, esta redistribución permitiría la conexión del sistema de almacenamiento en el transformador T3.



Figura 8-10: Imagen satelital de la disposición de los equipos en la S/E Quilpué.

Para dimensionar el banco de baterías, se analizó la proyección de demanda al año 2033, de manera de contar con cierta holgura para el año de puesta en servicio de la futura S/E Margarita, y se determinó la máxima sobrecarga del transformador T3, tomando en cuenta traspasos de demanda desde los otros transformadores. Así, el flujo de potencia proyectado por el transformador se presenta en la siguiente figura.



**Figura 8-11: Flujo de potencia proyectado a junio de 2033, S/E Quilpué T3 110/12 kV sin BESS.**

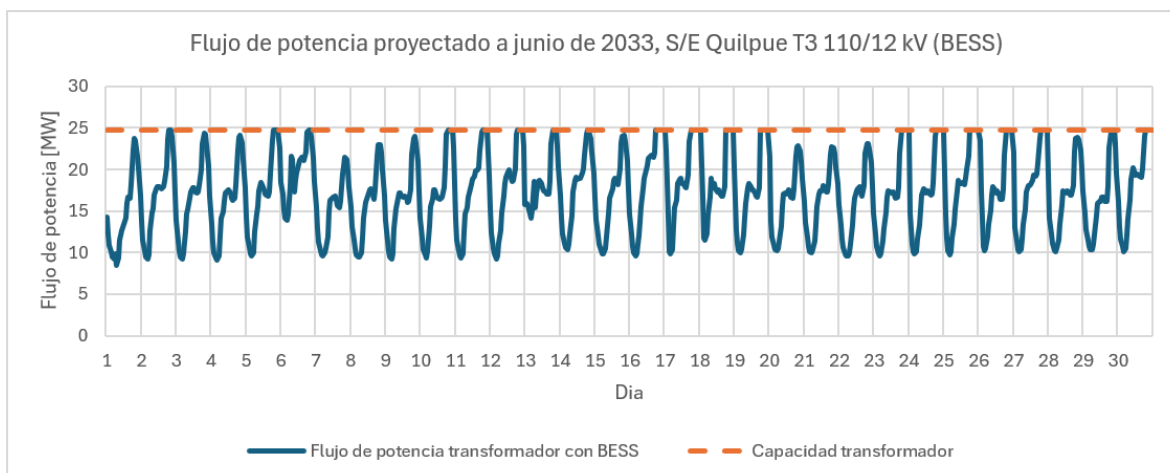
En la proyección, se observan sobrecargas frecuentes del transformador, siendo la mayor de ellas de aproximadamente 8,4 MW.

En este contexto, y con el objetivo de resolver los problemas de cargabilidad identificados en los transformadores y con ello las restricciones de abastecimiento de demanda identificadas en la S/E Quilpué, se propone la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía con una potencia de 10 MW, de manera de conservar márgenes de holgura con respecto a la sobrecarga proyectada para 2033, y una duración de 4 horas, equivalente a una capacidad de almacenamiento de 40 MWh. De acuerdo con los resultados de la modelación, el sistema de almacenamiento presentaría una mayor utilización durante el periodo invernal, cuando la demanda alcanza sus valores máximos debido a la estacionalidad. Esta incorporación permite mitigar las condiciones de alta demanda, asegurando el abastecimiento de demanda de energía eléctrica en la zona.

**Tabla 8-1: Valores de potencia y energía para el BESS en S/E Quilpué.**

| Potencia [MW] | Energía [MWh] |
|---------------|---------------|
| 10            | 40            |

Así, el flujo de potencia proyectado por el transformador en Quilpué, incorporando el efecto del BESS propuesto, se presenta en el siguiente gráfico. Se observa la efectividad del equipo para controlar las sobrecargas en el transformador.



**Figura 8-12:Flujo de potencia proyectado a junio de 2033, S/E Quilpué T3 110/12 kV con BESS.**

### **8.1.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación**

Se excluye esta obra del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2026 atendida la necesidad de contar con una solución en un plazo compatible con las restricciones proyectadas para el abastecimiento de la demanda en la zona. Para estos efectos, se considera que el tiempo de ejecución de esta obra es de 30 meses.

De esta manera, si es que este proyecto fuese incluido en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2026, se estima que su inicio de construcción sería durante el primer semestre del 2030 y, en consecuencia, entraría en operación a finales del 2032. Como se mostró en el acápite anterior, la necesidad de contar con una solución de expansión se proyecta para el año 2030.

En contraste, en caso de que el BESS sea incorporado mediante este proceso, se espera que su puesta en servicio sea para el año 2030, permitiendo adelantar sus beneficios y contribuir durante un mayor periodo a la mitigación de las restricciones asociadas al abastecimiento de la demanda en la zona. Lo anterior resulta especialmente relevante considerando que, de acuerdo con las proyecciones, a partir del año 2030 los transformadores de la subestación alcanzarían simultáneamente el 100% de cargabilidad, en un contexto en que la obra “Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)” no ha podido ser adjudicada, habiéndose declarado desierto su proceso de licitación, y debido a la imposibilidad de concretar la solución en los términos originalmente previstos, como se expone en el capítulo 6.1.1 se propone reemplazar la obra del Decreto 171/2020 por la presente obra de sistema de almacenamiento, en un contexto en que la obra “Nueva S/E Margarita y Nueva Línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa” aún no cuenta con una fecha efectiva de puesta en servicio definida.

Por lo tanto, se justifica su incorporación al presente proceso de expansión de Obras Necesarias y Urgentes, ya que permitiría contar con una solución en una oportunidad compatible con la fecha en que se proyecta la necesidad que justifica su ejecución, a

diferencia de lo que ocurriría si la obra fuese abordada mediante el Proceso de Planificación de la Transmisión del año 2026.

## 8.2 Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea.

### 8.2.1 Zona de análisis y antecedentes

La obra denominada “Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea” tiene por objetivo contribuir al abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a las subestaciones Lo Prado, Lo Aguirre y Curacaví, así como de la futura subestación Enea.

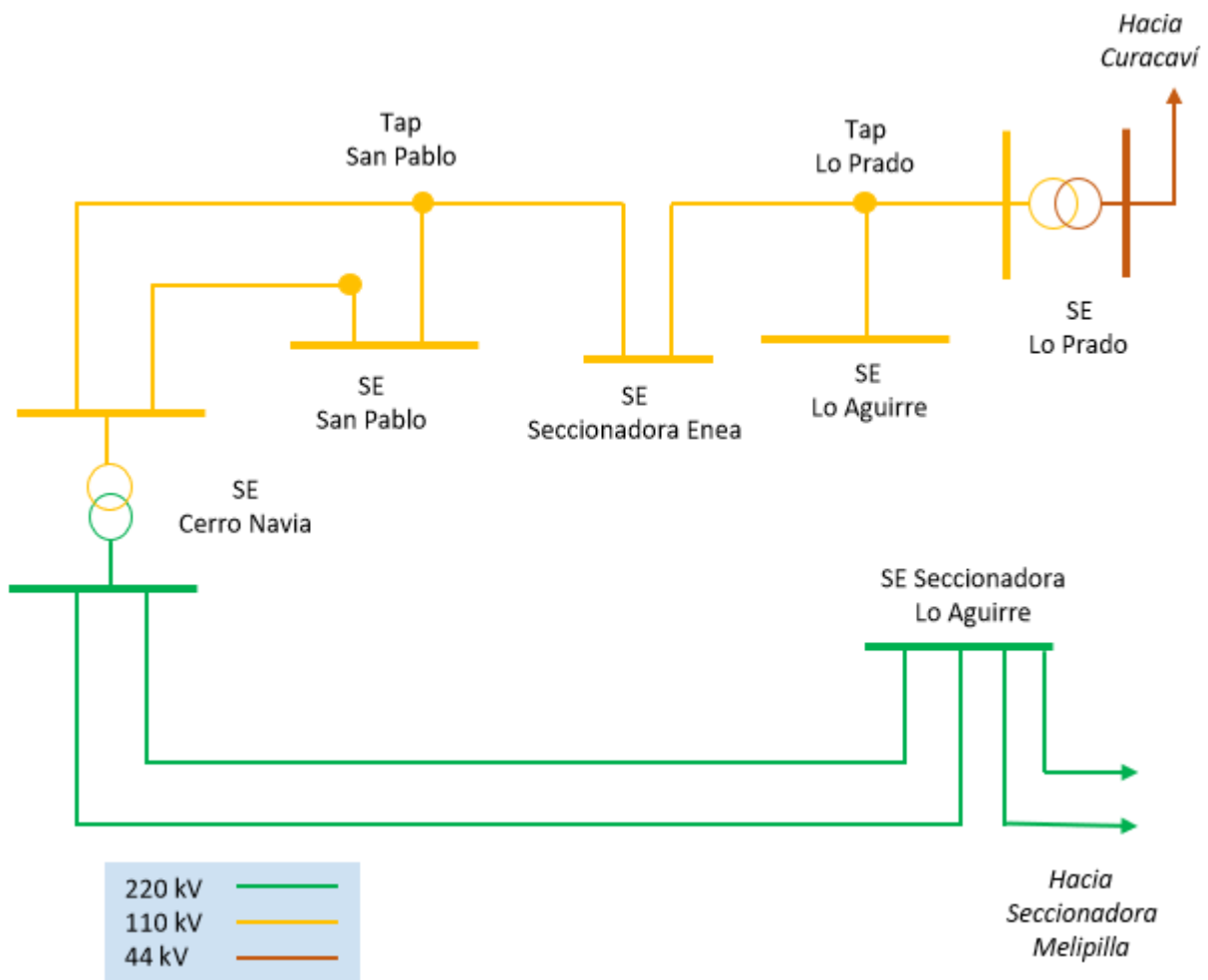


Figura 8-13: Diagrama unilineal simplificado de la zona de interés considerando la Subestación Enea.

En cuanto a las factibilidades informadas<sup>3</sup> en la S/E Enea, estas comprenden el Datacenter “Equinix” con el tren de carga mostrado en la Figura 8-14, en la cual se observa una carga de 32 MW para el año 2033. Sin embargo, se debe tener presente que en la Resolución Exenta CNE N°171 del 12 de abril de 2024 se considera una capacidad de retiro de 40 MW en la subestación Enea por parte del Datacenter “Equinix”. A su vez, se informa que durante el presente año ya existe una demanda de 4 MW asociada a otro Datacenter denominado “ST2-2”, la que será trasladada a la S/E Enea cuando esta entre en operación.

|                      |      |           |           |           |          |           |
|----------------------|------|-----------|-----------|-----------|----------|-----------|
| Block Size           | kW   | 3200      |           |           |          |           |
| Description          | Unit | Phase 1   | Phase 2   | Phase 3   | Phase 4  | Phase 5   |
| Power block capacity | kW   | 9600      | 9600      | 6400      | 3200     | 3200      |
| Cummulative Power    | kW   | 9600      | 19200     | 25600     | 28800    | 32000     |
| Dates                |      | 7/31/2027 | 1/21/2029 | 7/15/2030 | 1/6/2032 | 6/29/2033 |

**Figura 8-14: Tren de toma de carga para el Datacenter ST5 de “Equinix” actualizado a febrero del año 2026<sup>3</sup>.**

Además, la empresa distribuidora de la zona informó<sup>3</sup> la existencia de otras factibilidades asociadas a terrenos industriales en el sector de Enea, comunicadas en una carta dirigida a la empresa distribuidora de la zona, las cuales comprenden siguiente tren de carga.

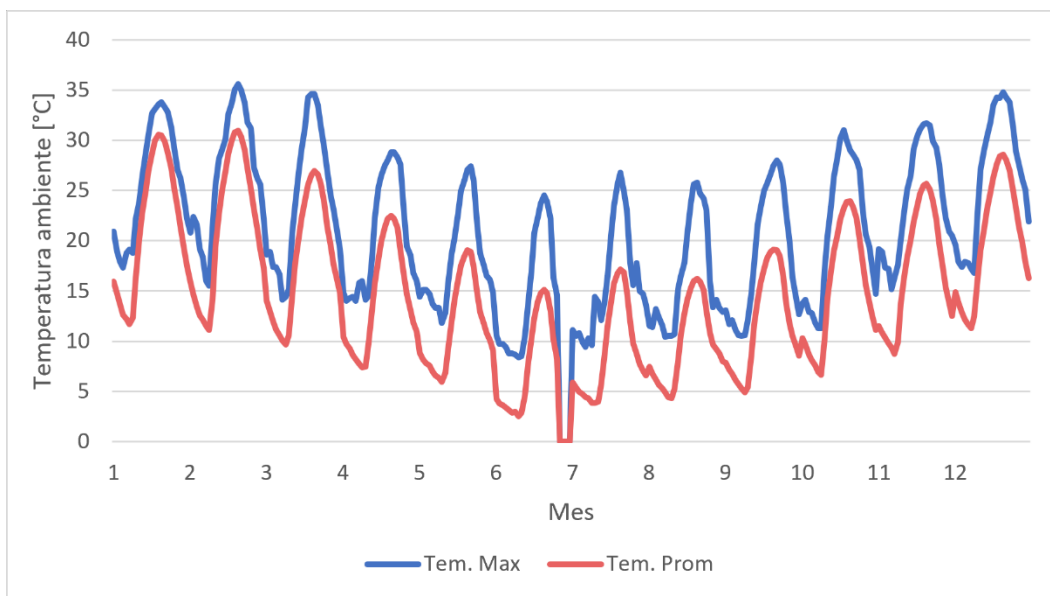
| Potencia<br>Requerida (MW) | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Terrenos Vendidos          | 10,1 | 4,5  | 2,0  | 2,0  | 0,5  | 0,0  | 0,0  | 0,0  | 0,0  |
| Total Acumulado            | 10,1 | 14,6 | 16,6 | 18,6 | 19,1 | 19,1 | 19,1 | 19,1 | 19,1 |

**Figura 8-15: Proyección de demanda para el Parque Industrial ENEA, en base a la venta de terrenos.**

Con el objetivo de obtener la capacidad térmica de las líneas de transmisión, se caracterizó la temperatura ambiente histórica en la zona de emplazamiento de las líneas 1x110 kV Tap San Pablo – Lo Aguirre, a través de la estación Rinconada, Maipú, de la Red Agrometeorológica INIA<sup>4</sup>. De esta manera, la temperatura promedio y máxima horaria para cada mes se presenta en el siguiente gráfico.

<sup>3</sup> Factibilidades informadas por la empresa *Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.* como parte de las observaciones al Informe Técnico Preliminar correspondiente al año 2025. El informe proporcionado por la empresa se encuentra en los anexos del presente informe.

<sup>4</sup> <https://agrometeorologia.cl/>



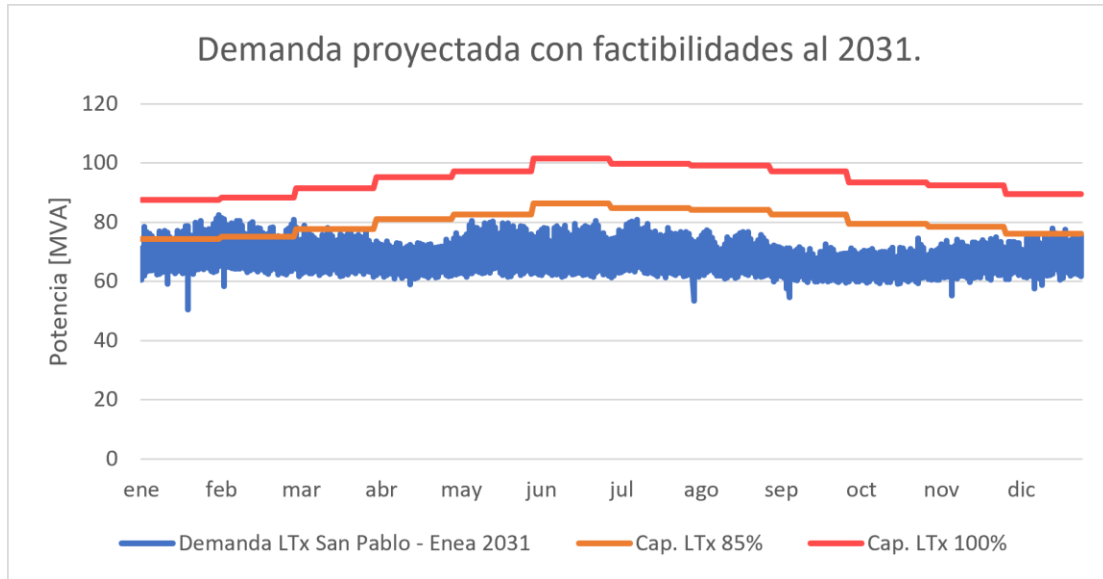
**Figura 8-16: Temperatura horaria promedio y máxima, estación Rinconada, Maipú.**

### 8.2.2 Justificación de la necesidad

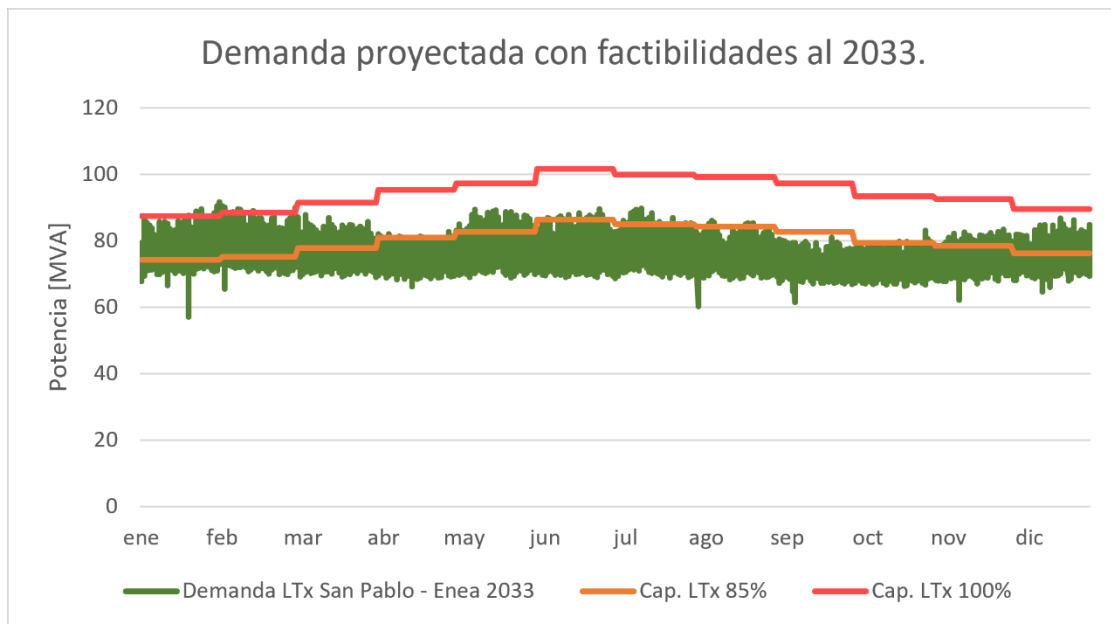
La obra “Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea” tiene como finalidad contribuir al abastecimiento de la demanda de los clientes que se encuentran asociados a las subestaciones aguas abajo de la S/E San Pablo, mediante el aumento de capacidad del tramo comprendido entre las subestaciones San Pablo y Enea.

La necesidad de esta obra radica en las limitaciones de capacidad del eventual tramo 1x110 kV Tap San Pablo – Enea, correspondiente a la línea 1x110 kV Tap San Pablo – Lo Aguirre, la cual tiene una capacidad de aproximadamente 75 MVA a 35° con sol en verano, con una longitud aproximada de 5 km. Esta línea abastece la demanda de las subestaciones Lo Prado, Lo Aguirre y Curacaví, además de la nueva subestación seccionadora Enea, la cual fue aprobada mediante la Resolución Exenta CNE N°171 del 12 de abril de 2024 y actualmente presenta un avance normal, estimándose su puesta en servicio para el año 2027.

Según la proyección de estas demandas, el tramo de línea 1x110 kV Tap San Pablo – Enea alcanzaría el 95% de la capacidad para el año 2031 en los periodos de verano, mientras que para el 2033, se espera que la demanda supere el 100% de su capacidad nominal en el periodo estival, configurándose un riesgo para el abastecimiento de la demanda asociada a las subestaciones abastecidas por la línea 1x110 kV Tap San Pablo - Enea.



**Figura 8-17: Flujo de demanda proyectado por la línea 1x110 kV Tap San Pablo – Enea para el año 2031 considerando factibilidades.**



**Figura 8-18: Flujo de demanda proyectado por la línea 1x110 kV Tap San Pablo – Enea para el año 2033 considerando factibilidades.**

Considerando lo expuesto, se propone la obra “Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea” con el objetivo de garantizar la cobertura de la demanda proyectada en el tramo 1x110 kV Tap San Pablo – Seccionadora Enea. De esta manera, la modificación de la topología de la zona se muestra en el siguiente diagrama unilineal.

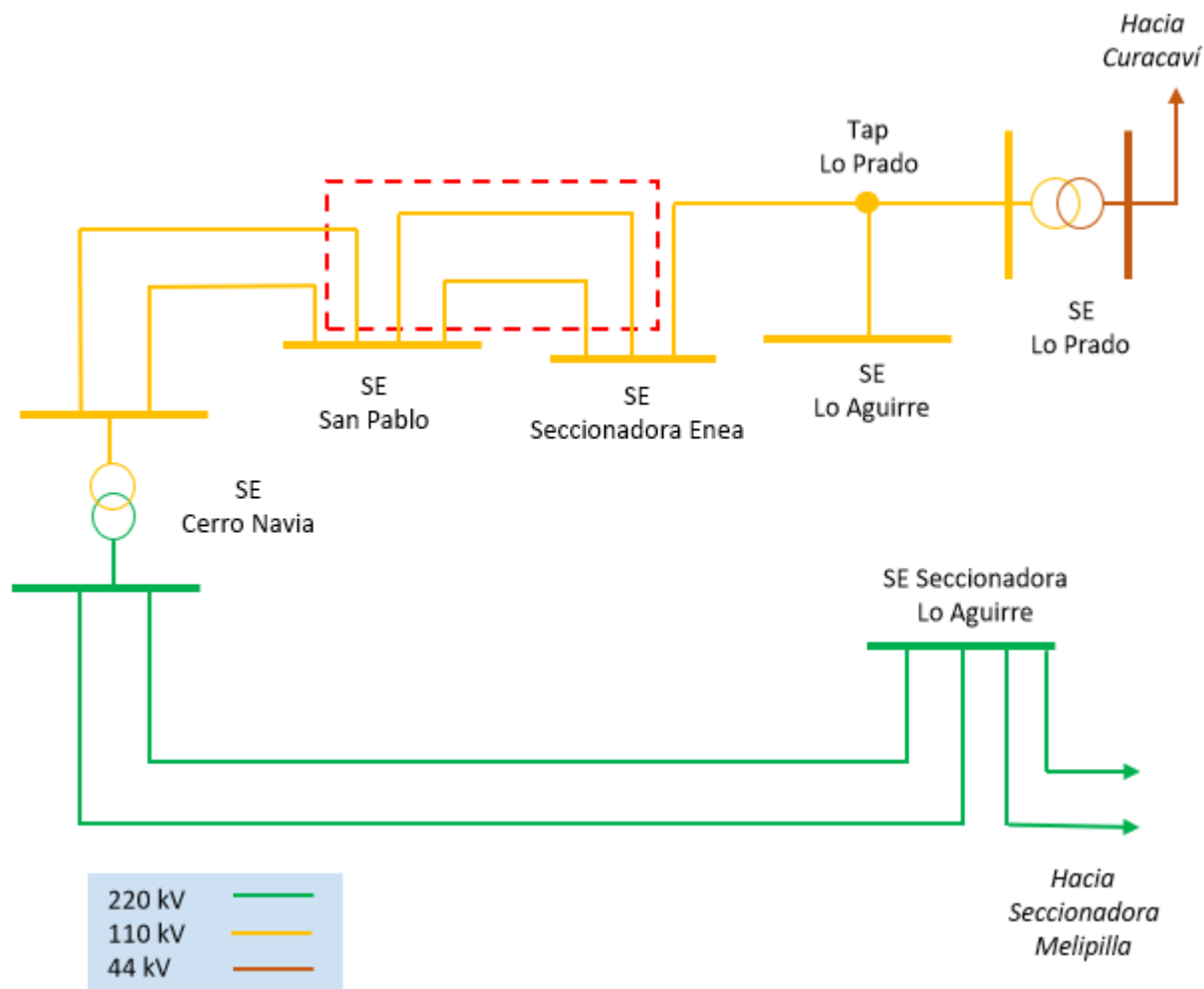


Figura 8-19: Diagrama unilineal simplificado de la zona de interés considerando la nueva topología de las líneas de alta tensión en la zona de interés.

### 8.2.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

En caso de que esta obra fuese incorporada al Proceso de Planificación de la Transmisión del año 2026, se estima que su puesta en servicio ocurriría durante el año 2034, considerando un periodo de construcción de 54 meses. Bajo dicho escenario, la entrada en operación de la obra sería posterior a la fecha en que se proyectan las restricciones de capacidad del tramo 1x110 kV Tap San Pablo – Seccionadora Enea, lo que podría afectar el abastecimiento de la demanda en la zona.

En contraste, considerando la incorporación de esta obra en el proceso de Obras Necesarias y Urgentes del presente año, se estima su puesta en servicio para el año 2032, permitiendo anticipar las restricciones proyectadas respecto de lo que ocurriría si la obra fuese abordada mediante el Proceso de Planificación de la Transmisión del año 2026.

Por lo tanto, se justifica su incorporación al presente proceso de Obras Necesarias y Urgentes, ya que permitiría contar con una solución en una oportunidad compatible con la



fecha en que se proyectan los riesgos para el abastecimiento de la demanda que justifican su ejecución.

### 8.3 Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS)

#### 8.3.1 Zona de análisis y antecedentes

La obra denominada “Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS)” tiene por objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda y mejorar las condiciones operacionales del sistema de transmisión de la Región del Maule, específicamente en la comuna de Talca y sus alrededores. La necesidad de esta intervención se evidencia en las líneas 1x66 kV Maule – Talca y 1x66 kV Maule – San Miguel, las cuales están conformadas por conductores con capacidad de 46 MVA a 35 °C con sol, y presentan longitudes estimadas de 11 km y 14 km, respectivamente, de acuerdo con la información disponible en el portal de información pública del Coordinador. Estas líneas abastecen la demanda de las subestaciones San Miguel, Talca, Piduco, El Ruil y San Clemente.

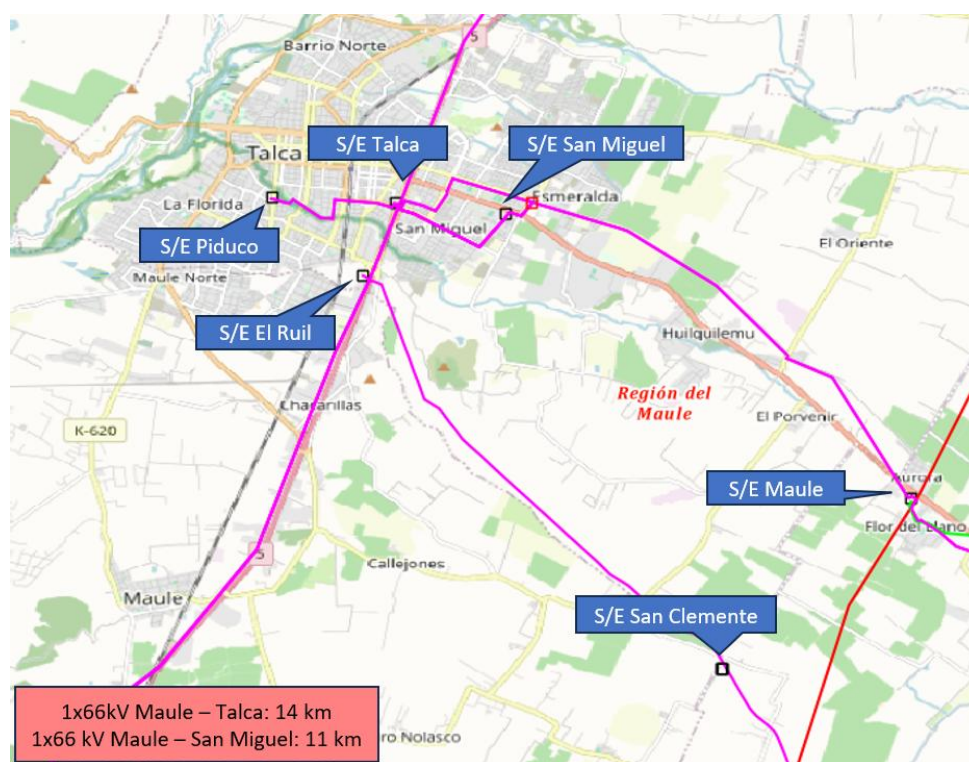
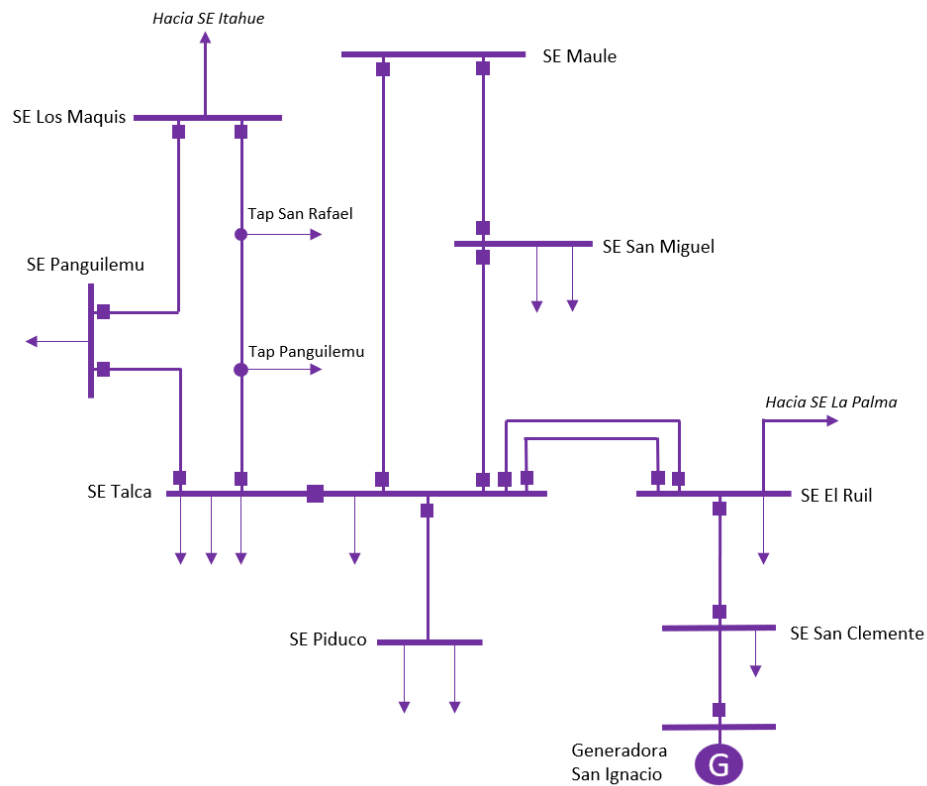


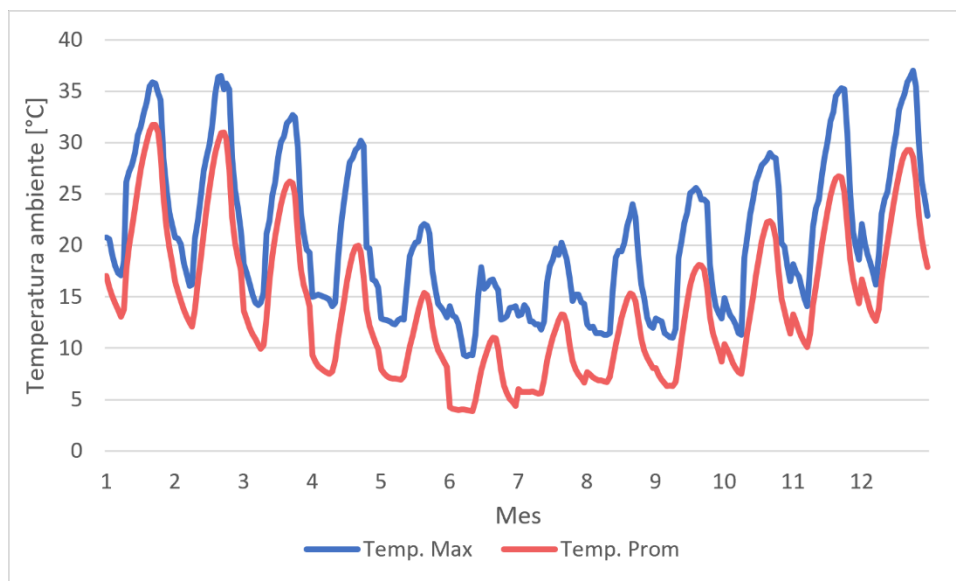
Figura 8-20: Ubicación geográfica de las instalaciones relevantes para la zona de Talca.



**Figura 8-21: Diagrama unilineal simplificado de la zona de interés.**

Con el objetivo de obtener la capacidad térmica de las líneas de transmisión, se caracterizó la temperatura ambiente histórica en la zona de emplazamiento de las líneas 1x66 kV Maule – Talca y 1x66 kV Maule – San Miguel, a través de la estación Las Lomillas, San Clemente de la Red Agrometeorológica INIA<sup>5</sup>. De esta manera, la temperatura promedio y máxima horaria para cada mes se presenta en el siguiente gráfico.

<sup>5</sup> <https://agrometeorologia.cl/>



**Figura 8-22: Temperatura horaria promedio y máxima, estación Las Lomillas, San Clemente.**

Actualmente, las líneas que conectan las subestaciones Talca y Maule cuentan con una obra de ampliación definida en el Decreto N° 418 del año 2017, denominada “Aumento de capacidad de transmisión en línea 2x66 kV Maule – Talca”. Dicha obra fue adjudicada mediante Decreto de Adjudicación N° 19T/2018, y, posteriormente abandonada por el adjudicatario con un avance constructivo del 37%. No obstante, dicho avance no contempla intervenciones efectivas sobre las líneas existentes.

Posteriormente, la obra fue parte de un nuevo proceso de licitación durante el año 2024, conforme a lo dispuesto en el artículo 157° del Reglamento de Planificación, el cual finalizó sin presentación de ofertas para esta obra.

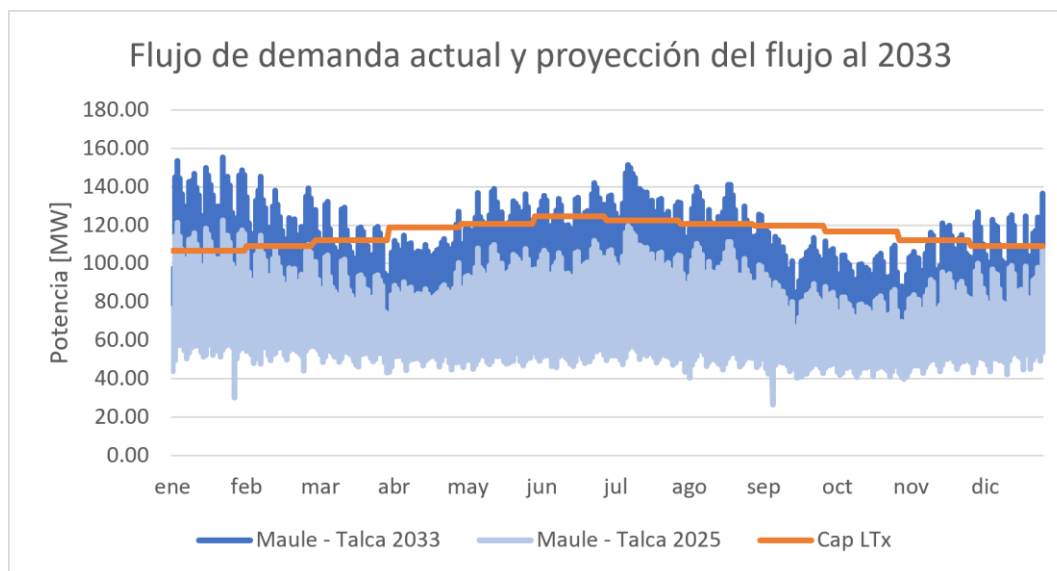
En consecuencia, se mantiene una capacidad de transmisión de 46 MVA a 35 °C con sol en verano por cada circuito, lo que podría generar problemas de congestión en las líneas que abastecen la demanda de la ciudad de Talca y sus alrededores.

### 8.3.2 Justificación de la necesidad

La obra “Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS)” tiene como finalidad contribuir al abastecimiento de la demanda de la ciudad de Talca, mediante su interacción con las líneas 1x66 kV Maule – Talca y 1x66 kV Maule – San Miguel. De acuerdo con las proyecciones de demanda, para el año 2033 se espera que los flujos de potencia que circulan por dichas líneas superen su capacidad de transmisión, particularmente durante el mes de enero.

Lo anterior se debe, por una parte, a la disminución de la capacidad de transmisión asociada a condiciones de alta temperatura ambiente, y por otra, al incremento estacional de la demanda. En efecto, tal como se observa en la Figura 8-23, los meses de enero y febrero cuentan con niveles de demanda similares a los meses de invierno, sin embargo, las

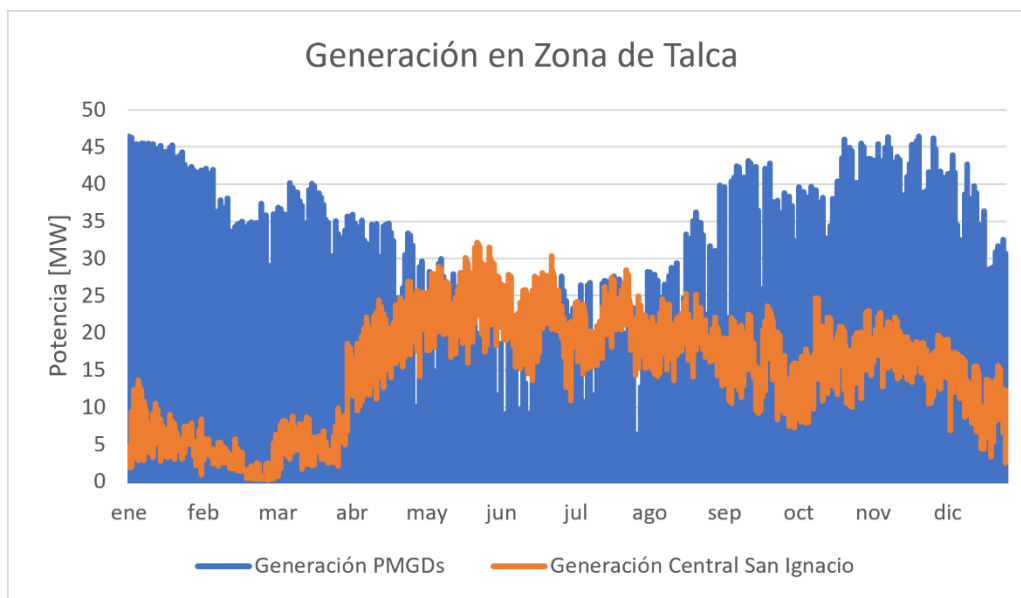
capacidades de las líneas presentan notoria disminución en los meses de verano, periodo en el cual coinciden condiciones climáticas desfavorables para la operación de las líneas y un aumento de la demanda asociado a la temporada estival. Esta situación da lugar a condiciones de congestión recurrente en las instalaciones analizadas.



**Figura 8-23: Capacidad de transmisión de las líneas Maule – Talca y flujo de demanda para el año 2025 y flujo de demanda proyectado para el año 2033.**

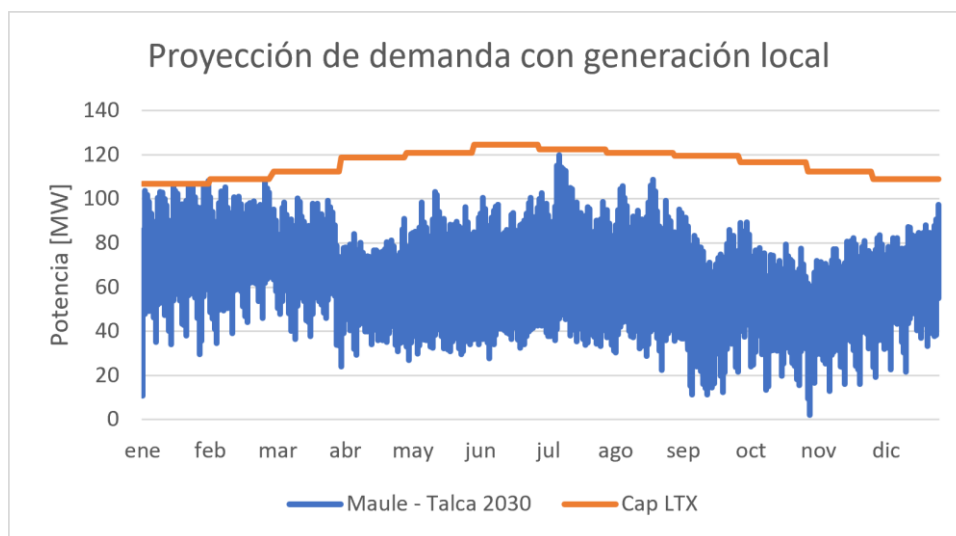
Considerando los flujos de demanda registrados en las líneas para el año 2025, se observa que, durante el periodo estival, la demanda ya supera la capacidad de transmisión de las instalaciones, configurando un estado de operación crítico para el abastecimiento de la demanda en la zona. Al analizar la demanda promedio horaria en verano, se identifica que los periodos diurnos presentan los mayores incrementos de consumo y, en consecuencia, los mayores flujos por las líneas.

No obstante, la significativa penetración de PMGD fotovoltaicos en la zona de Talca, los cuales abastecen las subestaciones involucradas, genera que en los momentos de mayor demanda también exista una alta inyección de generación solar, lo que contribuye a moderar parcialmente los flujos proyectados por las líneas. Cabe señalar que, dentro del parque generador considerado, se incluye la central San Ignacio, cuya modelación se realizó en base a su historial anual, permitiendo caracterizar un comportamiento representativo de un año promedio. En este contexto, se observa que su mayor aporte se concentra en los meses de invierno, mientras que durante el periodo estival su operación es reducida, alcanzando valores promedio del orden de 5 MW.



**Figura 8-24: Perfil de generación del año 2025 de los PMGD de la zona de Talca y demanda histórica promedio de la Central San Ignacio.**

Considerando la contribución de los recursos de generación distribuidos, las proyecciones indican que hacia el año 2030 comenzarían las condiciones de sobrecarga en las líneas analizadas, evidenciando la necesidad de incorporar nuevas soluciones que permitan mitigar los problemas de congestión y asegurar el abastecimiento de la demanda en la zona.



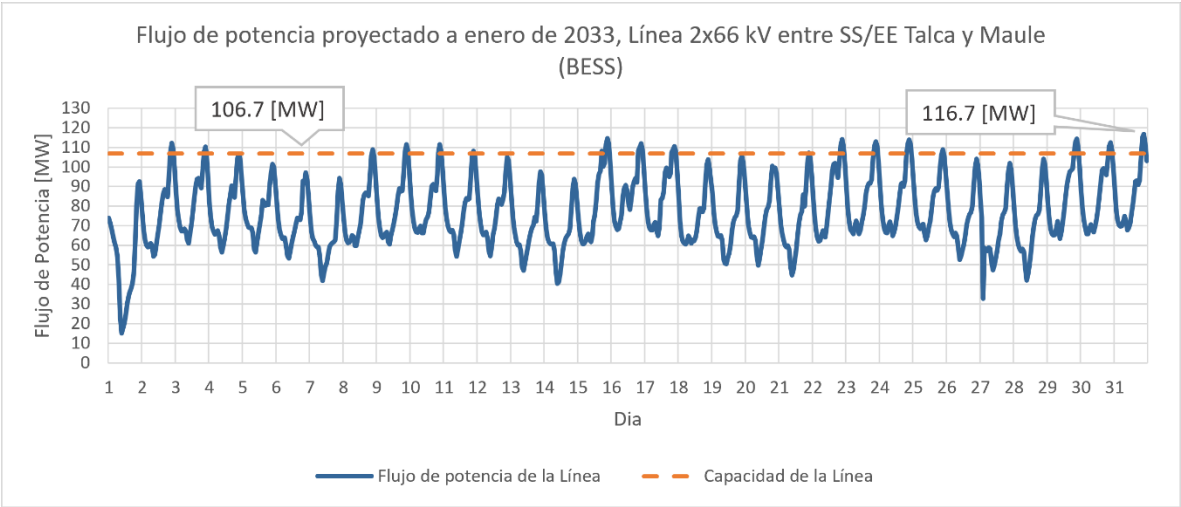
**Figura 8-25: Demanda por las líneas de 66 kV entre las SSEE Maule y Talca considerando operación de los PMGD y Central San Ignacio.**

Al analizar las subestaciones susceptibles de intervención para resolver las problemáticas previamente descritas, se observa que las subestaciones Talca, Piduco y San Miguel presentan limitaciones territoriales que restringen eventuales ampliaciones, sumado a que dichas instalaciones ya cuentan con obras de expansión decretadas. Por su parte, las



subestaciones San Clemente y El Ruil serían intervenidas en el marco de las obras asociadas al proyecto “Apoyo Maule” del Plan de Expansión 2024. No obstante, la subestación El Ruil presenta ventajas comparativas, al ubicarse en las cercanías del principal centro de consumo de la zona, correspondiente a la ciudad de Talca.

De este modo, para dimensionar el sistema de almacenamiento se utiliza las proyecciones de los flujos de demanda comprendidos entre las subestaciones Talca, Piduco, San Miguel, El Ruil y San Clemente para el año 2033, considerando, para ello, el aporte de la generación local del año 2025. De esta manera, se presenta la Figura 8-26, la cual presenta la capacidad promedio mensual de la línea y las proyecciones del flujo de demanda de la línea en el mes de enero, el cual es el mes de mayor exigencia debido a condiciones ambientales y el aumento de demanda por el periodo estival.



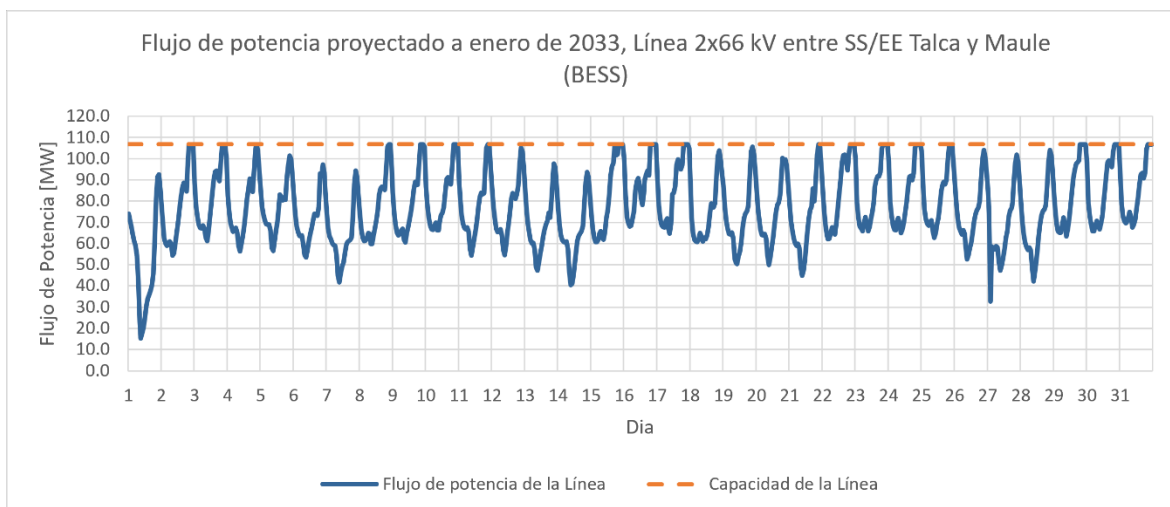
**Figura 8-26: Flujo de demanda proyectado al mes de enero de 2033 en las líneas de 66 kV comprendidas entre las subestaciones Maule y Talca sin BESS.**

En este contexto, para resolver los problemas de cargabilidad identificados en las líneas, se considera la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía con una potencia de 10 MW y una duración de 5 horas, equivalente a una capacidad de almacenamiento de 50 MWh.

**Tabla 8-2: Valores de potencia y energía para el BESS en S/E El Ruil.**

| Potencia [MW] | Energía [MWh] |
|---------------|---------------|
| 10            | 50            |

De este modo, en la Figura 8-27 se muestra el flujo de demanda proyectado por las líneas de 66 kV comprendidas entre las subestaciones Maule y Talca considerando la operación del BESS para el mes más crítico en la operación anual.



**Figura 8-27: Flujo de demanda proyectado al mes de enero de 2033 en las líneas de 66 kV comprendidas entre las subestaciones Maule y Talca con BESS.**

### 8.3.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

La presente obra tiene como objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda asociada a las líneas 1x66 kV Maule – Talca y 1x66 kV Maule – San Miguel. En el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2024 se definió un conjunto de obras denominado “Apoyo Maule”, el cual incluye el proyecto “Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco”, orientado a reducir los flujos que actualmente circulan por las líneas que conectan las subestaciones Maule y Talca.

No obstante, la entrada en operación de las obras asociadas al conjunto “Apoyo Maule” se estima para el año 2032. Por su parte, la incorporación del sistema de almacenamiento en la subestación El Ruil (BESS), en caso de ser abordada mediante el Proceso de Planificación de la Transmisión, se proyecta para el año 2032, lo que implicaría un retraso respecto de la fecha en que se estima necesario contar con una solución que permita mitigar las condiciones de congestión identificadas en la zona.

En contraste, en caso de que el BESS sea incorporado mediante el proceso actual, su puesta en servicio se estima para el año 2030, permitiendo adelantar sus beneficios y contribuir durante un mayor periodo a la mitigación de las restricciones asociadas al abastecimiento de la demanda de la zona. Lo anterior resulta especialmente relevante considerando que, de acuerdo con las proyecciones, es a partir del año 2030 cuando la capacidad de las líneas comienza a verse superada, incluso bajo escenarios que incorporan la generación local existente.

Por lo tanto, se justifica su incorporación al presente proceso de Obras Necesarias y Urgentes, ya que permitiría contar con una solución en una oportunidad compatible con la

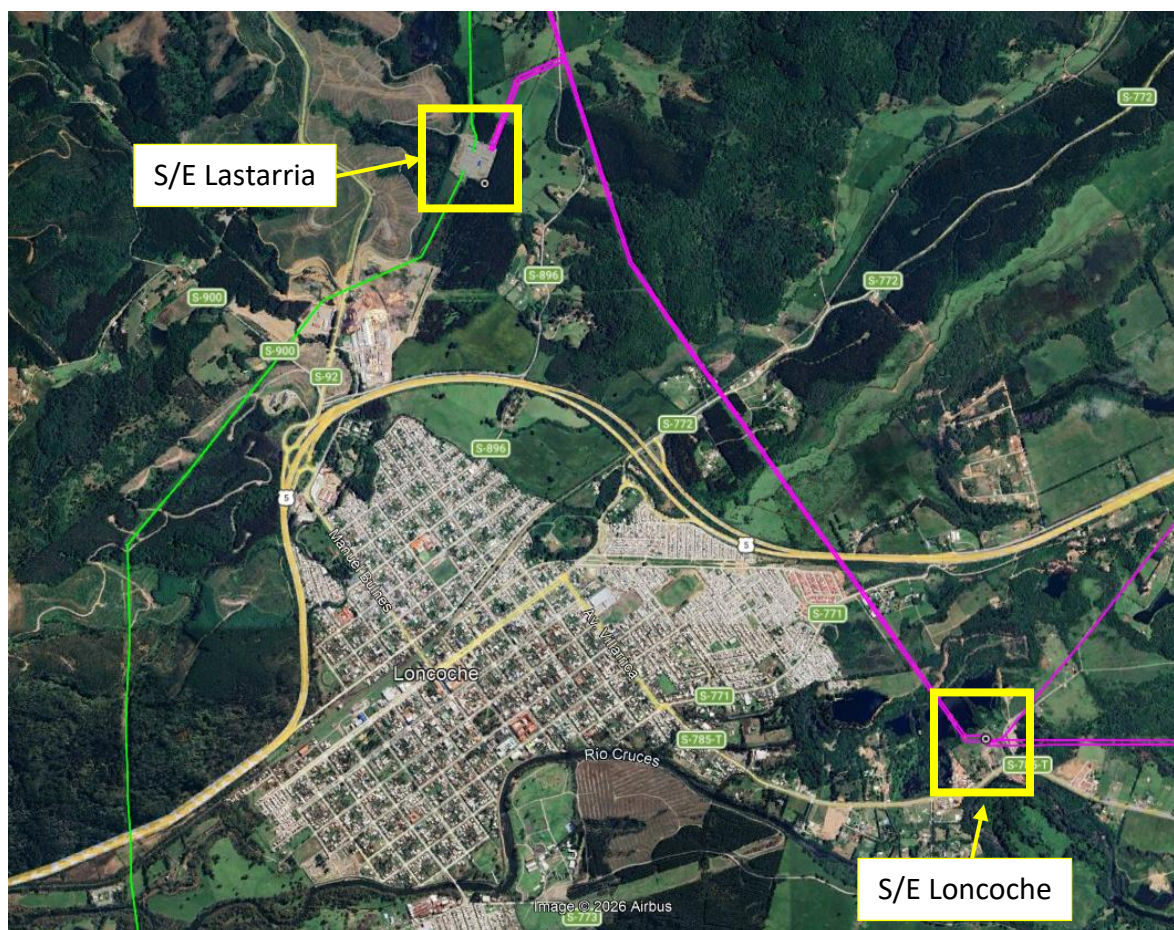


fecha en que se proyectan la necesidad que justifica su ejecución, a diferencia de lo que ocurriría si la obra fuese abordada mediante el Proceso de Planificación de la Transmisión.

## 8.4 Aumento de capacidad LT 2x66 kV Lastarria – Loncoche

### 8.4.1 Zona de análisis y antecedentes

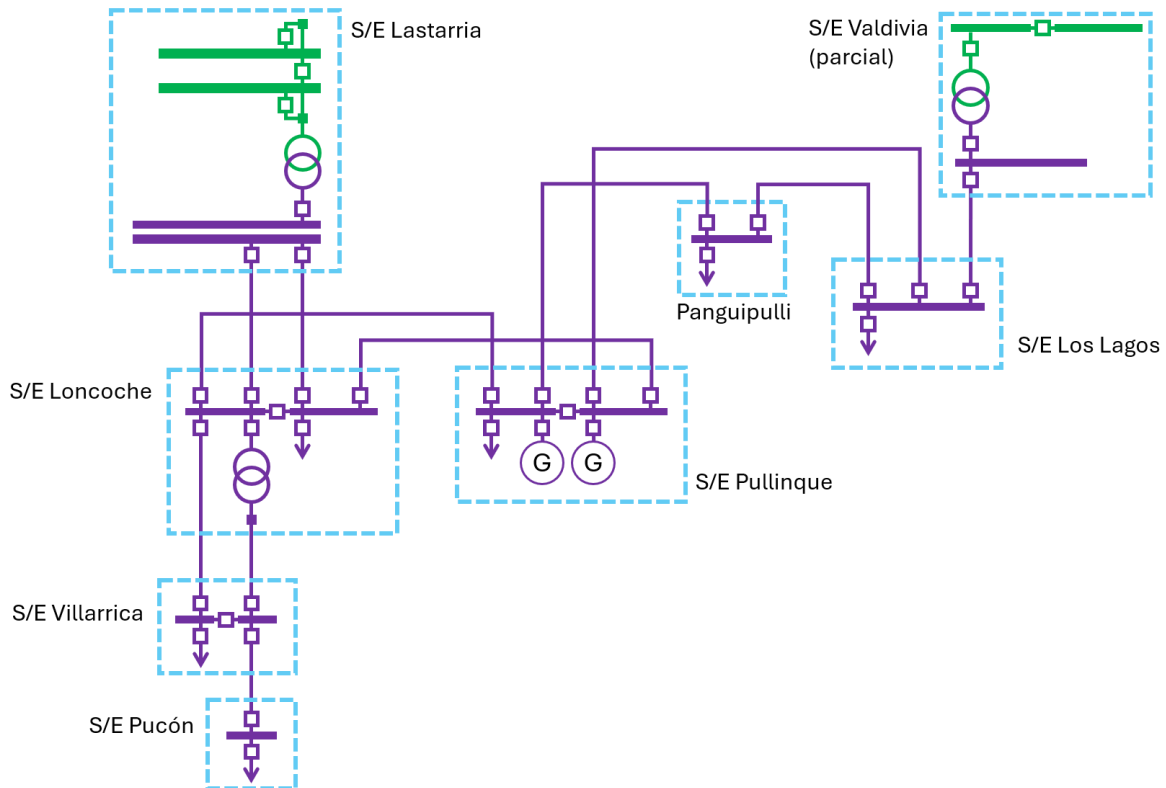
La subestación Lastarria 220/66 kV fue puesta en servicio durante el año 2022, y secciona los dos circuitos de 66 kV que se desarrollan entre las SS/EE Temuco y Loncoche, a aproximadamente 3 kilómetros de la S/E Loncoche. En consecuencia, la dirección normal del flujo de potencia activa en la línea es desde la S/E Lastarria hacia la S/E Loncoche.



**Figura 8-28: Contexto geográfico de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.**

El diagrama unilineal simplificado del sistema relevante para el estudio del flujo de potencia a través de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche se presenta a continuación.

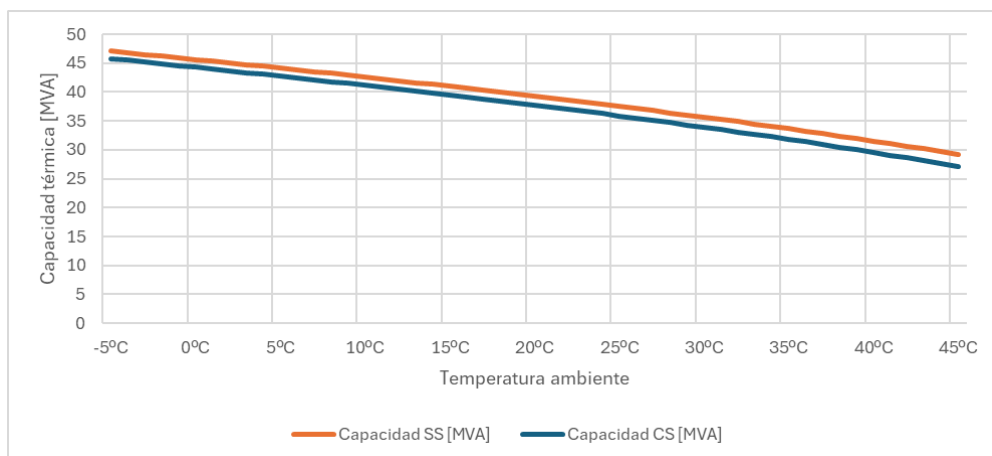




**Figura 8-29: Diagrama unilineal simplificado del sistema relevante para el análisis de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.**

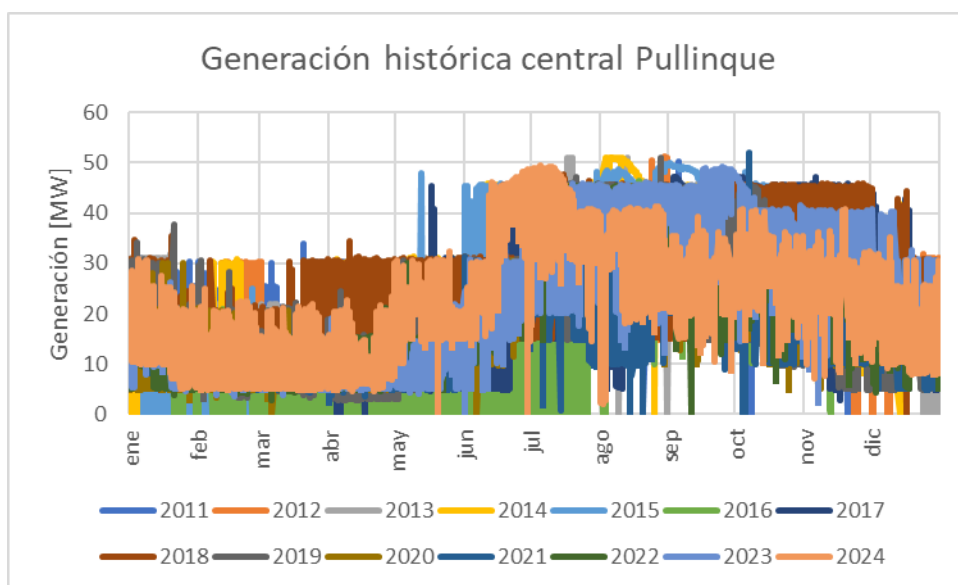
La línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche cuenta con dos tramos, el primero se desarrolla utilizando un conductor de aleación de aluminio AAAC Alliance, mientras que el segundo tramo se desarrolla utilizando un conductor de cobre 1/0 AWG. Su capacidad térmica, obtenida desde los archivos anexos del portal InfoTécnica del Coordinador Eléctrico Nacional<sup>6</sup>, se presenta en el siguiente gráfico:

<sup>6</sup> <https://infotecnica.coordinador.cl/>

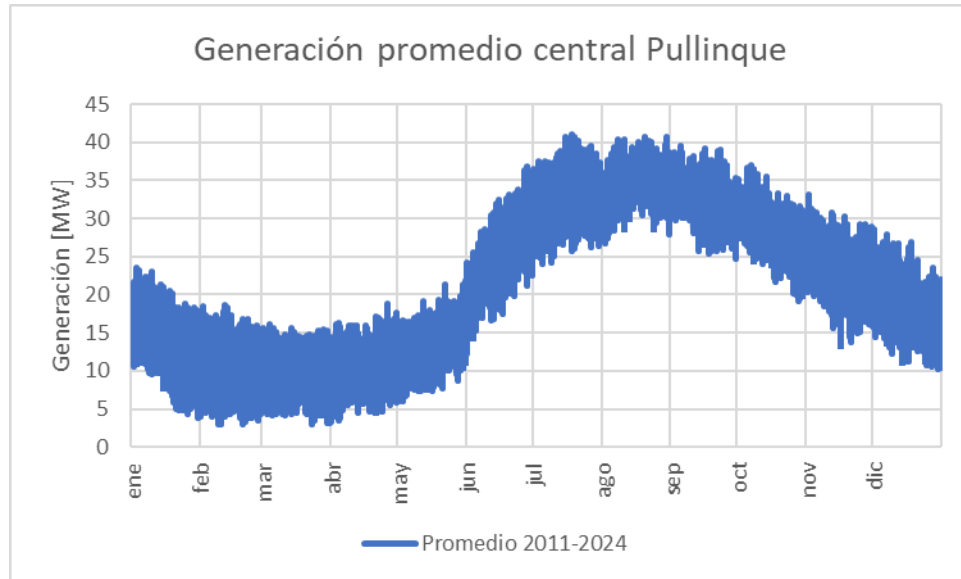


**Figura 8-30: Capacidad térmica de transmisión de los circuitos de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche, calculada a la tensión nominal de 66 kV.**

El sistema relevante incluye la central hidráulica Pullinque. La generación horaria de esta central entre los años 2011 y 2024 se presenta a continuación.

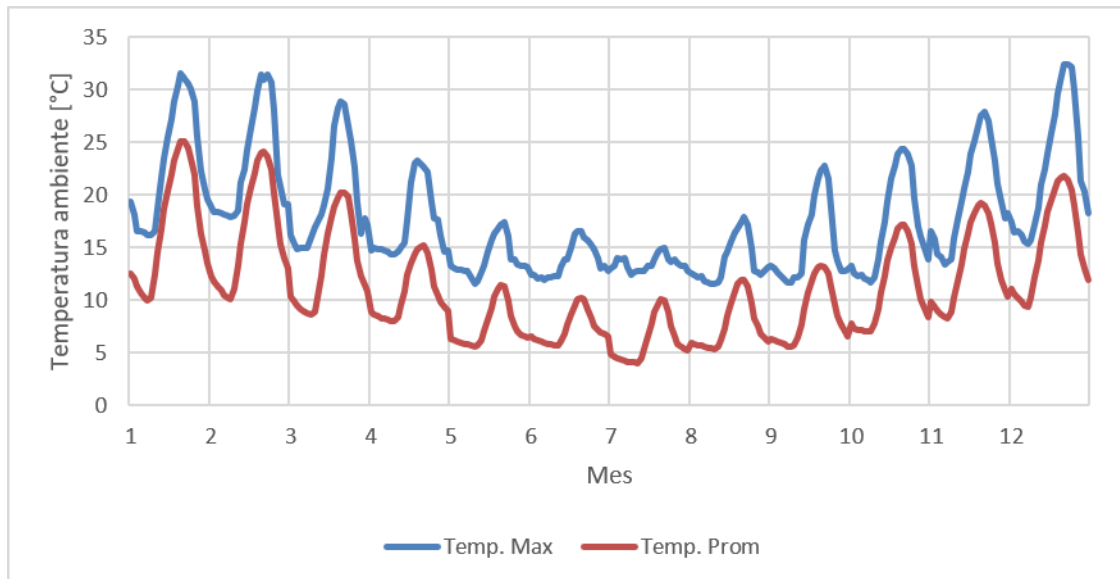


**Figura 8-31: Generación histórica central Pullinque, años 2011 a 2024.**



**Figura 8-32: Generación promedio central Pullinque, años 2011 a 2024.**

Con el objetivo de obtener la capacidad térmica de las líneas de transmisión, se caracterizó la temperatura ambiente histórica en la zona de emplazamiento de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche, a través de la estación La Paz, Loncoche de la Red Agrometeorológica INIA<sup>7</sup>. De esta manera, la temperatura promedio y máxima horaria para cada mes se presenta en el siguiente gráfico.



**Figura 8-33: Temperatura horaria promedio y máxima, estación La Paz, Loncoche.**

<sup>7</sup> <https://agrometeorologia.cl/>

**Tabla 8-3: Temperatura promedio máxima y temperatura máxima mensual, estación La Paz, Loncoche.**

| Mes | Temp. Promedio máxima [°C] | Temp. Máxima [°C] |
|-----|----------------------------|-------------------|
| 1   | 25,1                       | 31,5              |
| 2   | 24,1                       | 31,4              |
| 3   | 20,2                       | 28,9              |
| 4   | 15,2                       | 23,2              |
| 5   | 11,4                       | 17,4              |
| 6   | 10,3                       | 16,5              |
| 7   | 10,0                       | 14,9              |
| 8   | 11,9                       | 17,9              |
| 9   | 13,3                       | 22,7              |
| 10  | 17,2                       | 24,3              |
| 11  | 19,2                       | 27,9              |
| 12  | 21,8                       | 32,4              |

Por otra parte, el Decreto Exento N° 58, de 2024, del Ministerio de Energía incluye varias obras de transmisión orientadas a apoyar el abastecimiento de la demanda de las ciudades de Villarrica y Pucón, además de sus alrededores, mejorando así las condiciones de operación del sistema relevante presentado en la Figura 8-29. Las obras relevantes son las siguientes:

- Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)
- Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén (actualmente en Estudio de Franjas)
- Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillán (actualmente en Estudio de Franjas)
- Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho - Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón

Estas nuevas obras de transmisión tienen por objetivo dar suministro a las redes de distribución que actualmente se abastecen desde las SS/EE Pucón y Villarrica. El efecto directo de las obras listadas, por lo tanto, es de disminuir el nivel de carga de las SS/EE antes mencionadas, y por consiguiente disminuir la cargabilidad de la línea Lastarria – Loncoche 66 kV.

No obstante, este conjunto de obras orientadas a apoyar el abastecimiento de la demanda de las ciudades de Villarrica y Pucón no han sido licitadas a la fecha, dado que dos de las

---

obras que lo componen se encuentran en Estudio de Franjas, actualmente en desarrollo por el Ministerio de Energía<sup>8</sup>.

#### **8.4.2 Justificación de la necesidad**

La obra necesaria y urgente “Aumento de capacidad en la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche” tiene como objetivo principal asegurar el abastecimiento de la demanda asociada a las subestaciones Loncoche, Villarrica, Pucón, Pullinque y Panguipulli. El proyecto se sustenta técnicamente en el análisis de los flujos de potencia de la línea de transmisión “2x66 kV Lastarria – Loncoche”, considerando la proyección de demanda hasta el año 2031.

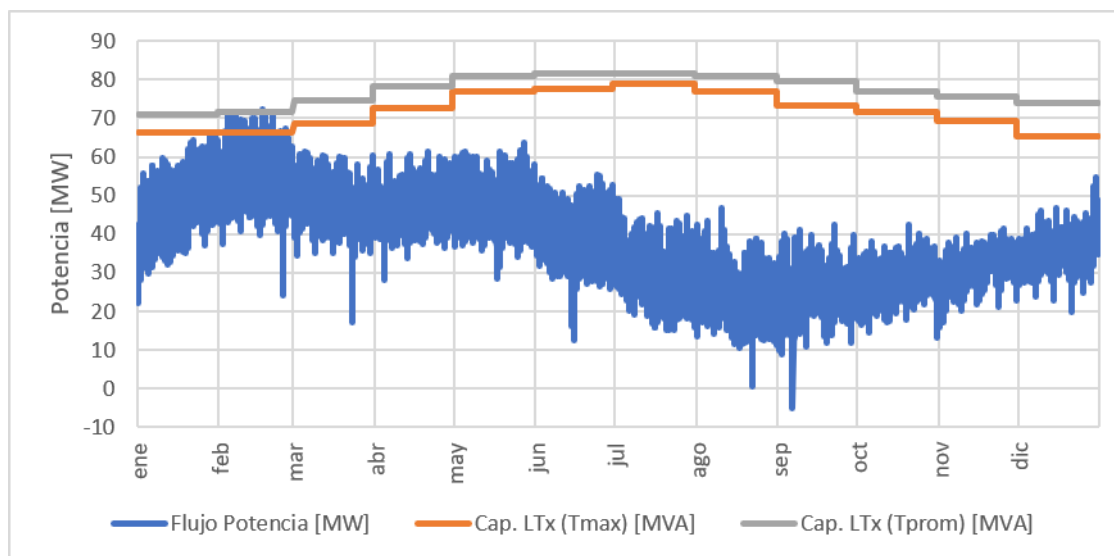
Este horizonte temporal corresponde a la estimación más próxima para la eventual entrada en operación del conjunto de obras orientadas a apoyar el abastecimiento de la demanda de las ciudades de Villarrica y Pucón, individualizadas en el acápite precedente. Atendido que la materialización de dichas obras se encuentra condicionada a los plazos propios de su respectivo estudio de franjas y procesos de licitación, la obra “Aumento de capacidad en la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche” resulta indispensable para asegurar el abastecimiento de demanda de la zona durante el periodo previo a su entrada en operación.

El escenario supuesto considera que las líneas Pullinque – Los Lagos 66 kV y Panguipulli – Los Lagos 66 kV operan abiertas en el extremo Los Lagos, y por lo tanto la línea bajo estudio abastece radialmente las subestaciones Loncoche, Villarrica, Pucón, Pullinque y Panguipulli, considerando además la generación promedio en la central Pullinque.

En estas condiciones, el flujo de potencia proyectado en la línea Lastarria – Loncoche 2x66 kV y la capacidad térmica de transmisión de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche a temperatura horaria máxima y promedio (Tabla 8-3) se presenta a continuación.

---

<sup>8</sup> Decreto Exento N° 58, de 2024, del Ministerio de Energía.



**Figura 8-34: Flujo de potencia proyectado al año 2031 por la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche, suponiendo la generación promedio en la Central Pullinque y la temperatura máxima mensual de la zona relevante.**

El gráfico presentado muestra que, durante el mes de febrero, los flujos proyectados en la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche se aproximan o superan la capacidad térmica de transmisión, incluso considerando la temperatura promedio registrada en la estación La Paz, Loncoche. Lo anterior evidencia la necesidad de reforzar oportunamente la capacidad de la línea, a fin de mitigar riesgos para el abastecimiento de la demanda en la zona durante el periodo previo a la entrada en operación de las obras estructurales previstas.

### 8.4.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

El refuerzo de la línea 2x66 kV Lastarria - Loncoche se incorpora en la presente Propuesta Preliminar por las cargabilidades proyectadas al año 2031, año que se estima es el más temprano en el que podría realizarse la puesta en servicio del futuro proyecto de apoyo a las ciudades de Villarrica y Pucón, toda vez que este último no ha iniciado su proceso de licitación, dado que parte de sus obras se encuentra en Estudio de Franjas, actualmente bajo desarrollo por el Ministerio de Energía.

En caso de que esta obra fuese abordada mediante el Proceso de Planificación de la Transmisión del año 2026, su entrada en operación se produciría con posterioridad a la fecha en que se proyectan las restricciones que justifican su ejecución, lo que impediría atender oportunamente la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda en las subestaciones Loncoche, Villarrica, Pucón, Pullinque y Panguipulli.

En contraste, su incorporación al presente proceso de Obras Necesarias y Urgentes permitiría disponer de una solución en una oportunidad compatible con la fecha en que se proyecta la necesidad, contribuyendo a mitigar las restricciones de capacidad de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche mientras se materializan las soluciones estructurales de más largo plazo previstas para la zona.

## 8.5 Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos

### 8.5.1 Zona de análisis y antecedentes

La subestación Panguipulli se encuentra en las afueras de la ciudad del mismo nombre, y cuenta con dos transformadores 66/23 kV de 16 MVA cada uno. El contexto geográfico de la subestación Panguipulli se presenta en las siguientes figuras.

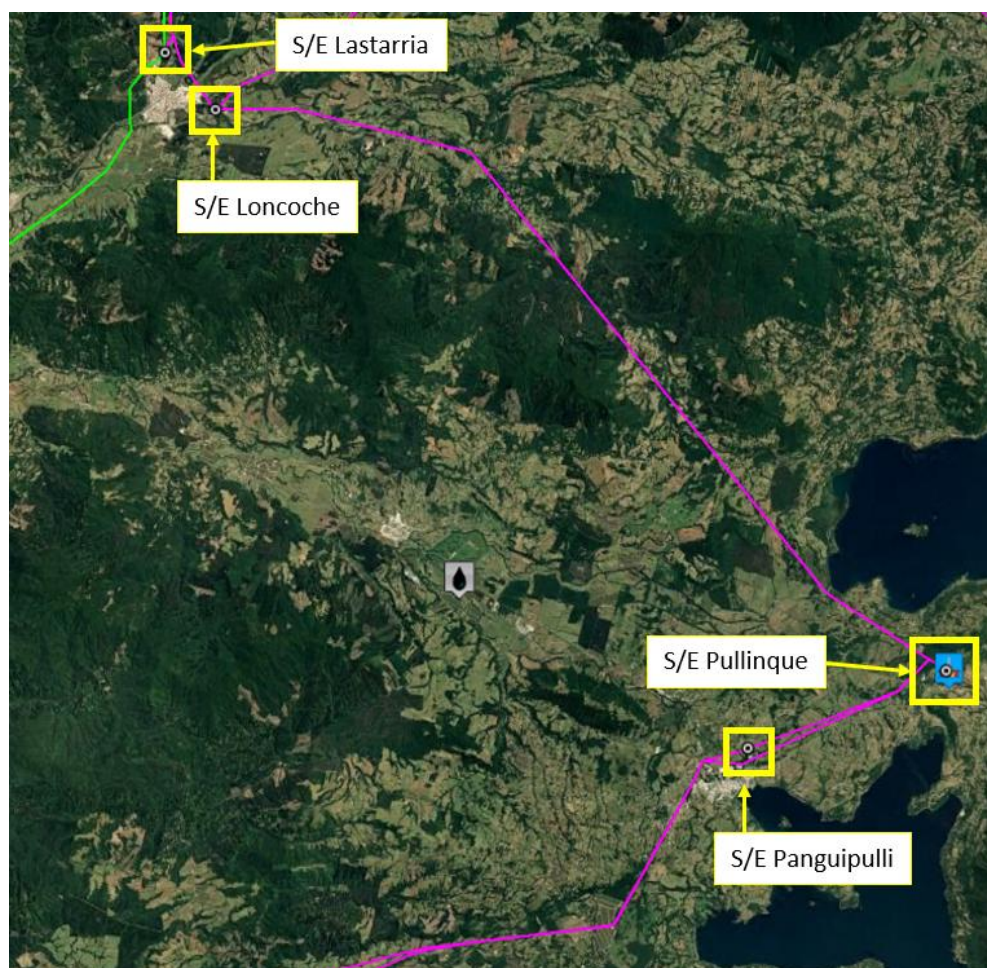
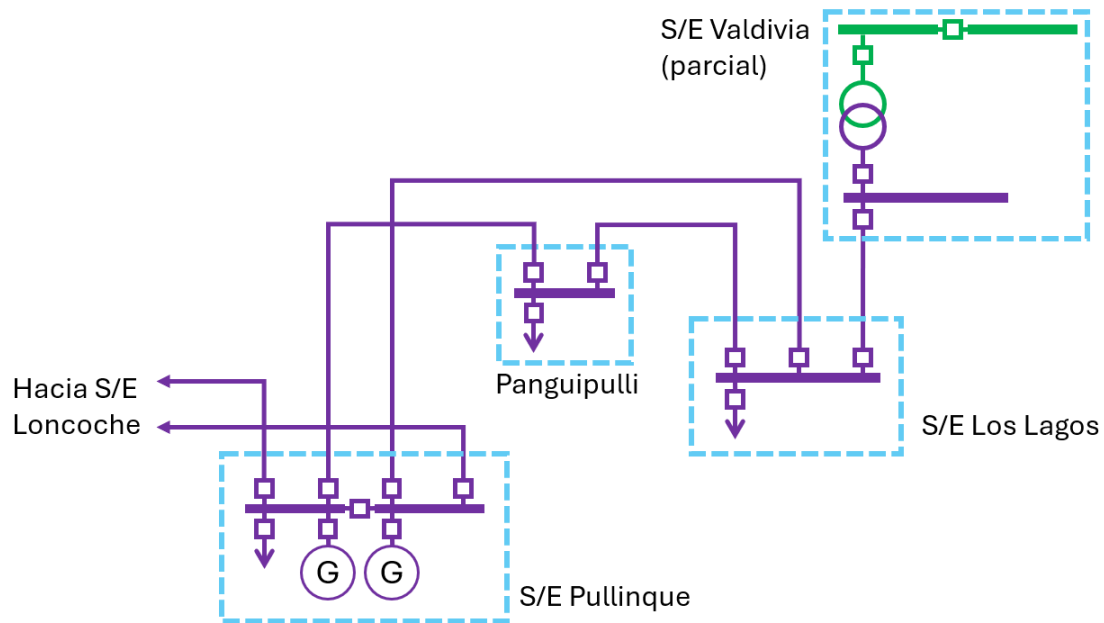


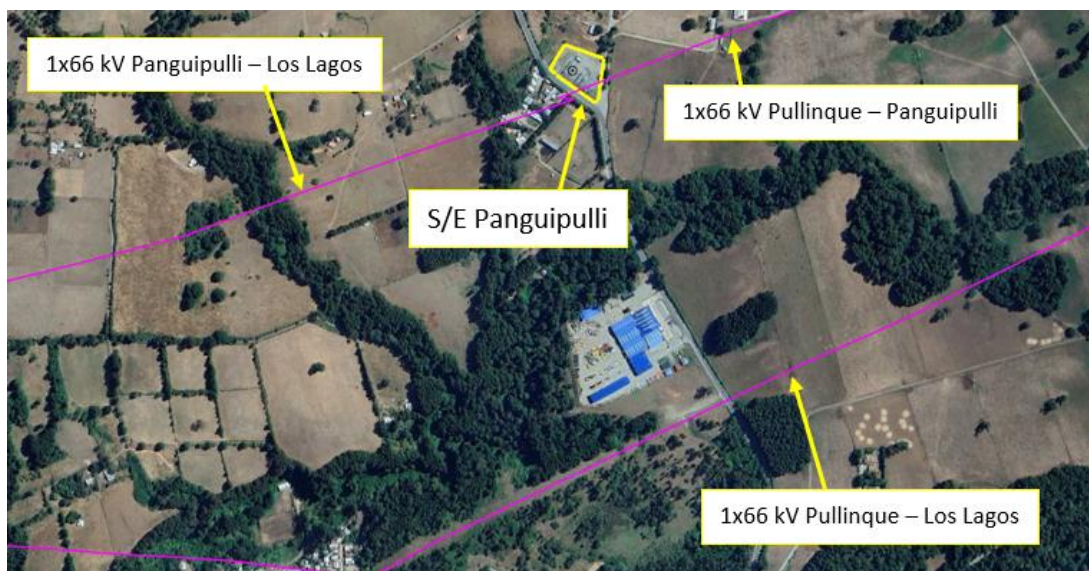
Figura 8-35: Contexto geográfico de la S/E Panguipulli.

El diagrama unilineal de la subestación y su sistema eléctrico cercano se presenta a continuación.





**Figura 8-36: Diagrama unilineal simplificado del sistema relevante para la obra analizada.**

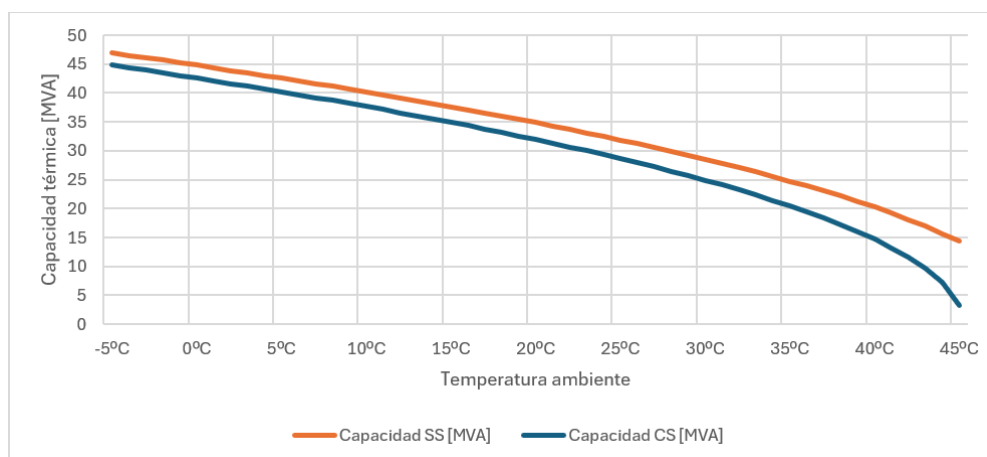


**Figura 8-37: Detalle del contexto geográfico de la S/E Panguipulli.**

La S/E Panguipulli se abastece a través de dos líneas de transmisión: 1x66 kV Pullinque – Panguipulli y 1x66 kV Panguipulli – Los Lagos. En la vista geográfica más detallada (Figura 8-37), se observa que el trazado de la línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos se desarrolla a una corta distancia de la S/E Panguipulli.



Las líneas de 66 kV mencionadas anteriormente se desarrollan utilizando un conductor de cobre 2/0 AWG, y su capacidad térmica obtenida desde los archivos anexos del portal InfoTécnica del Coordinador Eléctrico Nacional<sup>9</sup>, se presenta en el siguiente gráfico.



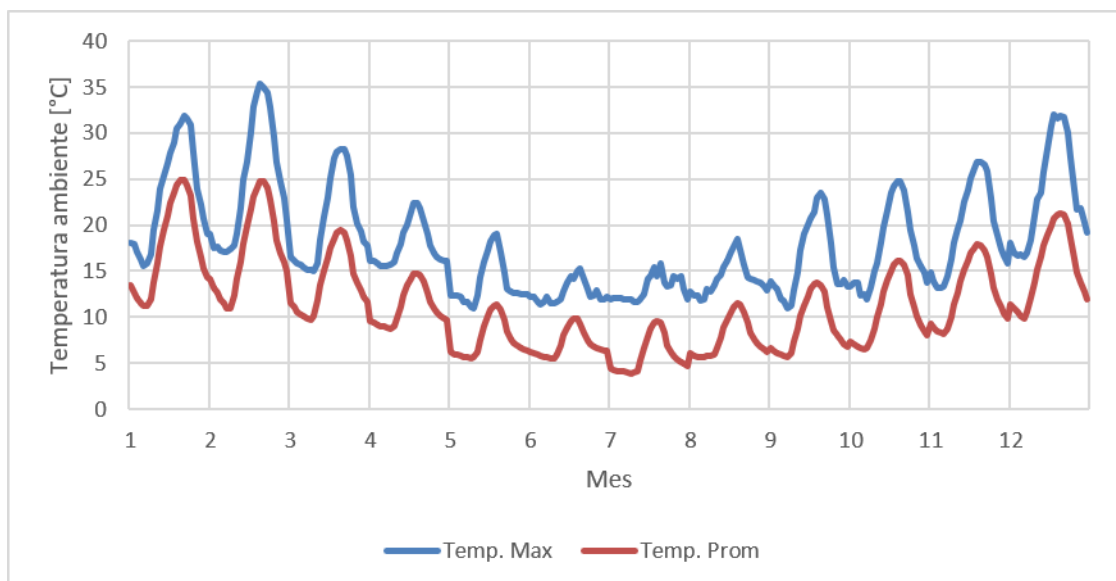
**Figura 8-38: Capacidad térmica de transmisión de la línea 1x66 kV Pullinque – Panguipulli, calculada a la tensión nominal de 66 kV<sup>10</sup>.**

Con el objetivo de obtener la capacidad térmica de las líneas de transmisión, se caracterizó la temperatura ambiente histórica en la zona de emplazamiento de la línea 1x66 kV Pullinque – Panguipulli, a través de las estaciones Panguipulli, Panguipulli y Santa Carla, Los Lagos de la Red Agrometeorológica INIA<sup>11</sup>. De esta manera, la temperatura promedio y máxima horaria para cada mes se presenta en el siguiente gráfico.

<sup>9</sup> <https://infotecnica.coordinador.cl/>

<sup>10</sup> De acuerdo con la información obtenida del portal Infotécnica, la temperatura de diseño máxima para estas líneas es de 50°C.

<sup>11</sup> <https://agrometeorologia.cl/>



**Figura 8-39: Temperatura horaria promedio y máxima, estación Panguipulli, Panguipulli.**

**Tabla 8-4: Temperatura promedio máxima y temperatura máxima mensual, estación Panguipulli, Panguipulli.**

| Mes | Temp. Promedio máxima [°C] | Temp. Máxima [°C] |
|-----|----------------------------|-------------------|
| 1   | 24,9                       | 31,8              |
| 2   | 24,8                       | 35,3              |
| 3   | 19,5                       | 28,2              |
| 4   | 14,7                       | 22,4              |
| 5   | 11,4                       | 19,1              |
| 6   | 9,8                        | 15,3              |
| 7   | 9,6                        | 15,8              |
| 8   | 11,5                       | 18,5              |
| 9   | 13,7                       | 23,5              |
| 10  | 16,1                       | 24,8              |
| 11  | 17,9                       | 26,9              |
| 12  | 21,3                       | 32,0              |

Cabe señalar que, debido a la cercanía de las subestaciones Lastarria, Loncoche y Panguipulli, parte de los antecedentes técnicos presentados para la obra “Aumento de capacidad LT 2x66 kV Lastarria – Loncoche” resultan también aplicables al análisis de la presente obra. En particular, ello comprende el diagrama unilineal simplificado del sistema relevante, el análisis de la generación de la Central Pullinque y las obras futuras contenidas en Planes de Expansión de la Transmisión anteriores.

### 8.5.2 Justificación de la necesidad

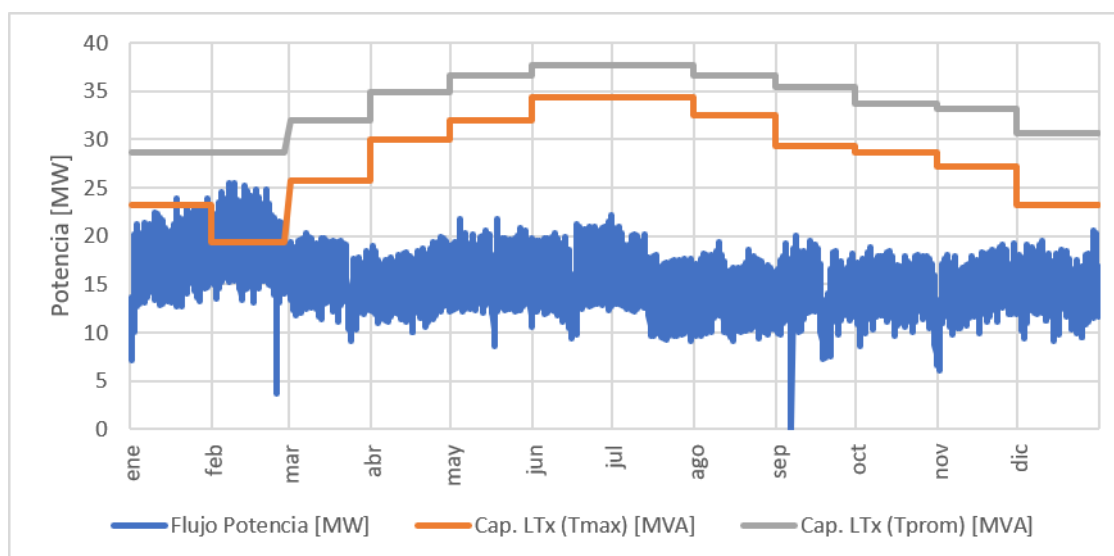
La obra necesaria y urgente “Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos” tiene como objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda de los consumos conectados a la S/E Panguipulli y mejorar las condiciones de seguridad y calidad del servicio, asociados en particular a los niveles de tensión en dicha subestación y sus alrededores.

El proyecto se sustenta técnicamente en el análisis de los flujos de potencia de la línea de transmisión “1x66 kV Pullinque – Panguipulli”, considerando la proyección de demanda hasta el año 2031, año que corresponde a la estimación más próxima para la eventual entrada en operación del conjunto de obras orientadas a apoyar el abastecimiento de la demanda de las ciudades de Villarrica y Pucón, individualizadas en el acápite 8.4.1.

Atendido que la materialización de dichas obras se encuentra condicionada a los plazos propios de su respectivo estudio de franjas y procesos de licitación, la obra “Ampliación en S/E Panguipulli y seccionamiento de línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos” resulta indispensable para asegurar el abastecimiento de demanda de la zona durante el periodo previo a su entrada en operación.

El escenario supuesto considera que las líneas Pullinque – Los Lagos 66 kV y Panguipulli – Los Lagos 66 kV operan abiertas en el extremo Los Lagos, y por lo tanto la línea bajo estudio abastece radialmente la subestación Panguipulli, considerando además la generación promedio en la central Pullinque.

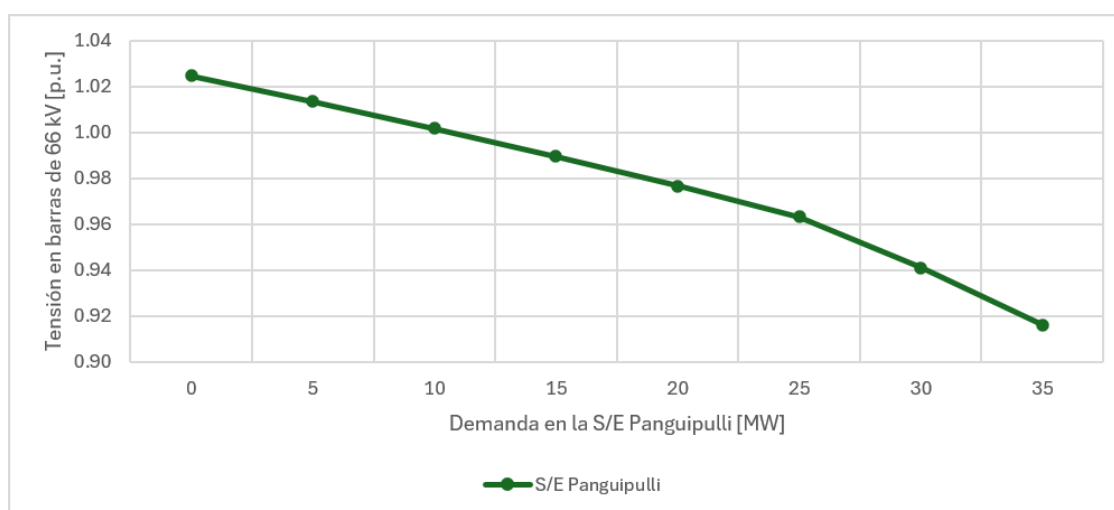
En estas condiciones, el flujo de potencia proyectado en la línea 1x66 kV Pullinque – Panguipulli y su capacidad térmica de transmisión a temperatura horaria máxima y promedio (Tabla 8-4) se presenta a continuación.



**Figura 8-40: Flujo de potencia proyectado al año 2031 por la línea 1x66 kV Pullinque – Panguipulli, suponiendo temperatura máxima mensual de la zona relevante.**

El gráfico presentado proyecta una cargabilidad elevada en la línea de transmisión bajo estudio, superando el 100% al considerar la temperatura máxima y el 89% al considerar la temperatura promedio. Esto refleja la urgencia de incorporar una obra orientada al abastecimiento de la demanda en la S/E Panguipulli, toda vez que no hay obras de expansión decretadas que se pongan en servicio antes del año 2031.

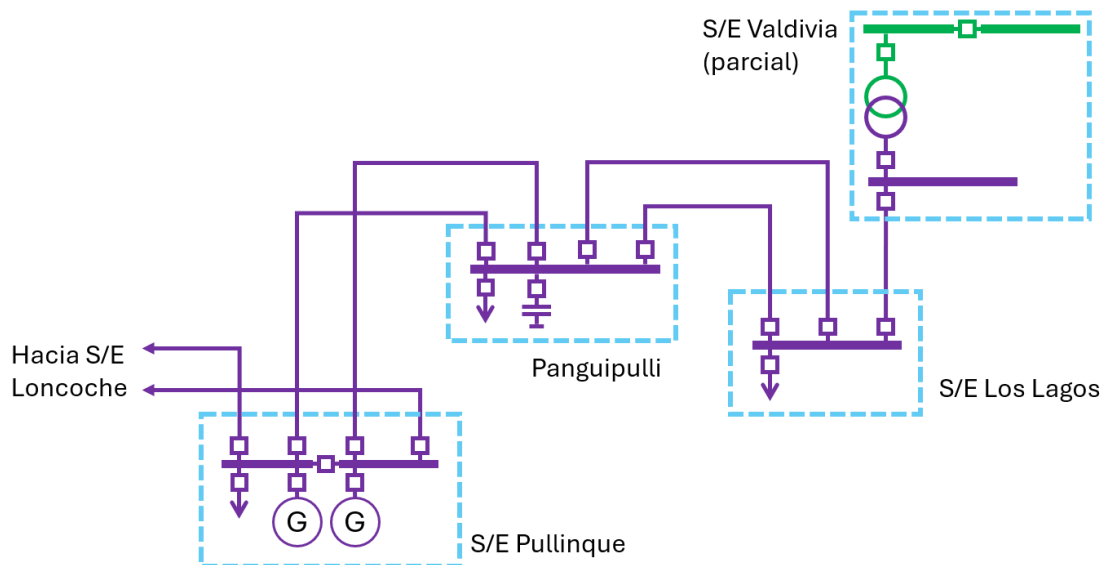
Por otra parte, la ampliación propuesta incorpora un banco de condensadores con el objetivo de mejorar la regulación de tensión en la S/E Panguipulli. En efecto, la curva P-V para esta subestación muestra que, al utilizar toda la capacidad de transformación instalada en ella, la tensión estaría cercana al límite inferior de tensión admitido por la NTSyCS para operación normal, incluso considerando el seccionamiento de la línea 1x66 kV Pullinque – Los Lagos en la S/E Panguipulli de este proyecto y el refuerzo de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche (Figura 8-41) incorporado en este informe.



**Figura 8-41: Curva P-V para la S/E Panguipulli, considerando las obras incorporadas en la presente propuesta de Obras Necesarias y Urgentes.**

En consecuencia, la obra propuesta permite, por una parte, mitigar las restricciones de capacidad proyectadas en la línea 1x66 kV Pullinque – Panguipulli, asociadas al abastecimiento de demanda de la S/E Panguipulli; y, por otra, mejorar las condiciones de tensión en dicha subestación mediante la incorporación de compensación reactiva.

El diagrama unilineal resultante de la obra propuesta se presenta a continuación.



**Figura 8-42: Diagrama unilineal simplificado de la S/E Panguipulli y sus alrededores, incorporando las ampliaciones propuestas.**

### 8.5.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

Se excluye esta obra del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2026 debido a consideraciones relativas a su fecha de puesta en servicio, toda vez que se estima que la fecha más temprana en la que entraría en servicio una obra incluida en dicho proceso sería en el segundo semestre de 2032. Dicha fecha sería posterior a aquella en que se proyectan las restricciones de capacidad y tensión que justifican la ejecución de la obra.

En efecto, de acuerdo con lo presentado en el acápite anterior, hacia el año 2031 la línea 1x66 kV Pullinque – Panguipulli presentaría niveles de cargabilidad elevados, alcanzando o superando su capacidad bajo determinadas condiciones de temperatura, mientras que la S/E Panguipulli presentaría condiciones de tensión cercanas al límite inferior admitido para operación normal.

En contraste, la incorporación de esta obra mediante el presente proceso de Obras Necesarias y Urgentes permitiría disponer de una solución en una oportunidad compatible con la fecha en que se proyecta la necesidad, contribuyendo a asegurar el abastecimiento de la demanda de la S/E Panguipulli y a resguardar la seguridad y calidad de servicio mediante la mejora de las condiciones de tensión en la subestación.

Por lo tanto, se justifica su incorporación al presente proceso de Obras Necesarias y Urgentes, ya que permitiría atender oportunamente las restricciones de capacidad y tensión identificadas, a diferencia de lo que ocurriría si la obra fuese abordada únicamente mediante el Proceso de Planificación de la Transmisión del año 2026.

---

## SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

### 8.6 Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)

#### 8.6.1 Zona de análisis y antecedentes

El sistema de almacenamiento BESS se incluye dentro del presente proceso para asegurar el abastecimiento de la demanda y aumentar la seguridad del servicio en la zona al sur de S/E Cautín, en un contexto en que la infraestructura de transmisión ya decretada para resolver las restricciones del corredor Cautín – Ciruelos no ha podido materializarse oportunamente.

El principal objetivo de la obra es reducir los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda, entregando recursos adicionales a la operación que permitan mejorar las condiciones habilitantes del “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”, obra que ya se encuentra decretada<sup>12</sup> y cuya materialización ha enfrentado dificultades asociadas a la imposibilidad de obtener desconexiones suficientes para intervenir dicha infraestructura. Actualmente, dicha línea constituye el único enlace del Sistema de Transmisión Nacional que interconecta la zona al sur de la S/E Cautín con el resto del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que su operación resulta crítica para reducir los riesgos de abastecimiento de la demanda ante indisponibilidad de combustibles o de recursos en la zona, como el agua o el viento.

---

<sup>12</sup> Decreto de Expansión N°293 de 2018 de Ministerio de Energía.

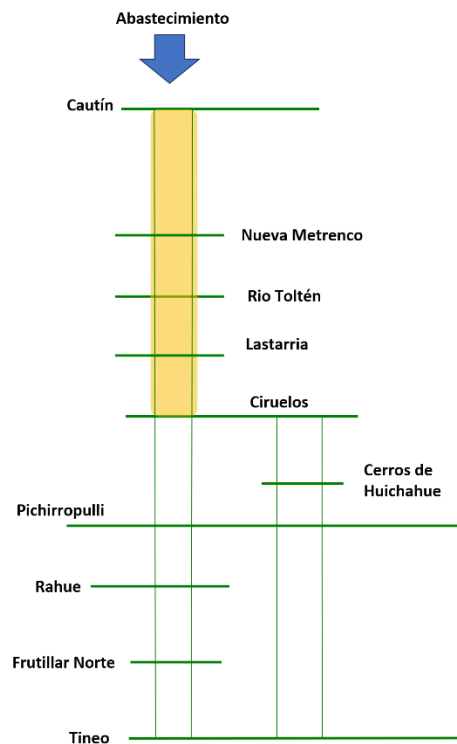


Figura 8-43: Diagrama unilineal del sistema en 220kV entre S/E Cautín y S/E Tineo.

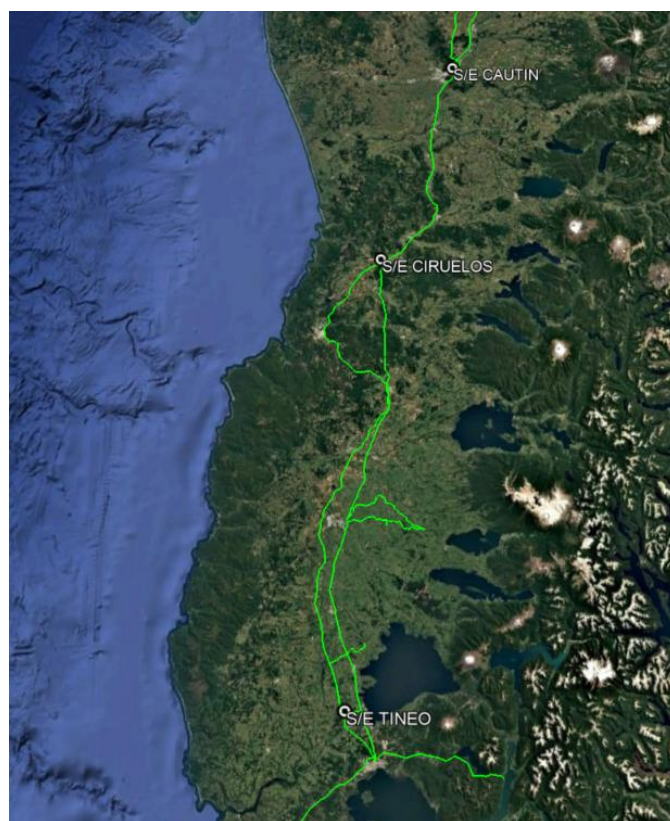


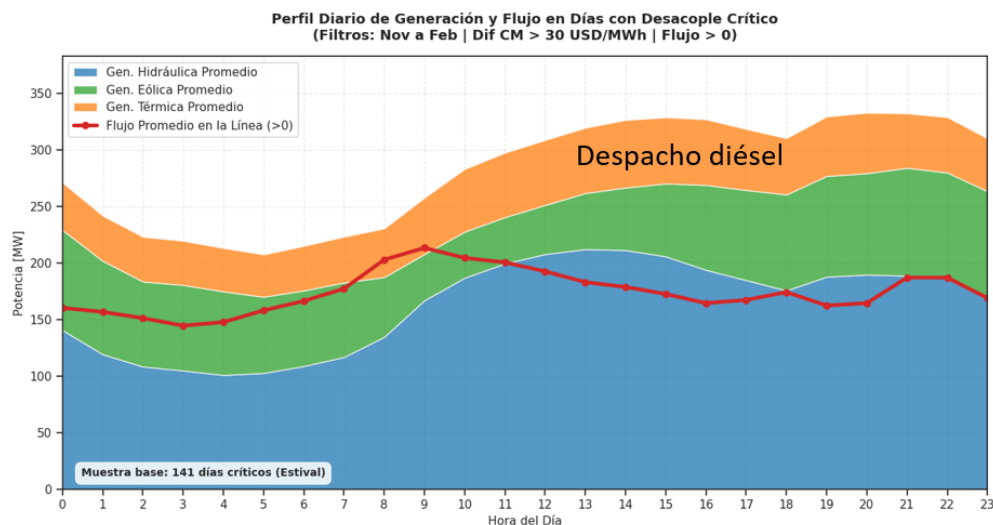
Figura 8-44: Ubicación geográfica de la Línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos y S/E Tineo.

Como ya se adelantó, la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos constituye el único enlace del Sistema de Transmisión Nacional que interconecta la zona al sur de la S/E Cautín con el resto del Sistema Eléctrico Nacional. Por ende, dicha línea cumple un rol crítico en el abastecimiento de la zona. Asimismo, se espera que aumente la instalación de generación renovable en el área, incrementando las transferencias de energía desde esta zona hacia el norte del sistema.

En este contexto, resulta especialmente relevante asegurar el abastecimiento continuo y seguro de la demanda ubicada al sur de la S/E Cautín, puesto que, ante restricciones, congestiones o indisponibilidades prolongadas en este segmento de la red, el sistema se ve forzado a recurrir a generación local en base a diésel para suplir el déficit de energía.

Lo anterior supone un aumento relevante en los costos de operación de la zona y, adicionalmente, representa un riesgo para la seguridad de abastecimiento de la demanda, considerando que la disponibilidad de combustible para una operación sostenida de las unidades diésel es limitada<sup>13</sup>.

Esta situación se observa incluso en el corto plazo. Al respecto, el siguiente gráfico presenta la operación real promedio de un día de verano, elaborada a partir de datos de operación real del año 2025 y de lo transcurrido del año 2026, periodo en que la línea enfrenta mayores restricciones operativas, junto con el despacho de las principales fuentes de generación local ubicadas al sur de la S/E Ciruelos. A partir de esta información, se evidencia que el abastecimiento de la demanda de la zona requiere, en determinadas horas, de los recursos asociados al despacho de unidades diésel.



**Figura 8-45: Despacho Promedio y Flujo Promedio en la Línea de Transmisión.**

<sup>13</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/06/Informe-Final-Characterizacion-Logistica-Suministro-de-Diesel.pdf>





A partir del gráfico anterior, se demuestra que, incluso en condiciones normales de operación, existen escenarios que requieren el despacho de centrales diésel para abastecer la demanda de la zona. En consecuencia, la desconexión de alguno de los circuitos del enlace 2x220 kV Cautín – Ciruelos, para habilitar la ejecución de su refuerzo, supone un riesgo relevante para la seguridad del abastecimiento.

La necesidad de reforzar esta infraestructura ya había sido identificada en procesos de expansión anteriores. En efecto, el Decreto de Expansión N°293 de 2018 incluyó la obra “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín” referida anteriormente, cuyo objetivo era incrementar la capacidad de transferencia de la línea hasta 420 MVA por circuito. Sin embargo, a la fecha, dicha obra se mantiene paralizada, debido a que la alta exigencia operativa de la zona ha impedido que el Coordinador Eléctrico Nacional autorice las desconexiones requeridas para su ejecución. Como resultado, el adjudicatario abandonó el proyecto registrando un avance constructivo cercano al 36%, de acuerdo con los avances de obra informados hasta la fecha<sup>14</sup>.

Posteriormente, durante el año 2024, la obra fue incorporada en un nuevo proceso de licitación con el objeto de viabilizar su materialización. No obstante, dicho proceso finalizó sin la presentación de ofertas para su adjudicación.

En este contexto, la empresa propietaria de las instalaciones, Transelec S.A., notificó a la Comisión Nacional de Energía que asumiría la responsabilidad de ejecutar la obra de ampliación de la línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín, conforme a lo dispuesto en la Resolución Exenta N°99 de 2025 y en el artículo 99 de la Ley. Asimismo, acorde con dicha resolución, el propietario de la instalación podrá enviar a la Comisión una solicitud de revisión del V.I. adjudicado contenido en el respectivo decreto de adjudicación, en virtud de lo cual, la empresa propietaria de la instalación efectivamente presentó una solicitud de revisión de V.I. considerando las nuevas condiciones y costos de ejecutar este refuerzo.

Sin perjuicio de lo anterior, aun cuando la empresa propietaria ha asumido la responsabilidad de ejecutar el aumento de capacidad de la línea, las actuales condiciones operativas del sistema mantienen una baja probabilidad de intervenir dicha infraestructura en el corto plazo. Por ello, la promoción de la presente obra resulta relevante, en la medida en que aumenta los recursos disponibles para la operación y maniobras del sistema, mejorando las condiciones para que el Coordinador Eléctrico Nacional pueda autorizar la desconexión de uno de los circuitos del enlace Cautín – Ciruelos y, con ello, permitir la

---

<sup>14</sup> Información del avance de la obra “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”, NPU 1194. Para más información revisar el enlace <https://seguimientoejecucionobras.coordinador.cl/>.



ejecución de dicho refuerzo, reduciendo así los riesgos de abastecimiento de la demanda en la zona.

### **8.6.2 Justificación de la necesidad**

La obra necesaria y urgente “Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)” tiene como objetivo principal asegurar el abastecimiento de la demanda ubicada al sur de la S/E Cautín y mejorar las condiciones operativas para habilitar la ejecución del aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, obra ya decretada que no ha podido materializarse oportunamente.

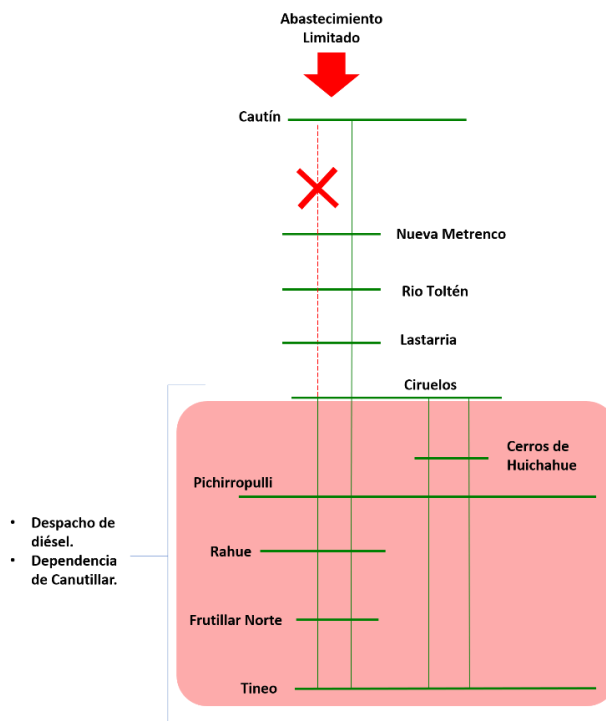
En este sentido, la obra propuesta no sustituye el aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, sino que constituye una solución necesaria y urgente para reducir los riesgos de abastecimiento de la zona, producto de las dificultades en la ejecución del refuerzo mencionado, mejorar las condiciones operativas que permitan ejecutar dicho refuerzo y, complementariamente, aportar flexibilidad al sistema mediante su operación como Grid Booster.

La necesidad de esta obra se explica por el atraso en la materialización de la obra “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”, cuyo objetivo es resolver las restricciones existentes en dicho enlace. Sin embargo, su ejecución requiere la desconexión de uno de los circuitos de la línea, lo que no ha podido ser autorizado de manera suficiente atendida la alta exigencia operativa de esta infraestructura y su rol crítico para el abastecimiento de la demanda al sur de la S/E Cautín.

De los antecedentes analizados se desprende, por una parte, la necesidad de contar con mayor capacidad de transmisión entre Cautín y Ciruelos, y por otra, que la ejecución de la obra “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín” enfrenta como principal obstáculo el alto riesgo asociado a la desconexión de uno de sus circuitos para habilitar el refuerzo, debido a que dicha línea constituye la única vía de interconexión de la zona.

Lo anterior se debe a que la desconexión de uno de los circuitos obliga a preparar el sistema para la eventual falla del circuito que permanece en servicio, condición que podría dejar aislada la zona ubicada al sur de la S/E Cautín respecto del resto del Sistema Eléctrico Nacional. En dicho escenario, para abastecer la demanda local se requiere contar con recursos disponibles en el embalse de la central Canutillar, disponibilidad de combustible diésel, caudales hídricos suficientes y recurso eólico en la zona.

En consecuencia, la desconexión de un circuito para habilitar su refuerzo, como se muestra en la Figura 8-46, implica reducir la transferencia por el tramo Cautín – Ciruelos, aumentar la dependencia de generación diésel y, por ende, disminuir las reservas de combustible disponibles, restringiendo la posibilidad de mantener desconexiones prolongadas. Esta condición se vuelve especialmente crítica considerando que los recursos hídricos son limitados y que la operación normal del sistema ya presenta condiciones exigentes.



**Figura 8-46: Diagrama unilineal operación del sistema en 220kV entre S/E Cautín y S/E Tineo durante la ejecución del refuerzo.**

En este contexto, se considera la instalación de un sistema de almacenamiento de energía como una alternativa eficiente para mejorar las condiciones operativas de la zona. Ello, considerando que el refuerzo de la línea ya se encuentra decretado, mientras que la construcción de una nueva línea supondría mayores costos, mayores desafíos de factibilidad, plazos de ejecución más extensos y un efecto más localizado en comparación con una solución de almacenamiento.

Asimismo, se considera que la instalación del sistema en la S/E Tineo presenta mayores beneficios, dado que su ubicación permite abarcar naturalmente un mayor número de tramos del sistema en 220 kV, manteniendo una eficacia adecuada para el control de flujos en la zona.

Respecto de su dimensionamiento, se considera un sistema de almacenamiento de 200 MW y 2 horas de duración, definido a partir de las condiciones de despacho proyectadas, los límites operativos del tramo Cautín – Ciruelos y la utilidad futura del sistema una vez que el refuerzo de la línea se concrete. Asimismo, considerando la restricción de operación de la línea que bordea los 200 MW en ciertos periodos del año, este dimensionamiento permite aumentar el límite del corredor Cautín – Ciruelos y asegurar la utilidad del BESS mientras no se esté ejecutando la obra de refuerzo.

Adicionalmente, considerando que la operación de la zona al sur de la S/E Cautín depende de la disponibilidad de otros recursos locales, el sistema de almacenamiento permitiría entregar mayor flexibilidad operacional al sistema. En particular, cuando no se encuentre siendo utilizado directamente para habilitar la ejecución de la obra de refuerzo, el BESS

podría operar como Grid Booster para los tramos comprendidos entre Cautín y Tineo, contribuyendo a una mejor utilización de la infraestructura existente y a la operación segura del sistema.

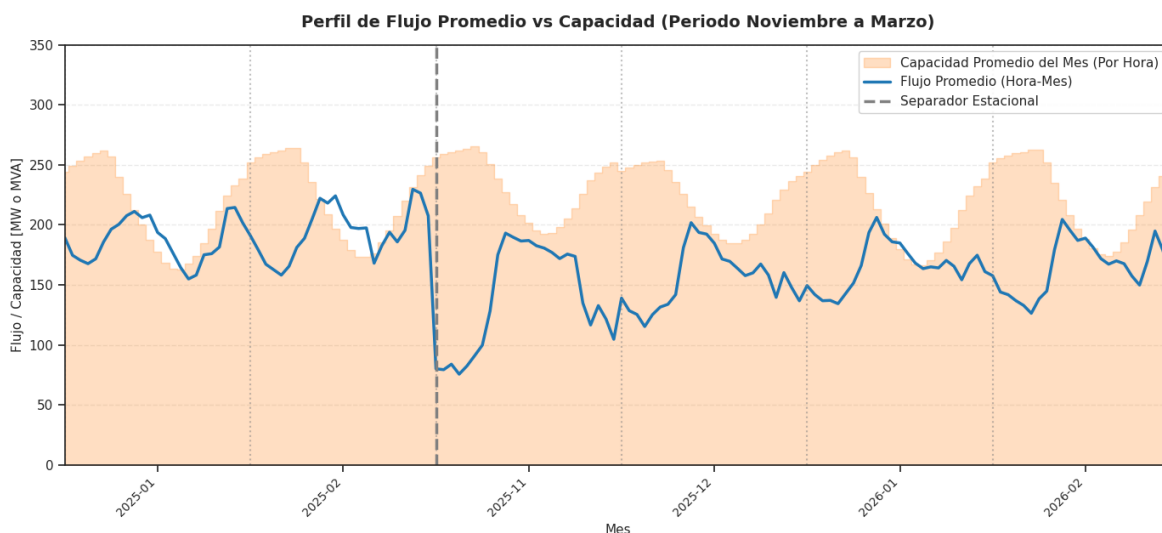
De esta forma, se consideran los siguientes modos de operación del proyecto:

1. Habilitante de la obra “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín” (Operación en isla).
2. Grid booster para los tramos entre Cautín y Tineo.

A continuación, se desarrollan los modos de operación del proyecto antes indicados.

#### 8.6.2.1 Habilitante de la obra “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”

Como se mencionó en el acápite anterior, actualmente la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos opera con flujos cercanos a su capacidad térmica en condiciones de alta temperatura ambiente. Por ello, durante los meses de noviembre a marzo, las restricciones operativas de la línea obligan a compensar los flujos de generación renovable mediante el despacho de las centrales ubicadas al sur de S/E Cautín.



**Figura 8-47: Flujo promedio vs capacidad promedio hora-mes en la línea 2x220 kV Cautín-Ciruelos, en meses de verano<sup>15</sup>.**

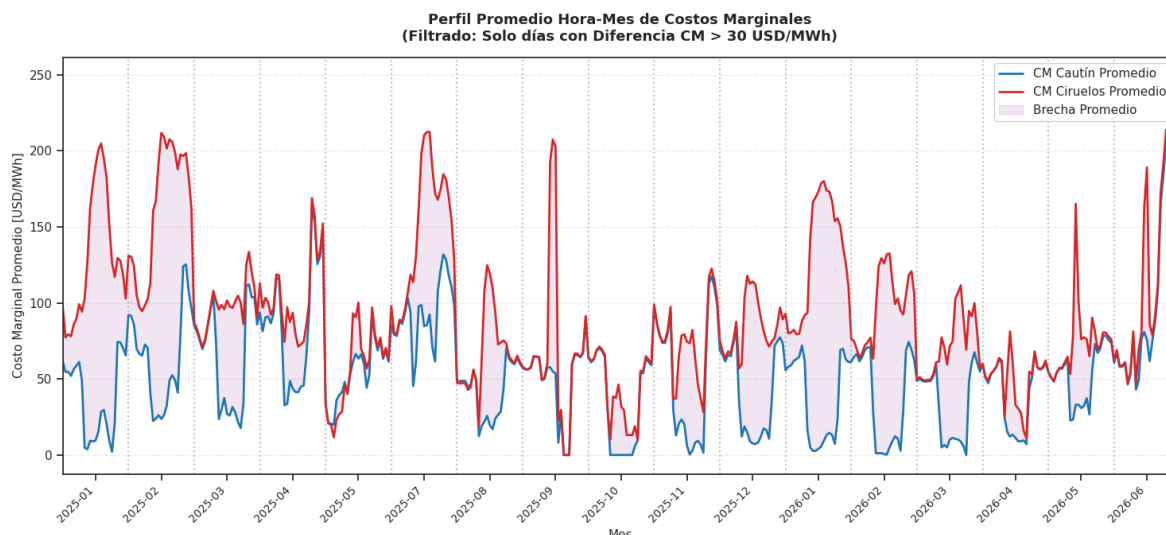
En escenarios de demanda alta, la saturación de esta infraestructura de transmisión genera la necesidad de despachar generación térmica local para reducir los flujos por la línea. Esta condición operativa eleva los costos marginales en S/E Ciruelos y genera un desacople de precios respecto a los costos observados en la S/E Cautín.

<sup>15</sup> El gráfico refleja la capacidad promedio hora-mes calculada únicamente en función de la temperatura promedio entre la S/E Cautín y S/E Ciruelos, sin considerar el efecto del viento u otras condiciones contempladas en la operación real del sistema.

Considerando que la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos constituye actualmente el único enlace del Sistema de Transmisión Nacional que interconecta la zona al sur de la S/E Cautín con el resto del Sistema Eléctrico Nacional, la imposibilidad de ejecutar oportunamente su refuerzo representa una condición crítica para la operación de dicha zona. Si bien existe una obra de expansión destinada a resolver las restricciones operativas de este tramo, no ha sido posible establecer ventanas de desconexión suficientes para intervenir la línea, debido a la alta exigencia operativa que presenta actualmente esta infraestructura.

En consecuencia, el retraso en la ejecución de la obra mantiene una condición de congestión recurrente, que incrementa los costos de operación del sistema, especialmente en un contexto de crecimiento sostenido de la demanda. En ausencia de una solución que permita abordar esta necesidad del sistema de transmisión, la operación debe continuar recurriendo al despacho de generación térmica local, manteniendo una condición de ineficiencia operativa y económica.

Esto se refleja en el desacople de los costos marginales actuales entre los extremos del enlace Cautín – Ciruelos, según se presenta en el siguiente gráfico.



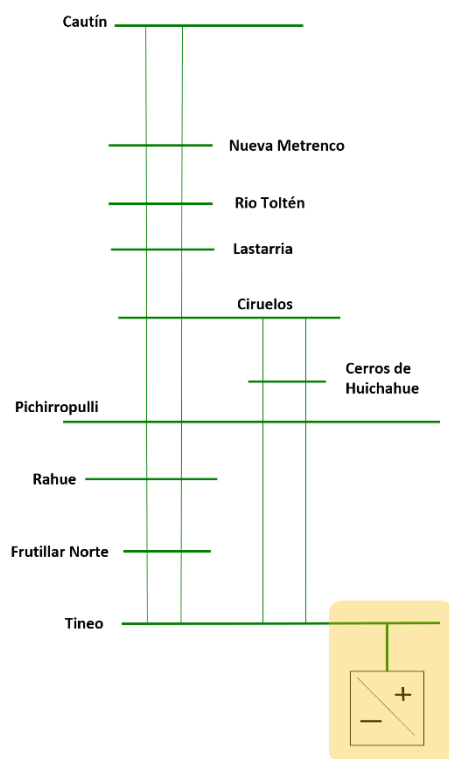
**Figura 8-48: Costo marginal promedio hora-mes en S/E Cautín y S/E Ciruelos para días con desacople mayor a 30 USD/MWh.**

De la figura anterior se observa no solo el desacople de costos marginales entre ambas subestaciones, sino también el valor alcanzado en el nodo de Ciruelos.

#### 8.6.2.1.1 Dimensionamiento

Con el objetivo de generar condiciones operativas favorables para la ejecución del aumento de capacidad de la línea, se determinó incluir un sistema de almacenamiento BESS en la S/E Tineo. La obra corresponde a la instalación de un sistema de almacenamiento de energía de 200 MW, y una capacidad de almacenamiento de, al menos, 400 MWh.

Como habilitante de la obra de aumento de capacidad, el sistema tiene por objetivo permitir la operación en isla del sistema de 220 kV ubicado al sur de la S/E Cautín. Para este modo de operación, la S/E Ciruelos corresponde al punto de conexión naturalmente asociado, por ubicarse en el extremo sur de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos. Sin perjuicio de lo anterior, se considera la conexión del BESS en la S/E Tineo, debido a la falta de disponibilidad de terreno en la S/E Ciruelos y a que dicha conexión resulta eléctricamente equivalente a una conexión en esta última para efectos del referido modo de operación. De esta manera, el BESS permitiría habilitar la desconexión individual de cada uno de los circuitos de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, asegurando condiciones operativas compatibles con la ejecución de la obra de aumento de capacidad.



**Figura 8-49: Diagrama unilineal con obra de Ampliación en SE Tineo 220 kV (NBESS)**

Durante la ejecución del refuerzo, y considerando la operación de un solo circuito de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, se definió un límite máximo de transferencia de 150 MW. Bajo este supuesto, se proyectó que el BESS debería ser capaz de dar autonomía al sistema al Sur de S/E Cautín ante la pérdida total de cualquier segmento del enlace Cautín - Ciruelos.

El análisis se realizó a partir del balance energético de la zona, considerando condiciones de mayor exigencia de demanda y disponibilidad conservadora de recursos hídricos y eólicos, así como el uso de generación diésel necesario para el abastecimiento local. Asimismo, se consideró el uso de la central Canutillar únicamente como respaldo ante escenarios de contingencia en que la falla no logre ser despejada oportunamente.

A partir de dicho análisis, la potencia nominal del BESS se definió en 200 MW, con el objetivo de disponer de una holgura operacional suficiente para formar y sostener la operación en isla del sistema de 220 kV ubicado al sur de la S/E Cautín. Esta holgura permite absorber desviaciones respecto de las condiciones proyectadas, atender variaciones de demanda y disponibilidad de recursos locales, y contar con un margen suficiente para asegurar una operación estable del sistema aislado.

Por su parte, la duración de 2 horas fue definida con el objeto de asegurar que, ante una falla, el BESS pueda sostener la operación en isla durante el periodo requerido para que el Coordinador Eléctrico Nacional establezca un nuevo despacho que asegure la continuidad operativa del sistema. En consecuencia, el dimensionamiento del sistema de almacenamiento corresponde a 200 MW, referidos al lado de alta tensión del transformador de conexión, y a una capacidad de almacenamiento de, al menos, 400 MWh.

La comparación de alternativas permite distinguir entre el requerimiento mínimo de inyección ante la contingencia, estimado en torno a 150 MW, y la potencia nominal requerida para formar y sostener la operación en isla con holgura operacional suficiente. En este contexto, la alternativa de 200 MW con 2 horas de duración presenta el mejor desempeño relativo en términos de autonomía, uso de recursos del embalse y costo por hora de autonomía.

En la siguiente tabla se presentan los indicadores obtenidos para un día tipo.

**Tabla 8-5: Análisis de alternativas BESS.**

| Alternativas  | Autonomía isla [app. horas] | Uso energía embalse [MWh] | Costo autonomía [app. MMUSD/horas] | Límite corredor Cautín – Ciruelos [MW] |
|---------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------------------|----------------------------------------|
| <b>200/2H</b> | 6                           | 241                       | 11,66                              | 150                                    |
| <b>150/2H</b> | 2                           | 361                       | 26,25                              | 150                                    |
| <b>100/2H</b> | 1                           | 361                       | 35,00                              | 100                                    |
| <b>200/1H</b> | 1                           | 361                       | 35,00                              | 150                                    |
| <b>150/1H</b> | 1                           | 361                       | 26,25                              | 150                                    |
| <b>100/1H</b> | 1                           | 361                       | 17,5                               | 100                                    |

A partir de los resultados obtenidos, se estimó que la alternativa de 200 MW con 2 horas de duración presenta la mejor relación costo-beneficio en términos de autonomía. Asimismo, esta alternativa es la que requiere un menor uso de los recursos del embalse de la central Canutillar, permitiendo aumentar las condiciones favorables para la ejecución del refuerzo en aproximadamente tres veces respecto de la alternativa de 150 MW con 2 horas de duración.

El escenario considerado corresponde a demanda alta en verano con un circuito fuera de servicio y posterior falla en el circuito operativo sin reposición, con el objetivo de ver la duración máxima de la autonomía en dichas condiciones.

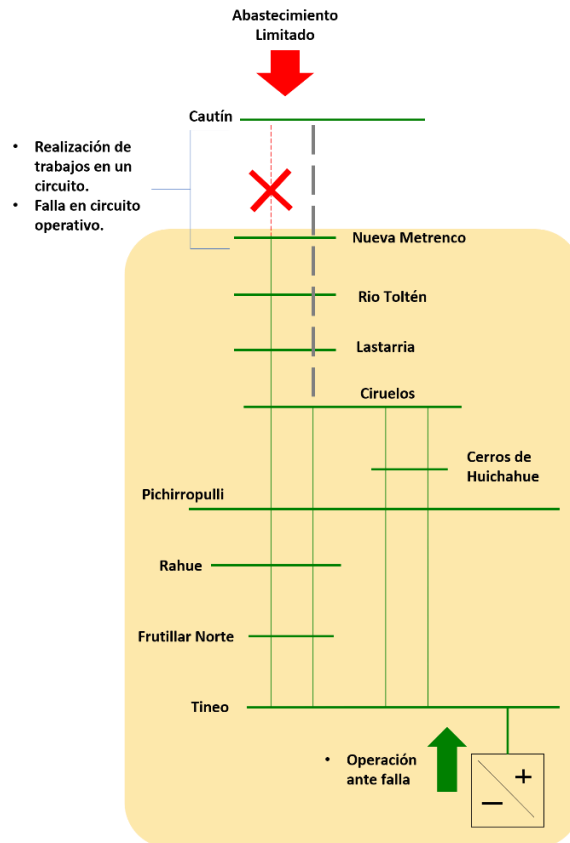


Figura 8-50: Diagrama unilineal de escenario operativo considerado.

En las siguientes figuras se presenta el despacho simplificado utilizado para estimar la autonomía del sistema en las alternativas con 2 horas de duración considerando la falla del enlace Cautín – Ciruelos a partir de la hora 11 sin recuperación posterior.

Se destaca que estas condiciones de despacho son conservadoras y consideran un uso reservado del embalse de la central Canutillar solo con el objetivo de regulación de frecuencia.

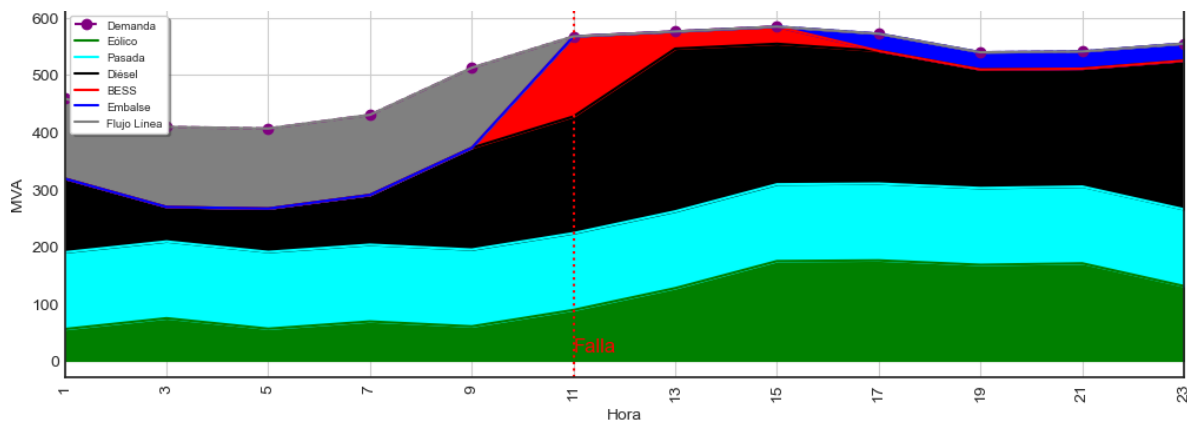
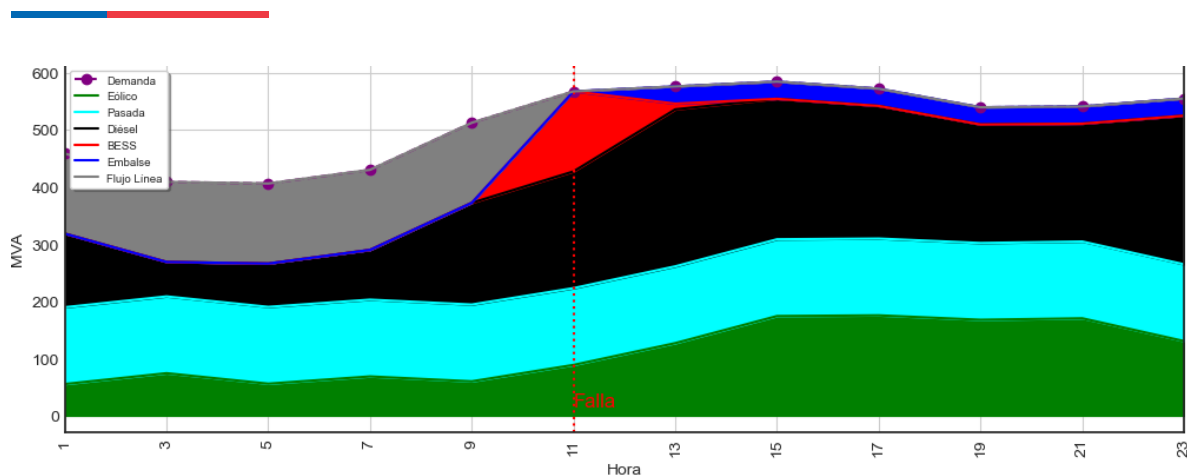
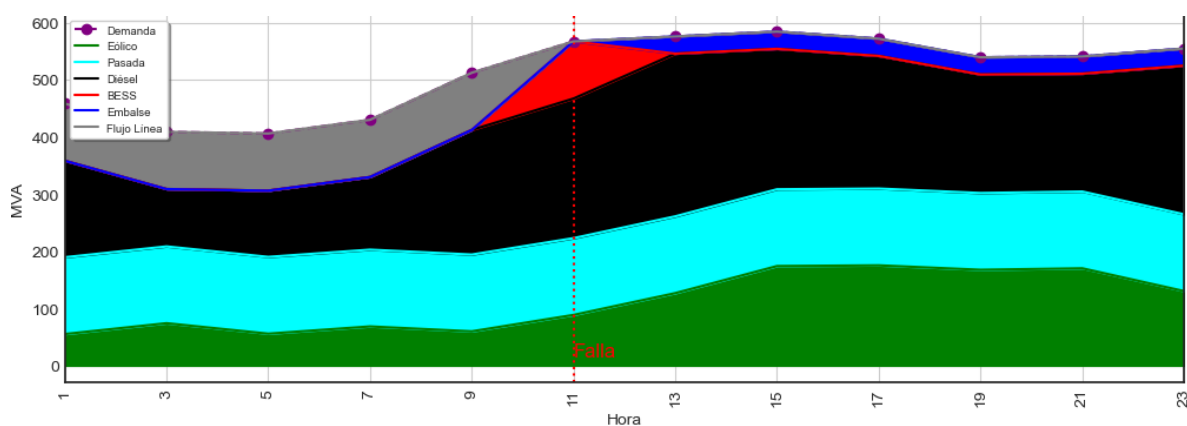


Figura 8-51: Despacho unidades al sur de S/E Cautín ante falla (BESS 200 MW 2 horas).



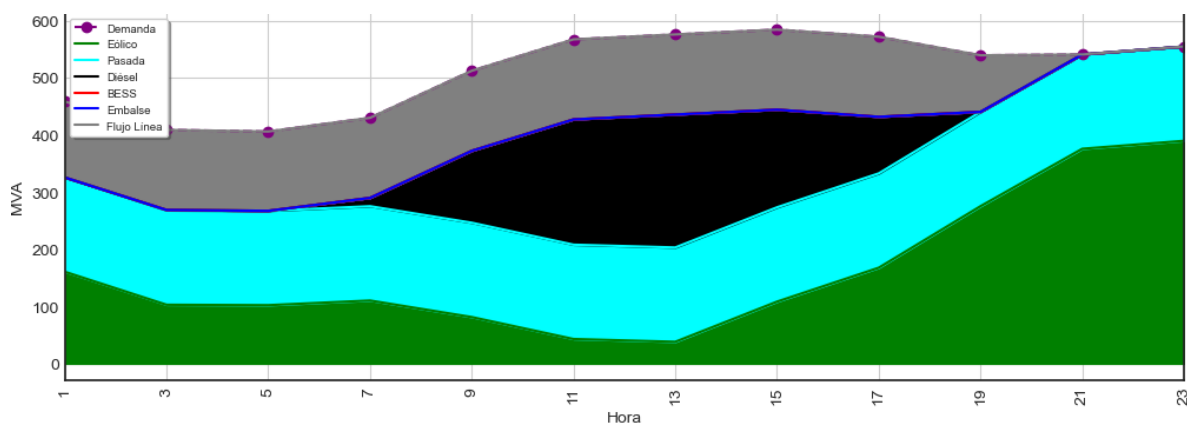


**Figura 8-52: Despacho unidades al sur de S/E Cautín ante falla (BESS 150 MW 2 horas).**



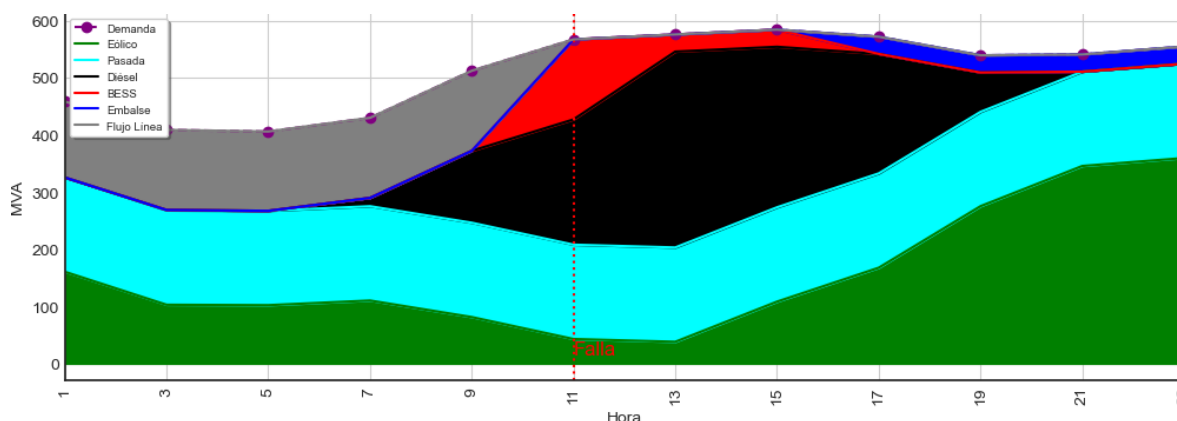
**Figura 8-53: Despacho unidades al sur de S/E Cautín ante falla (BESS 150 MW 2 horas).**

Adicionalmente, a modo de referencia, se analizó un escenario con condiciones de recursos más favorables, considerando un percentil 40 para la disponibilidad de viento y agua. En dicho escenario, el despacho de unidades diésel se reduce considerablemente con posterioridad a la falla del enlace Cautín - Ciruelos.



**Figura 8-54: Despacho unidades al sur de S/E Cautín condición normal (percentil 40 de recursos).**

En esta condición, el sistema requiere un menor uso de generación diésel para abastecer la demanda, mientras la batería mantiene la operación en isla por a lo menos 6 horas antes de requerir la generación de Canutillar. Lo anterior representa una condición más favorable para el sistema y refuerza la conveniencia de la alternativa de 200 MW con 2 horas de duración.



**Figura 8-55: Despacho unidades al sur de S/E Cautín ante falla con BESS 200 MW 2 horas (percentil 40 de recursos).**

A su vez, se requiere que el BESS cuente con capacidad Grid Forming, de manera de asegurar su operación en isla y suplir la demanda del sistema al sur de la S/E Cautín ante una falla en la línea durante el desarrollo de la obra de aumento de capacidad. Durante el análisis de esta necesidad, se determinó que los meses comprendidos entre abril y octubre corresponden al periodo de menor carga en la línea, presentándose como las ventanas más favorables para la ejecución del refuerzo.

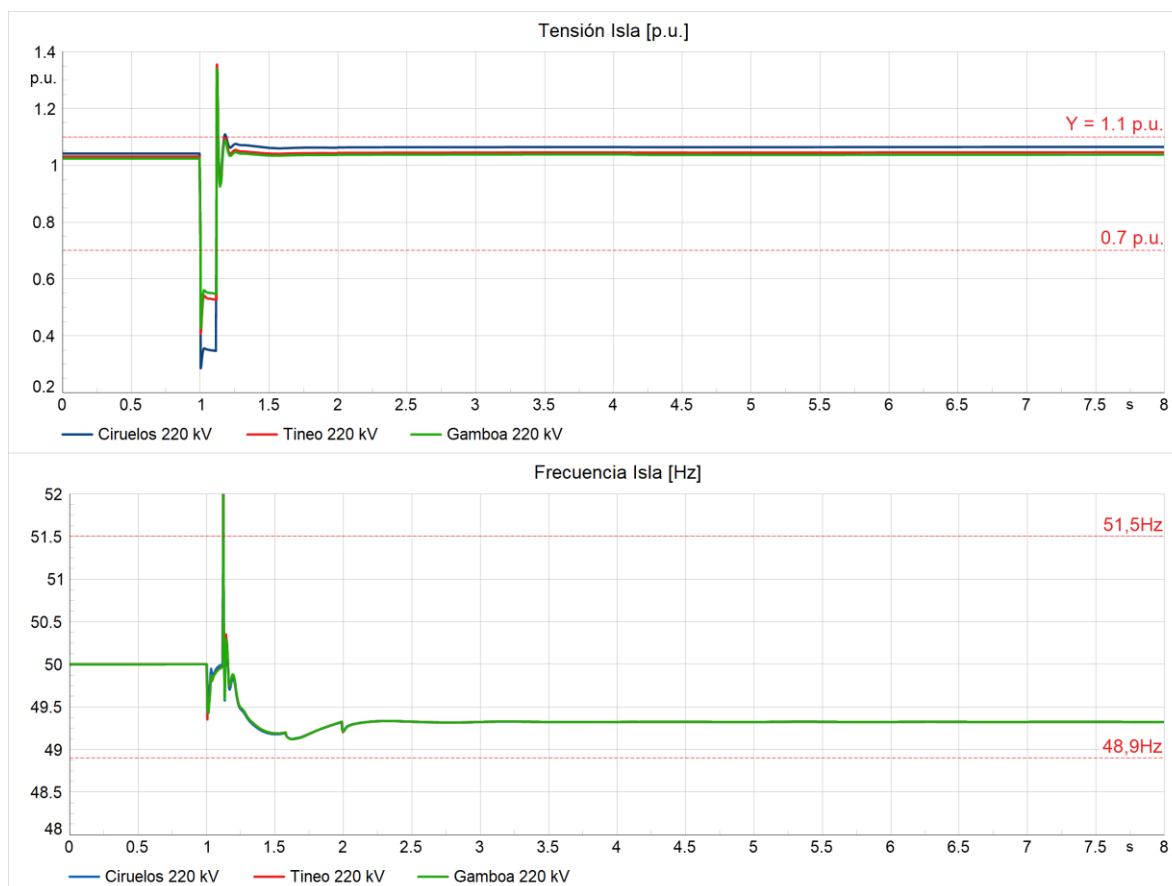
#### 8.6.2.1.2 Estudio dinámico

Se analizó la factibilidad técnica de utilizar el BESS para habilitar la ejecución de la obra “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín” mediante simulaciones dinámicas realizadas en el programa PowerFactory.

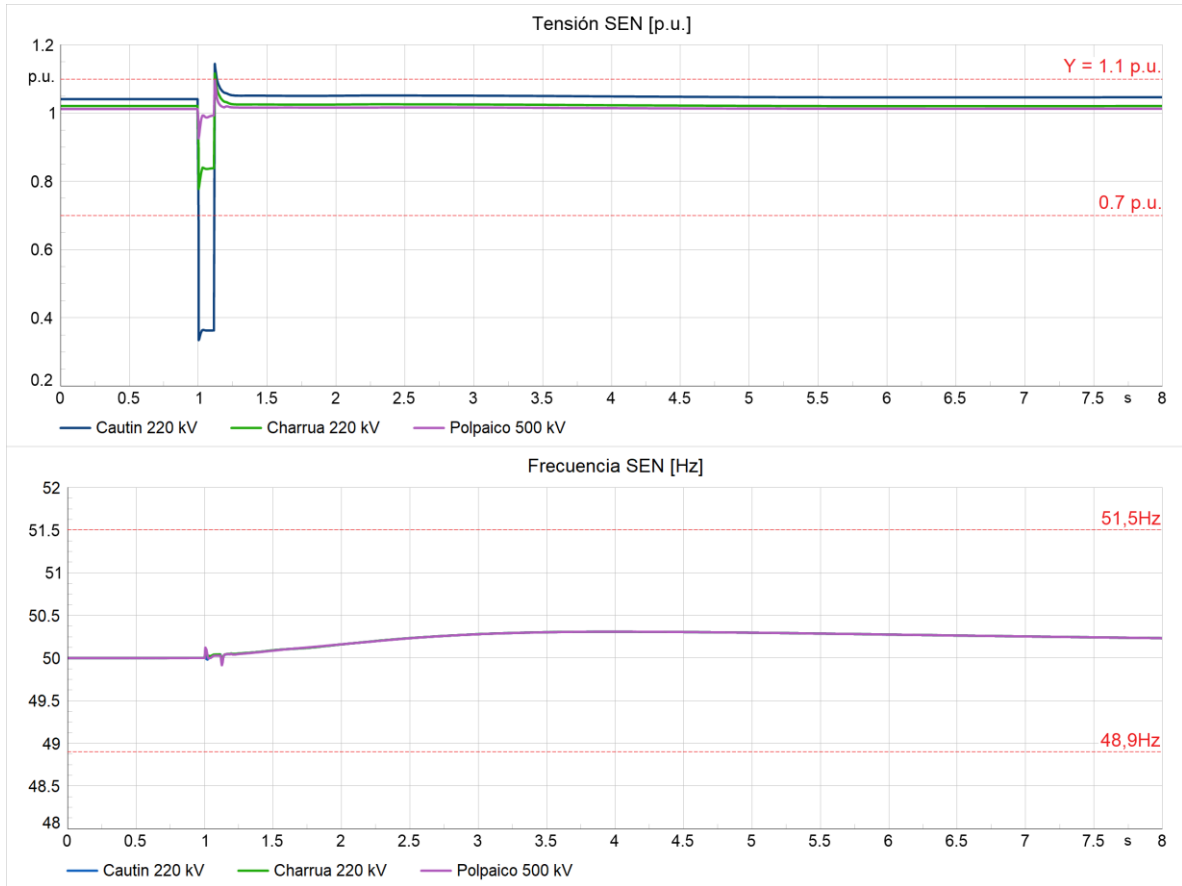
El escenario evaluado considera que un circuito de la línea Cautín – Quepe (ex Nueva Metrenco) 220 kV, perteneciente al enlace Cautín – Ciruelos, está desenergizado, lo que representa que se están realizando las obras para lograr el aumento de capacidad de ese circuito, y que ocurre una falla trifásica a tierra en el circuito en servicio de la misma línea, con un tiempo de despeje de 120 ms. El despacho de centrales al sur de la S/E Cautín considera que la central Canutillar está fuera de servicio, de manera de plantear un escenario más exigente para el control primario de frecuencia del BESS.

A partir del estudio dinámico del sistema se pudo concluir que el BESS permite cubrir la demanda al sur de S/E Cautín en isla, controlando las oscilaciones del sistema eléctrico aislado, en particular utilizando recursos de control primario de frecuencia. Asimismo, se determinó que en el sistema resultante al norte de la S/E Cautín, el incremento de frecuencia resultante de esta contingencia se logra mitigar mediante el uso de los servicios de control primario que el sistema ya tiene.

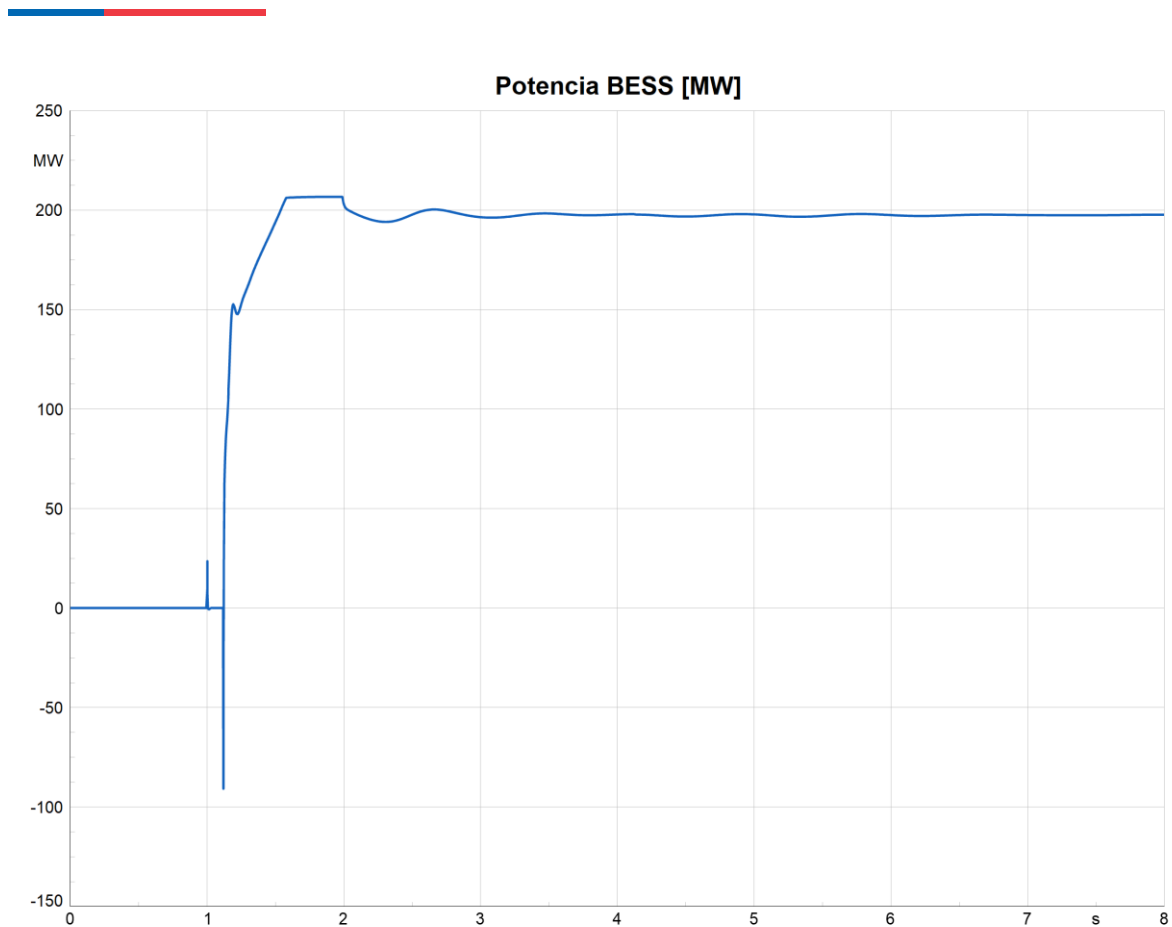
Las siguientes figuras ilustran la evolución dinámica de la tensión y frecuencia de algunas barras representativas de la isla eléctrica, comprendida por las SS/EE ubicadas entre Cautín y Gamboa, y del SEN, comprendido por las subestaciones al norte de la S/E Cautín, lo que demuestra que el BESS propuesto de 200 MW permite operar en isla y constituye, por lo tanto, un recurso adicional para habilitar la ejecución de la obra “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”.



**Figura 8-56: Respuesta dinámica de tensión y frecuencia en barras en el sistema de transmisión comprendido entre las SS/EE Cautín y Gamboa ante un cortocircuito y apertura del circuito de la línea Cautín – Quepe (ex Nueva Metrenco) 220 kV.**



**Figura 8-57: Respuesta dinámica de tensión y frecuencia en barras en el sistema de transmisión comprendido en las SS/EE al norte de Cautín ante un cortocircuito y apertura del circuito de la línea Cautín – Quepe (ex Nueva Metrenco) 220 kV.**



**Figura 8-58: Potencia inyectada por el BESS propuesto ante un cortocircuito y apertura del circuito de la línea Cautín – Quepe (ex Nueva Metrenco) 220 kV.**

### 8.6.2.1.3 Desempeño económico

Respecto de la conveniencia económica de desarrollar el proyecto como habilitante del refuerzo del tramo Cautín – Ciruelos, la siguiente evaluación presenta los beneficios asociados exclusivamente a este modo de operación. Cabe señalar que el análisis fue realizado bajo un enfoque conservador, toda vez que no considera los beneficios que el BESS podría generar mediante su operación como Grid Booster de un terminal.

En este sentido, bajo este modo de operación, durante el primer periodo de funcionamiento del BESS, los beneficios son nulos, dado que esta etapa corresponde a la ejecución de las obras de refuerzo. Por ello, el uso del BESS durante esta etapa debe entenderse como una condición necesaria para viabilizar la materialización de la obra, cuyos beneficios sistémicos se reflejan principalmente una vez concretado el aumento de capacidad de la línea.

**Tabla 8-6: Beneficio anual habilitación del refuerzo.**

| Año                   | ESC-1         | ESC-2        | ESC-3        | AVI           |
|-----------------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| 2025                  | 0,00          | 0,00         | 0,00         | 0,00          |
| 2026                  | 0,00          | 0,00         | 0,00         | 0,00          |
| 2027                  | 0,00          | 0,00         | 0,00         | 0,00          |
| 2028                  | 0,00          | 0,00         | 0,00         | 0,00          |
| 2029                  | -6,40         | -6,43        | -6,39        | -6,43         |
| 2030                  | -1,63         | -1,63        | 4,50         | -7,93         |
| 2031                  | 0,90          | 5,30         | 8,46         | -7,52         |
| 2032                  | 3,15          | 5,48         | 7,74         | -7,13         |
| 2033                  | 3,00          | 6,56         | 8,63         | -6,75         |
| 2034                  | 7,03          | 6,94         | 14,51        | -6,40         |
| 2035                  | 7,12          | 13,35        | 14,88        | -6,07         |
| 2036                  | 6,70          | 13,71        | 12,64        | -5,75         |
| 2037                  | -4,75         | -3,24        | -1,56        | -5,45         |
| 2038                  | -4,74         | -1,54        | -1,29        | -5,17         |
| 2039                  | -4,55         | 0,36         | 0,43         | -4,90         |
| 2040                  | -4,59         | 1,28         | 1,11         | -4,64         |
| 2041                  | -3,49         | -0,49        | 0,58         | -4,40         |
| 2042                  | -3,84         | 0,43         | 3,75         | -4,17         |
| 2043                  | -2,91         | 1,64         | 4,05         | -3,95         |
| 2044                  | -3,73         | 0,29         | 2,24         | -3,75         |
| 2045                  | -3,32         | 0,91         | 4,88         | -3,55         |
| <b>Total</b>          | <b>-16,05</b> | <b>42,94</b> | <b>79,16</b> | <b>-93,97</b> |
| VP Perpetuidad        | -57,38        | 16,14        | 64,49        | -64,60        |
| Costo con Perpetuidad | -73,43        | 59,08        | 143,65       | -158,57       |

Por otro lado, si con posterioridad a la concreción del refuerzo se utiliza el BESS como un Grid Booster de un terminal, se obtienen los siguientes beneficios totales.

**Tabla -8-7: Beneficio anual habilitación del refuerzo y uso posterior como Grid booster.**

| Año  | ESC-1 | ESC-2 | ESC-3 | AVI   |
|------|-------|-------|-------|-------|
| 2025 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| 2026 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| 2027 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| 2028 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| 2029 | -6,40 | -6,43 | -6,39 | -6,43 |
| 2030 | 1,33  | 0,70  | 8,74  | -7,93 |
| 2031 | 5,01  | 11,34 | 15,14 | -7,52 |
| 2032 | 6,16  | 11,05 | 13,61 | -7,13 |
| 2033 | 8,27  | 11,30 | 13,32 | -6,75 |
| 2034 | 11,83 | 12,16 | 21,59 | -6,40 |
| 2035 | 10,22 | 19,93 | 22,54 | -6,07 |
| 2036 | 10,30 | 18,43 | 18,36 | -5,75 |
| 2037 | 2,04  | 3,16  | 5,97  | -5,45 |

| Año                   | ESC-1        | ESC-2         | ESC-3         | AVI           |
|-----------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| 2038                  | 4,33         | 6,95          | 6,80          | -5,17         |
| 2039                  | 8,49         | 10,99         | 9,75          | -4,90         |
| 2040                  | 5,13         | 10,02         | 10,49         | -4,64         |
| 2041                  | 7,05         | 6,01          | 9,28          | -4,40         |
| 2042                  | 5,91         | 8,21          | 14,21         | -4,17         |
| 2043                  | 8,33         | 10,98         | 15,39         | -3,95         |
| 2044                  | 5,06         | 6,59          | 13,05         | -3,75         |
| 2045                  | 5,41         | 9,50          | 15,25         | -3,55         |
| <b>Total</b>          | <b>98,45</b> | <b>150,88</b> | <b>207,10</b> | <b>-93,97</b> |
| VP Perpetuidad        | 107,23       | 155,20        | 251,20        | -64,60        |
| Costo con Perpetuidad | 205,67       | 306,09        | 458,30        | -158,57       |

### 8.6.2.2 Grid booster Cautín – Tineo

Si bien el BESS mejora las condiciones operativas para la ejecución del refuerzo de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, la operación de la zona mantiene cierto grado de dependencia respecto de la disponibilidad de generación diésel, recursos hídricos y eólicos locales. Por esta razón también se evalúa su operación como Grid Booster para los tramos comprendidos entre las SS/EE Cautín y Tineo, particularmente en aquellos periodos en que el BESS no se encuentre siendo utilizado como habilitante directo de la obra de aumento de capacidad.

#### 8.6.2.2.1 Dimensionamiento

Sobre la base de las prestaciones técnicas del BESS, se determinó que es posible operar el sistema de almacenamiento como Grid Booster de un terminal. Al habilitar esta función se logra incrementar en al menos 150 MW el límite de transferencia de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, así como el del corredor Ciruelos – Pichirropulli y Pichirropulli – Tineo.

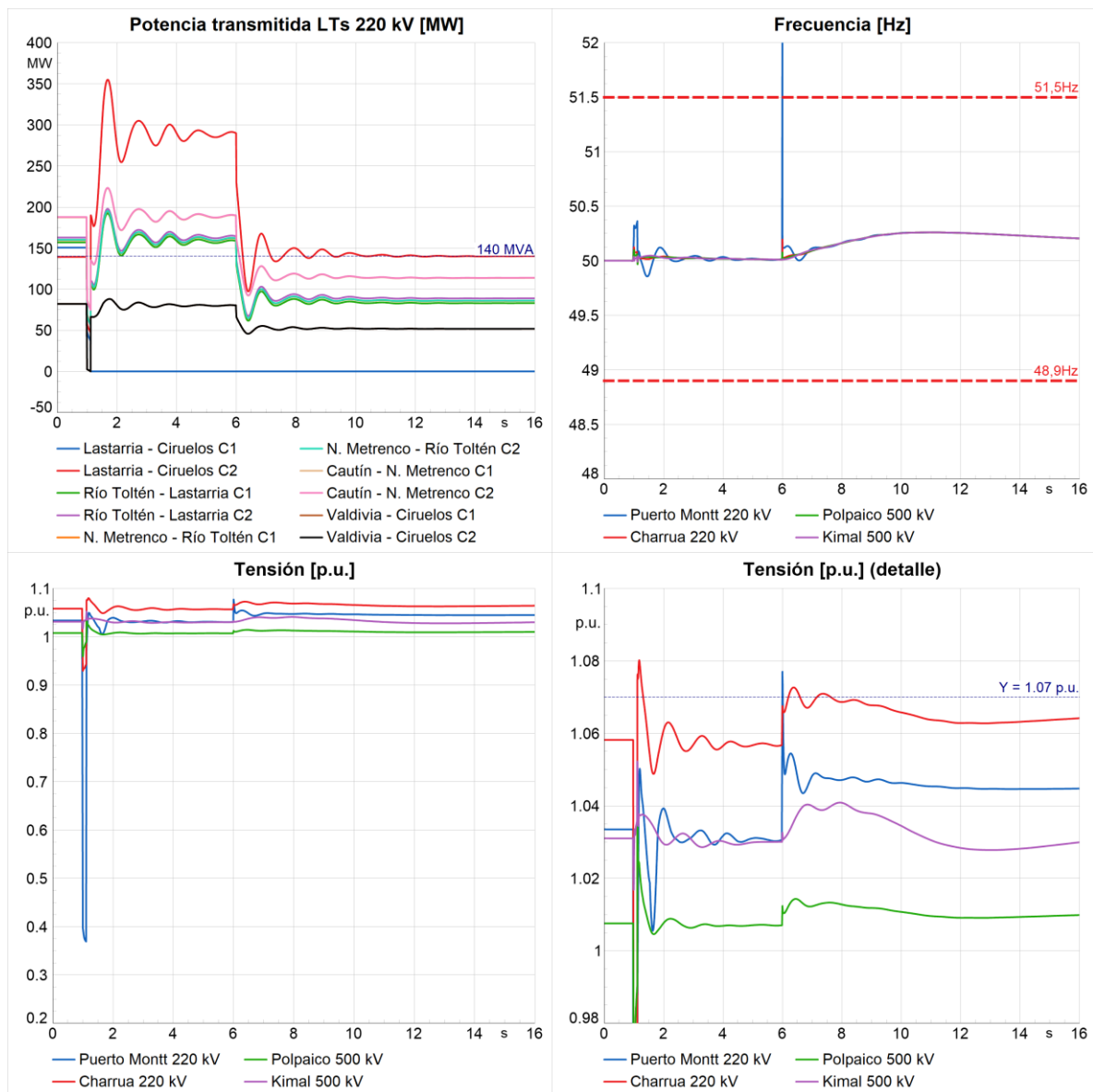
Sin perjuicio de lo anterior, se considera que dicho límite podría ampliarse hasta 200 MW, considerando la potencia máxima del sistema de almacenamiento.

#### 8.6.2.2.2 Estudio dinámico

Con el objetivo de evaluar el comportamiento eléctrico del BESS operando como Grid Booster, se realizó la simulación dinámica para el escenario más exigente, consistente en un cortocircuito y posterior apertura de uno de los circuitos de la línea Lastarria – Ciruelos 220 kV, que tiene un flujo de potencia de aproximadamente 150 MW por circuito desde Lastarria hacia Ciruelos (operación en criterio N).

A partir de los resultados de la simulación dinámica se concluye que el BESS, en configuración de Grid Booster de un terminal, permite ampliar la operación de la línea Lastarria – Ciruelos 220 kV en al menos 150 MW. Asimismo, se determinó que el incremento de frecuencia resultante de la contingencia simulada y posterior actuación del Grid Booster se logra mitigar mediante el uso de los servicios de control primario que el sistema ya tiene.

La siguiente figura ilustra el resultado del análisis dinámico realizado para evaluar la operación del BESS como Grid Booster de un terminal.



**Figura 8-59: Respuesta dinámica de tensión y frecuencia en barras en el Sistema de Transmisión Nacional ante un cortocircuito y apertura del circuito de la línea Lastarria - Ciruelos 220 kV, y posterior operación del BESS en modo Grid Booster.**

En las curvas que representan la simulación dinámica realizada es posible verificar que el BESS responde cinco segundos después de ocurrida la falla, inyectando aproximadamente 150 MW al sistema, de manera de aliviar la sobrecarga en el circuito sano de la línea Lastarria – Ciruelos 220 kV, y que la respuesta del sistema de transmisión en tensión y frecuencia en barras es estable y amortiguada ante la actuación del Grid Booster.



### 8.6.2.2.3 Desempeño económico

Respecto del desempeño económico de este modo de operación, la siguiente evaluación presenta los beneficios asociados a la operación del BESS como Grid Booster de un terminal sin considerar el refuerzo del corredor Cautín - Ciruelos. Estos beneficios se vinculan al aumento de la capacidad de transferencia en los tramos de 220 kV comprendidos entre las SS/EE Cautín y Tineo, permitiendo una mejor utilización de la infraestructura de transmisión existente.

**Tabla 8-8: Beneficio anual Grid Booster sin considerar el refuerzo.**

| Año                   | ESC-1        | ESC-2         | ESC-3         | AVI           |
|-----------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| 2025                  | 0,00         | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| 2026                  | 0,00         | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| 2027                  | 0,00         | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| 2028                  | 0,00         | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| 2029                  | 1,39         | 2,30          | 7,30          | -6,43         |
| 2030                  | -0,81        | -1,22         | 2,73          | -6,09         |
| 2031                  | 1,21         | 2,93          | 5,59          | -5,77         |
| 2032                  | 2,58         | 3,50          | 5,75          | -5,47         |
| 2033                  | 1,26         | 4,72          | 7,37          | -5,19         |
| 2034                  | 5,10         | 6,33          | 12,03         | -4,92         |
| 2035                  | 5,42         | 10,91         | 12,20         | -4,66         |
| 2036                  | 5,20         | 11,41         | 10,72         | -4,42         |
| 2037                  | 2,96         | 4,08          | 6,14          | -4,19         |
| 2038                  | 5,42         | 7,81          | 7,95          | -3,97         |
| 2039                  | 9,08         | 11,45         | 11,35         | -3,76         |
| 2040                  | 6,20         | 10,61         | 11,36         | -3,57         |
| 2041                  | 8,06         | 7,23          | 10,19         | -3,38         |
| 2042                  | 6,72         | 8,69          | 14,63         | -3,20         |
| 2043                  | 9,11         | 11,29         | 15,77         | -3,04         |
| 2044                  | 5,80         | 7,18          | 13,08         | -2,88         |
| 2045                  | 6,29         | 10,01         | 15,96         | -2,73         |
| <b>Total</b>          | <b>80,98</b> | <b>119,20</b> | <b>170,08</b> | <b>-73,65</b> |
| VP Perpetuidad        | 121,08       | 163,37        | 257,69        | -49,60        |
| Costo con Perpetuidad | 202,07       | 282,57        | 427,78        | -123,25       |

A partir de los resultados obtenidos, se evidencia que la operación del BESS como Grid Booster de un terminal genera beneficios económicos para el sistema, asociados al incremento de capacidad en los tramos de 220 kV comprendidos entre Cautín y Tineo. En particular, este modo de operación permite capturar beneficios adicionales en aquellos periodos en que el BESS no se encuentre siendo utilizado como habilitante directo de la obra de aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos.

### **8.6.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación**

Se excluye esta obra del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2026 debido a que la necesidad que la justifica se verifica actualmente en el sistema y requiere ser atendida en un plazo que no resulta compatible con los tiempos asociados al proceso regular de planificación.

En efecto, la obra tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda en la zona al sur de S/E Cautín, mediante una solución de almacenamiento que permita reducir las restricciones de capacidad y los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda que se verifican actualmente en dicha zona.

Asimismo, la obra permite mejorar las condiciones operativas para habilitar la ejecución del aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, obra que ya se encuentra decretada, pero cuya materialización ha enfrentado dificultades producto de las restricciones operativas existentes para desconectar dicha infraestructura.

El retraso en la ejecución de esta obra mantiene actualmente restricciones de capacidad en el corredor Cautín – Ciruelos, genera desacoples de costos marginales entre ambas subestaciones, incrementa los costos operacionales y aumenta los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda ante la indisponibilidad de recursos, tales como combustible diésel, recursos hídricos o recurso eólico.

En consecuencia, la necesidad que justifica la presente obra no corresponde a una condición futura o eventual, sino a una problemática vigente del sistema, que ya afecta la operación de la zona al sur de S/E Cautín y que se mantendrá mientras no sea posible materializar el refuerzo estructural del corredor.

Considerando que la criticidad en la línea se verifica en la actualidad, y que postergar la incorporación de esta obra al Proceso de Expansión de la Transmisión del año 2026 implicaría que su entrada en operación se realizaría durante el año 2032, esta Comisión incorpora esta obra necesaria y urgente en el presente proceso, cuya puesta en servicio se estima para el año 2030.

De este modo, la obra “Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)” permitiría anticipar al año 2030 la disponibilidad de una solución destinada a asegurar el abastecimiento de la demanda al sur de S/E Cautín, evitando esperar hasta el año 2032, fecha estimada de entrada en operación en caso de abordar la obra mediante el Proceso de Expansión de la Transmisión del año 2026.



## **9 OBRAS DE EXPANSIÓN ASOCIADAS A LA REGIÓN DE ÑUBLE**

En el presente proceso no se incorporan obras de expansión asociadas a la Región de Ñuble.

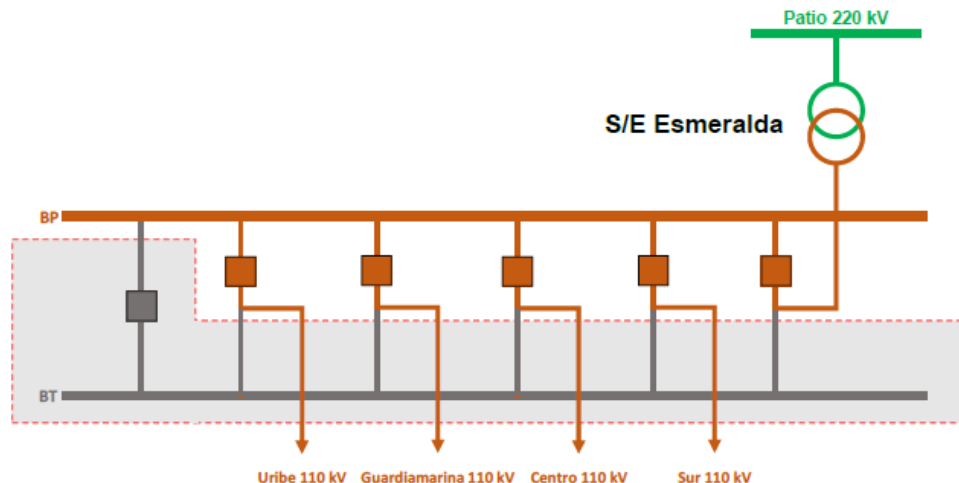
## 10 OBRAS NO RECOMENDADAS

A continuación, se presentan los fundamentos por los cuales determinadas obras propuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional y el Ministerio de Energía, no fueron incorporadas en la propuesta preliminar elaborada por esta Comisión.

### 10.1 Ampliación en S/E Esmeralda 110 kV (BS+BT)

#### 10.1.1 Descripción de la propuesta

La obra consiste en la ampliación del patio de 110 kV de la S/E Esmeralda, actualmente en configuración barra simple, mediante la incorporación de una barra de transferencia y de su correspondiente paño acoplador de barras de manera de permitir su operación con respaldo a través de la barra de transferencia, correspondientes a los paños Sur (H1), Centro (H2), Guardiamarina – La Portada (H3), Uribe (H4) y Banco de Autotransformadores (HT1).



**Figura 10-1: Diagrama unilineal simplificado del proyecto “Ampliación en S/E Esmeralda 110 kV (BS + BT)”**  
(fuente: Propuesta Coordinador Eléctrico Nacional).

El patio de 110 kV de la S/E Esmeralda opera con una configuración de barra simple, sin barra de transferencia. Bajo esta configuración, la indisponibilidad de un interruptor, desconectador, barra o paño generaría restricciones para la operación, lo que podría traducirse en interrupciones del suministro.

#### 10.1.2 Justificación de la no incorporación de la obra

El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del Sistema de Transmisión Zonal (STZ). No obstante, si bien la obra contribuiría al cumplimiento de los estándares de confiabilidad en condiciones específicas de operación, esta no cumple con los criterios para ser considerada como una obra necesaria y urgente, acorde a lo establecido en el artículo 91° bis de la LGSE y en el artículo 5° de la Resolución Exenta CNE N° 156/2025. Lo anterior, al no evidenciarse riesgos de abastecimiento de la demanda, así como tampoco una necesidad de aumentar la seguridad y calidad de servicio bajo

condiciones normales de operación que, por su urgencia temporal, impida someter la iniciativa al proceso regular de planificación.

En tal sentido, cabe señalar que la incorporación de una barra de transferencia no conlleva, por sí misma, un aumento del nivel de seguridad o capacidad de abastecimiento del sistema eléctrico, dado que su finalidad principal corresponde a otorgar flexibilidad operacional durante la ejecución de mantenimientos programados en los paños del patio de 110 kV. En particular, esta configuración permite intervenir equipamiento asociado a un paño, manteniendo en servicio el elemento serie conectado mediante su transferencia temporal a la barra de transferencia.

En consecuencia, el beneficio asociado a esta obra se relaciona principalmente con mejoras en mantenibilidad y continuidad operacional durante actividades de mantenimiento, más que con la mitigación de restricciones estructurales o la reducción de riesgos de pérdida de suministro ante contingencias del sistema.

Por tanto, se ha optado por no incorporar esta obra en la presente Propuesta Preliminar, sin perjuicio de que la pertinencia de dicha iniciativa pueda ser analizada en el marco de próximos procesos de planificación de la transmisión.

## 10.2 Adecuación en S/E Alto Jahuel 110 kV

### 10.2.1 Descripción de la propuesta

La obra consiste en la adecuación de la barra de 110 kV de la S/E Alto Jahuel, actualmente en configuración doble y barra de transferencia, mediante la construcción nuevo paño acoplador de barras, con su respectivo interruptor, que permita vincular la barra principal 1 (BP1) y barra principal 2 (BP2).

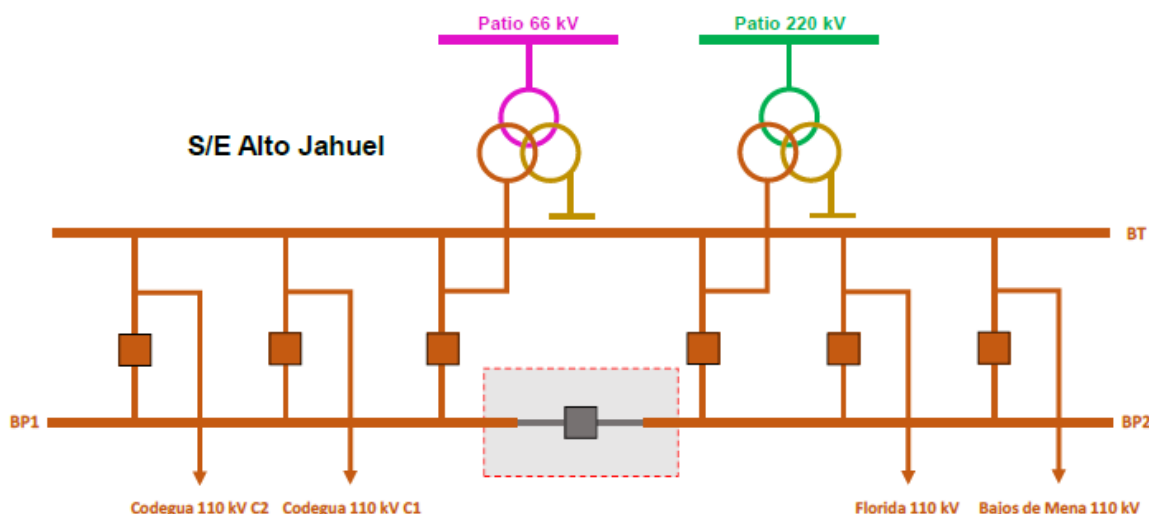


Figura 10-2: Diagrama unilineal simplificado del proyecto “Adecuación en S/E Alto Jahuel 110 kV” (fuente: Propuesta Coordinador Eléctrico Nacional).



Al no existir un interruptor que permita despejar selectivamente una falla en una de las barras, una falla en cualquiera de las dos barras del patio de 110 kV de la subestación Alto Jahuel provocaría la desconexión completa de ambas, dejando fuera de servicio este nivel de tensión en su totalidad, lo cual afectaría a los clientes de la zona suroriente de la región Metropolitana. El proyecto permitiría que, ante la pérdida de la sección de barra BP1 del patio de 110 kV, sea posible desacoplar las secciones de barra y preservar el abastecimiento de los consumos conectados a través del transformador AT2 220/110/13,2 kV, así como mantener el suministro del sistema de 66 kV mediante la transferencia del transformador AT1 110/66/13,8 kV.

### **10.2.2 Justificación de la no incorporación de la obra**

La propuesta no cumple con los criterios para ser considerada como una obra necesaria y urgente, acorde a lo establecido en el artículo 91° bis de la LGSE y en el artículo 5° de la Resolución Exenta CNE N° 156/2025. Lo anterior, al no evidenciarse riesgos para el abastecimiento de la demanda, así como tampoco una necesidad de aumentar la seguridad y calidad de servicio bajo condiciones normales de operación que, por su urgencia temporal, impida someter la iniciativa al proceso regular de planificación.

En efecto, la contingencia que el proyecto pretende resolver ya se encuentra mitigada mediante obras de transmisión que otorgan respaldo al sistema de 66 kV ante la pérdida de las barras de 110 kV de la S/E Alto Jahuel. Entre ellas, destaca la “Nueva S/E Seccionadora Codegua”, contenida en el Decreto Exento N°231, de 2019, cuya entrada en operación se concretó en agosto de 2024. Asimismo, para brindar apoyo al sistema de 110 kV frente a la contingencia señalada, se dispone de la obra “Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera” contenida en el Decreto Exento N°185, de 2020, cuya puesta en servicio se estima para agosto de 2026.

Por consiguiente, si bien la construcción de un paño acoplador de barras podría contribuir a incrementar la seguridad operativa local de la instalación, ello no genera un aumento en la capacidad de transporte ni mitiga eventuales riesgos de abastecimiento de demanda. Al estar la problemática sistémica ya resguardada por las obras de respaldo mencionadas, la iniciativa se reduce a una adecuación topológica local que no forma parte de una intervención de mayor envergadura.

Al respecto, el mecanismo excepcional del artículo 91° bis de la LGSE resulta aplicable respecto de aquellas iniciativas que califiquen como obras de expansión, en los términos del artículo 89° de la misma Ley, y que, además, cumplan con las condiciones de necesidad y urgencia previstas en la normativa aplicable. En el presente caso, la instalación de un nuevo paño acoplador con su respectivo interruptor no aporta nueva capacidad de transporte a la red, sino que tiene por único fin subsanar una vulnerabilidad operativa local para permitir el despeje selectivo de fallas. Sin embargo, dicha finalidad no resulta



suficiente para configurar una necesidad urgente de abastecimiento de demanda ni una condición sistémica que justifique excluir la iniciativa del proceso regular de planificación.

Por las razones anteriores, la obra indicada no se incorpora en la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes del año 2026.

## **10.3 S/E Móvil Ñuble**

### **10.3.1 Descripción de la propuesta**

La obra consiste en implementar una nueva subestación Móvil para la Región del Ñuble que cuente con capacidad de transformación de 154/66/23/13,8 kV y una capacidad AT/MT de al menos 30 MVA. Se entenderá por S/E Móvil a un conjunto de equipos montados sobre un camión que conformen una rama de transformación completa, incluyendo transformador, interruptor y todos los equipos necesarios para conectarse directamente a las barras de las subestaciones pertenecientes a la Región del Ñuble.

La propuesta se basa en que, actualmente, existen numerosos equipos de transformación en la región de Ñuble que se encuentran sin posibilidad de respaldo, presentando como ejemplo la salida de servicio del transformador 154/23 kV de la S/E Pueblo Seco, ocurrida en septiembre de 2025.

### **10.3.2 Justificación de la no incorporación de la obra**

La propuesta no cumple con los criterios para ser considerada como una obra necesaria y urgente, acorde a lo establecido en el artículo 91° bis de la LGSE y en el artículo 5° de la Resolución Exenta CNE N° 156/2025. Lo anterior, al no evidenciarse riesgos de abastecimiento de la demanda en el período de análisis, así como tampoco una necesidad de aumentar la seguridad y calidad de servicio bajo condiciones normales de operación que, por su urgencia temporal, impida someter la iniciativa al proceso regular de planificación.

Al respecto, esta Comisión destaca que la región del Ñuble cuenta con varias obras de expansión en diferentes estados de avance. En particular, se identifican las siguientes obras que incorporan nuevos equipos de transformación AT/MT al sistema:

- “Ampliación en SE Santa Elisa 66 kV, nuevo transformador y seccionamiento línea 1x66 kV Nueva Aldea - Santa Elvira” (Decreto N°185/2021, en ejecución)
- “Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo” (Decreto N° 354/2025, en proceso de licitación)
- “Nueva S/E Punilla” (Decreto N°10/2026, en proceso de licitación)
- “Nueva S/E Quinchamalí” (Decreto N°10/2026, en proceso de licitación)

En este sentido, si bien esta Comisión reconoce el aporte que tendría la Subestación Móvil en términos de seguridad de las subestaciones de la región del Ñuble, no es procedente aplicar el concepto de urgencia temporal del mecanismo excepcional a dicha unidad, al

encontrarse las necesidades de transformación de la zona debidamente abordadas mediante las soluciones estructurales precedentemente señaladas.

A mayor abundamiento, respecto a la situación de la S/E Pueblo Seco señalada en los antecedentes de la propuesta, esta Comisión advierte que no resulta procedente utilizar la salida de dicha unidad de transformación para el análisis de seguridad del sistema, debido a que corresponde a una falla mayor que ha superado con creces el tiempo máximo establecido para la recuperación de servicio, y que por lo tanto no se puede considerar como una contingencia simple (N-1) para efectos de los análisis de seguridad.

## 10.4 Nuevos Reactores 2x150 MVar en Línea 2x500 kV Kimal - Los Changos en S/E Kimal.

### 10.4.1 Descripción de la propuesta

La obra considera la incorporación de un nuevo reactor de línea de 150 MVar en la línea de transmisión 2x500 kV Kimal – Los Changos, específicamente en la subestación Kimal. Este proyecto tiene como propósito garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio en las instalaciones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), motivo por el cual se propone su desarrollo conforme a lo establecido en el artículo 91° bis de la LGSE.

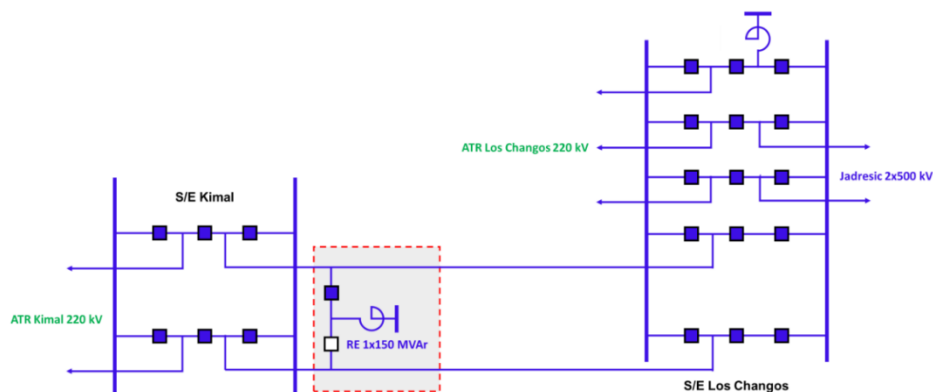


Figura 10-3: Diagrama unilineal simplificado del reactor de línea propuesto (fuente: Propuesta Coordinador Eléctrico Nacional).

### 10.4.2 Justificación de la no incorporación de la obra

La propuesta no cumple con los criterios para ser considerada como una obra necesaria y urgente, acorde a lo establecido en el artículo 91° bis de la LGSE y en el artículo 5° de la Resolución Exenta CNE N° 156/2025. Lo anterior, al no evidenciarse riesgos de abastecimiento de la demanda en el período de análisis, así como tampoco una necesidad de aumentar la seguridad y calidad de servicio bajo condiciones normales de operación que, por su urgencia temporal, impida someter la iniciativa al proceso regular de planificación.





En efecto, si bien la obra contribuiría al cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad en condiciones específicas de operación, actualmente se encuentra en desarrollo la obra denominada “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”, la cual fue originalmente contemplada en el Plan de Expansión del año 2020 y aprobada su ejecución por esta Comisión mediante la Resolución Exenta CNE N°274, de fecha 10 de agosto de 2021. Dicha obra considera la construcción de una línea de transmisión en configuración de doble circuito en 500 kV entre las subestaciones Kimal y Nueva Lagunas, así como la incorporación de reactores con una capacidad nominal total de 150 MVAR en cada una de dichas subestaciones.

A la fecha, el desarrollo de dicho proyecto presenta un avance conforme a lo programado, estimándose su entrada en operación para mediados del año 2027. Por consiguiente, los reactores ya previstos y en ejecución en la subestación Kimal permiten proporcionar la compensación reactiva requerida, contribuyendo a mitigar las condiciones operacionales asociadas a escenarios de baja transferencia de potencia en la zona norte del sistema.

Adicionalmente, cabe considerar que la ejecución de la obra “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” permite disponer de una solución efectiva en un horizonte temporal significativamente más próximo que la tramitación, licitación y construcción de esta nueva iniciativa, incluso si esta última fuese tramitada por la vía de urgencia. Por consiguiente, no se configura el requisito de urgencia temporal exigido por el artículo 5° de la Resolución Exenta CNE N° 156 de 2025, toda vez que la necesidad ya cuenta con una mitigación estructural en curso cuya fecha de entrada en operación será anterior a la que podría alcanzar la propuesta evaluada por esta vía, haciendo improcedente e ineficiente la habilitación del mecanismo excepcional del artículo 91 bis de la LGSE para el presente caso.

A mayor abundamiento, se ha comprobado que, bajo condiciones de baja transferencia de potencia en la zona norte, es factible aplicar medidas operacionales en el sistema, tales como la desconexión temporal de uno de los circuitos de la línea 2x500 kV Kimal – Los Chagos. Esta acción corresponde a una medida operacional conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que permite implementar acciones coordinadas de operación del sistema para evitar sobrecompensaciones reactivas y mantener condiciones operativas seguras. Esta medida, al encontrarse expresamente contemplada como una acción válida de operación dentro del marco normativo vigente, no generaría riesgos al sistema de 220 kV ni comprometería el cumplimiento de los estándares definidos en la NTSyCS bajo condiciones normales.

Por tanto, careciendo la iniciativa del mérito de urgencia temporal, se ha optado por no incorporarla en la presente Propuesta Preliminar, en vista que actualmente se encuentra en ejecución una obra que permite satisfacer la necesidad previamente identificada.

## 11 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NECESARIAS Y URGENTES

Tabla 11-1: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema Nacional.

|                                 |                                     | Ampliación en S/E Tíneo 220 kV (NBESS) |
|---------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------------|
| <b>1</b>                        | <b>Costos Directos</b>              | <b>61.847.887</b>                      |
| 1.1                             | Ingeniería                          | 4.318.772                              |
| 1.2                             | Instalación de faenas               | 350.473                                |
| 1.3                             | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 57.178.643                             |
| 1.4                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                      |
| <b>2</b>                        | <b>Costos Indirectos</b>            | <b>5.897.242</b>                       |
| 2.1                             | Gastos generales y Seguros          | 2.461.165                              |
| 2.2                             | Inspección técnica de obra          | 771.901                                |
| 2.3                             | Utilidades del contratista          | 1.249.901                              |
| 2.4                             | Contingencias                       | 1.414.275                              |
| 2.5                             | Servidumbre                         | 0                                      |
| 2.6                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                      |
| <b>3</b>                        | <b>Monto Contrato</b>               | <b>67.745.129</b>                      |
| <b>4</b>                        | <b>Intereses Intercalarios</b>      | <b>3.387.256</b>                       |
| <b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b> |                                     | <b>71.132.386</b>                      |

**Tabla 11-2: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema C.**

|                                 |                                     | Ampliación en S/E Quilpué 12 kV (NBESS) |
|---------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------|
| <b>1</b>                        | <b>Costos Directos</b>              | <b>6.327.939</b>                        |
| 1.1                             | Ingeniería                          | 454.659                                 |
| 1.2                             | Instalación de faenas               | 350.473                                 |
| 1.3                             | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 5.522.806                               |
| 1.4                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                       |
| <b>2</b>                        | <b>Costos Indirectos</b>            | <b>2.664.179</b>                        |
| 2.1                             | Gastos generales y Seguros          | 1.239.765                               |
| 2.2                             | Inspección técnica de obra          | 771.901                                 |
| 2.3                             | Utilidades del contratista          | 159.931                                 |
| 2.4                             | Contingencias                       | 177.312                                 |
| 2.5                             | Servidumbre                         | 315.269                                 |
| 2.6                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                       |
| <b>3</b>                        | <b>Monto Contrato</b>               | <b>8.992.118</b>                        |
| <b>4</b>                        | <b>Intereses Intercalarios</b>      | <b>449.606</b>                          |
| <b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b> |                                     | <b>9.441.723</b>                        |

**Tabla 11-3: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema D.**

|                                 |                                     |                                                                                                             |
|---------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                 |                                     | Tendido de segundo circuito y aumento de capacidad de circuito existente de línea 2x110 kV San Pablo – Enea |
| <b>1</b>                        | <b>Costos Directos</b>              | <b>7.223.666</b>                                                                                            |
| 1.1                             | Ingeniería                          | 690.013                                                                                                     |
| 1.2                             | Instalación de faenas               | 612.001                                                                                                     |
| 1.3                             | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 5.921.653                                                                                                   |
| 1.4                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                                                                                           |
| <b>2</b>                        | <b>Costos Indirectos</b>            | <b>10.113.815</b>                                                                                           |
| 2.1                             | Gastos generales y Seguros          | 3.416.263                                                                                                   |
| 2.2                             | Inspección técnica de obra          | 1.937.051                                                                                                   |
| 2.3                             | Utilidades del contratista          | 246.514                                                                                                     |
| 2.4                             | Contingencias                       | 281.340                                                                                                     |
| 2.5                             | Servidumbre                         | 4.232.648                                                                                                   |
| 2.6                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                                                                                           |
| <b>3</b>                        | <b>Monto Contrato</b>               | <b>17.337.481</b>                                                                                           |
| <b>4</b>                        | <b>Intereses Intercalarios</b>      | <b>520.124</b>                                                                                              |
| <b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b> |                                     | <b>17.857.606</b>                                                                                           |

**Tabla 11-4: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema E.**

|                                 |                                     | <i>Ampliación en S/E El Ruil 15 kV (NBESS)</i> | <i>Aumento de capacidad línea 2x66 kV<br/>Lastarria – Loncoche</i> |
|---------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| <b>1</b>                        | <b>Costos Directos</b>              | <b>7.730.272</b>                               | <b>2.617.966</b>                                                   |
| 1.1                             | Ingeniería                          | 537.859                                        | 386.715                                                            |
| 1.2                             | Instalación de faenas               | 350.473                                        | 448.546                                                            |
| 1.3                             | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 6.841.939                                      | 1.782.705                                                          |
| 1.4                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                              | 0                                                                  |
| <b>2</b>                        | <b>Costos Indirectos</b>            | <b>3.107.541</b>                               | <b>3.243.053</b>                                                   |
| 2.1                             | Gastos generales y Seguros          | 1.275.045                                      | 1.538.133                                                          |
| 2.2                             | Inspección técnica de obra          | 771.901                                        | 1.110.472                                                          |
| 2.3                             | Utilidades del contratista          | 202.176                                        | 124.622                                                            |
| 2.4                             | Contingencias                       | 222.626                                        | 469.826                                                            |
| 2.5                             | Servidumbre                         | 635.793                                        | 0                                                                  |
| 2.6                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                              | 0                                                                  |
| <b>3</b>                        | <b>Monto Contrato</b>               | <b>10.837.813</b>                              | <b>5.861.019</b>                                                   |
| <b>4</b>                        | <b>Intereses Intercalarios</b>      | <b>541.891</b>                                 | <b>175.831</b>                                                     |
| <b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b> |                                     | <b>11.379.704</b>                              | <b>6.036.850</b>                                                   |

**Tabla 11-5: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema F.**

|                                 |                                     | Ampliación en S/E Panguipulli y<br>seccionamiento de línea 1x66 kV<br>Pullinque – Los Lagos |
|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>1</b>                        | <b>Costos Directos</b>              | <b>2.553.285</b>                                                                            |
| 1.1                             | Ingeniería                          | 230.473                                                                                     |
| 1.2                             | Instalación de faenas               | 415.855                                                                                     |
| 1.3                             | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 1.906.957                                                                                   |
| 1.4                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                                                                           |
| <b>2</b>                        | <b>Costos Indirectos</b>            | <b>2.915.792</b>                                                                            |
| 2.1                             | Gastos generales y Seguros          | 1.598.160                                                                                   |
| 2.2                             | Inspección técnica de obra          | 989.143                                                                                     |
| 2.3                             | Utilidades del contratista          | 104.665                                                                                     |
| 2.4                             | Contingencias                       | 113.481                                                                                     |
| 2.5                             | Servidumbre                         | 110.344                                                                                     |
| 2.6                             | Intervención instalación dedicada   | 0                                                                                           |
| <b>3</b>                        | <b>Monto Contrato</b>               | <b>5.469.078</b>                                                                            |
| <b>4</b>                        | <b>Intereses Intercalarios</b>      | <b>273.454</b>                                                                              |
| <b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b> |                                     | <b>5,742,532</b>                                                                            |



## **12 ANEXO 1: INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LOS PROYECTOS**