



PROPUESTA PRELIMINAR DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES AÑO 2026

Octubre de 2026

ÍNDICE

1	Introducción	4
2	Resumen Ejecutivo	7
3	Plan de obras necesarias y urgentes en el sistema de transmisión Nacional.....	8
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	8
3.1.1	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)	8
3.2	OBRAS NUEVAS.....	10
4	Plan de obras necesarias y urgentes en el sistema de transmisión Zonal	11
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	11
	Sistema Zonal E	11
4.1.1	Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.....	11
4.2	OBRAS NUEVAS.....	13
5	Presupuesto para el Proceso de Obras Necesarias y Urgentes 2026	14
5.1	UMBRAL PARA LA DETERMINACIÓN DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES	14
5.1.1	Determinación del valor promedio de los últimos cinco procesos de planificación	14
5.1.2	Límite del 10% para Obras Necesarias y Urgentes	15
5.1.3	Presupuesto adicional para la Región de Ñuble	16
5.2	ANÁLISIS DEL UMBRAL PRESUPUESTARIO DE LA PROPUESTA PRELIMINAR DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES	16
6	Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad	17
6.1	DECRETO N°58/2024	17
6.1.1	Nueva S/E Olmué.....	17
7	Fórmulas de Indexación de las obras de expansión	19
8	Justificación de necesidad y urgencia de los proyectos incorporados	21
	SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	21
8.1	AUMENTO DE CAPACIDAD LT 2X66 kV LASTARRIA – LONCOCHE	21
8.1.1	Zona de análisis y antecedentes	21
8.1.2	Justificación de la necesidad.....	25
8.1.3	Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación	26
	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	27
8.2	AMPLIACIÓN EN S/E TINEO 220 kV (NBESS).....	27
8.2.1	Zona de análisis y antecedentes	27
8.2.2	Justificación de la necesidad.....	33
8.2.3	Análisis de alternativas	42



	8.2.4 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación	72
9	Obras de expansión asociadas a la Región de Ñuble	73
10	Valorización de las obras Necesarias y Urgentes.....	74
11	Anexo 1: Ingeniería Conceptual de los Proyectos.....	76

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”¹).

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.

¹ 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 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 contiene un total de 2 obras de expansión, cuya valorización preliminar asciende a un total aproximado de USD 77,2 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 considera una obra de ampliación, cuya inversión referencial asciende a un total aproximado de USD 6 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.

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

En el siguiente cuadro se presenta la obra de ampliación necesaria para el Sistema de Transmisión Nacional, la 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 esta obra como el 1,79% 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 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 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.

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 E

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

Tabla 4-1: 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	Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche	36	6.036.850	41	16	CGE Transmisión S.A. Transelec S.A.	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para esta obra como el 2,89% 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 E.

4.1.1 Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche

4.1.1.1 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 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.

4.1.1.2 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 4-2: 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%



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 2026

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
$VI_{año}$ [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
$VI_{año}^{2026}$ [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 quinto 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

A continuación, se presenta una tabla con los VI referenciales [MM USD] de cada obra de la propuesta preliminar.

Tabla 5-3: 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 Tineo 220 kV (NBESS)	Transelec Concesiones S.A.	Los Lagos	Ampliación	71.132.386
2	Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche	CGE Transmisión S.A. Transelec S.A.	Araucanía	Ampliación	6.036.850
TOTAL					77.169.236

De la tabla anterior se observa que el VI Referencial total es de \$77,2 MM USD aproximadamente. En consecuencia, se cumplen los criterios de presupuesto ya que el monto de inversión referencial es inferior a los \$78,3 MM USD obtenidos en el punto 5.1.2 del presente capítulo.

Asimismo, la Propuesta Preliminar no contempla obras nuevas ni obras emplazadas en la Región de Ñuble. Por lo tanto, los umbrales específicos aplicables a dichas categorías se entienden cumplidos, al no existir inversiones asociadas que deban ser contrastadas con los respectivos límites presupuestarios.

En virtud de lo expuesto, se concluye que los umbrales establecidos en el artículo 14° de la Resolución Exenta N° 156/2025 para la determinación de Obras Necesarias y Urgentes se encuentran plenamente cumplidos.

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°58/2024

6.1.1 Nueva S/E Olmué

6.1.1.1 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.”

6.1.1.2 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 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 con 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 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 Aumento de capacidad LT 2x66 kV Lastarria – Loncoche

8.1.1 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.

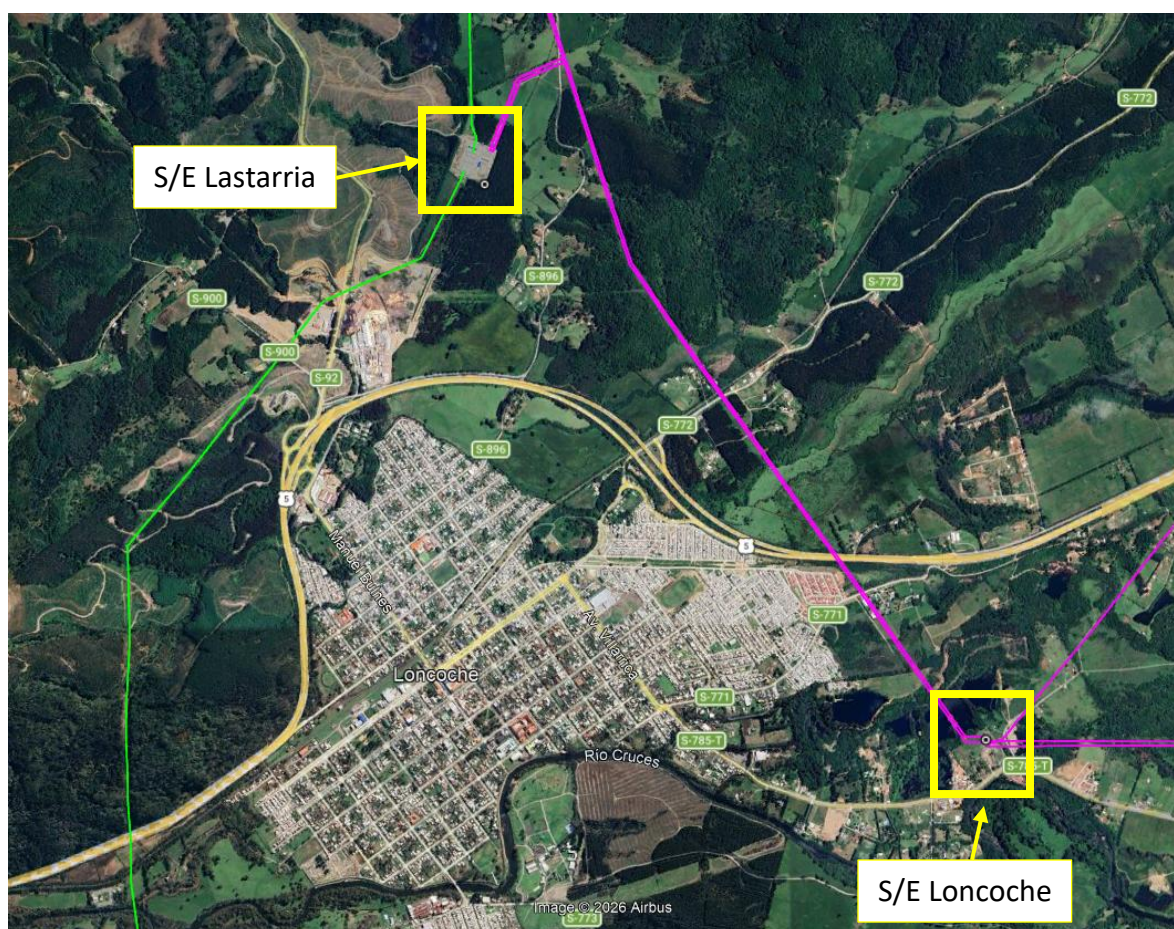


Figura 8-1: Contexto geográfico de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.

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.

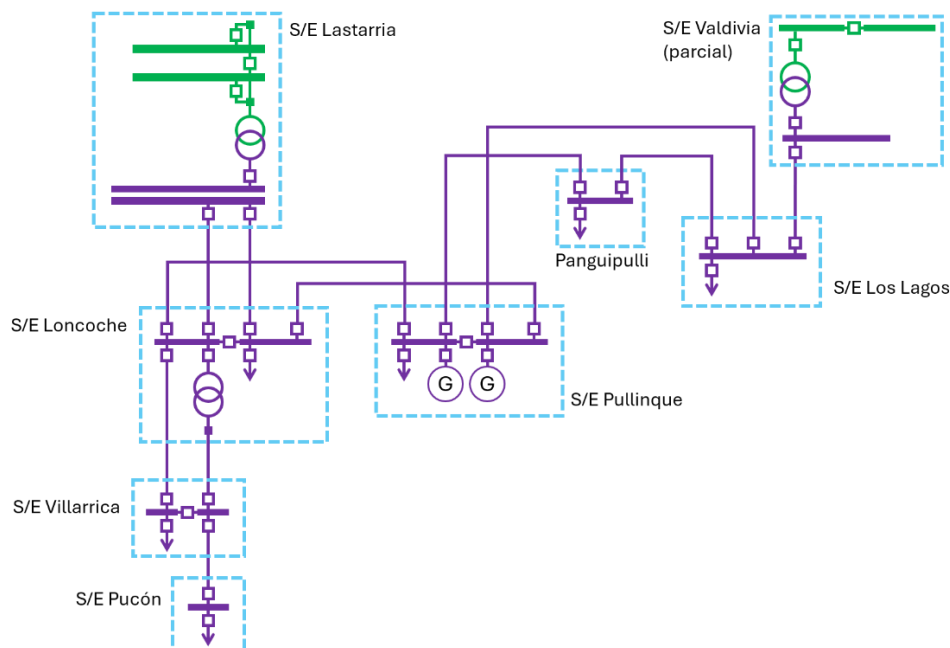


Figura 8-2: Diagrama unilineal simplificado del sistema relevante para el análisis de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.

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 Coordinador², se presenta en el siguiente gráfico:

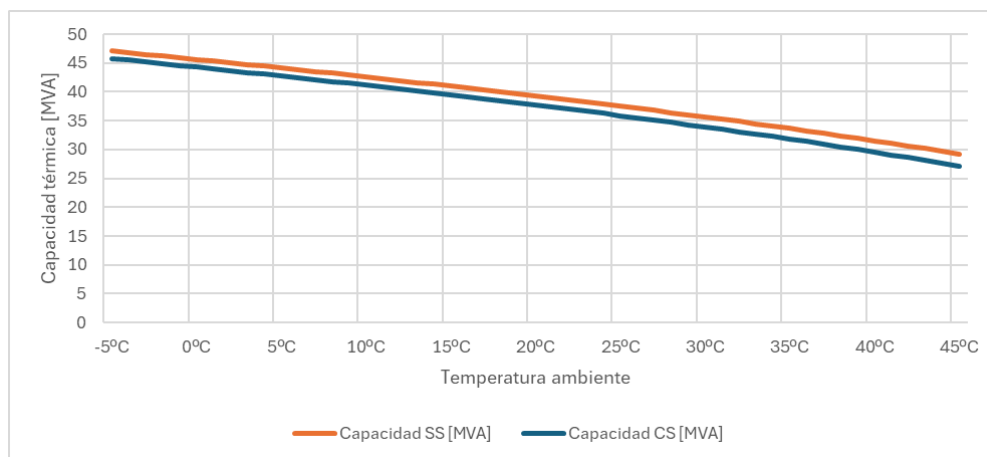


Figura 8-3: Capacidad térmica de transmisión de los circuitos de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche, calculada a la tensión nominal de 66 kV.

² <https://infotecnica.coordinador.cl/>

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

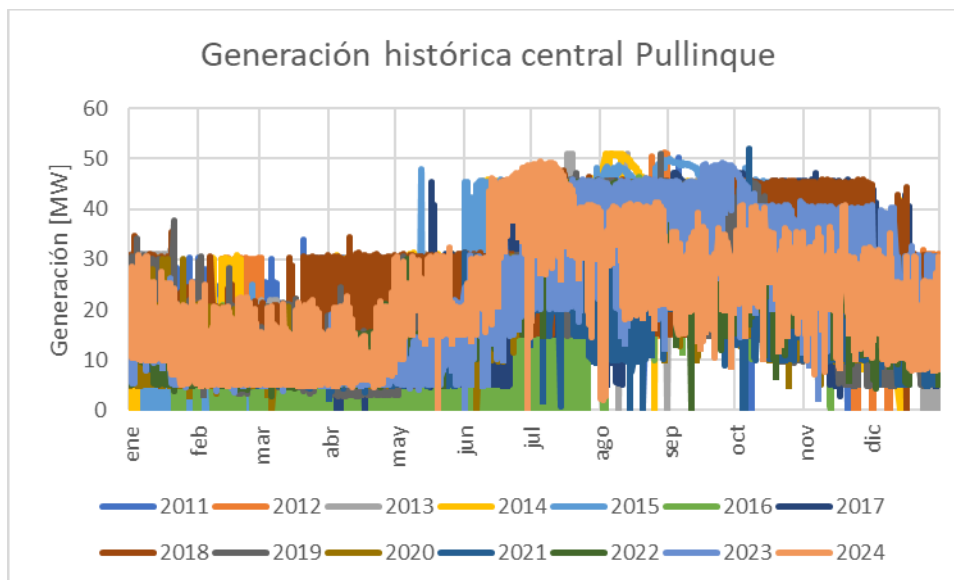


Figura 8-4: Generación histórica central Pullinque, años 2011 a 2024.

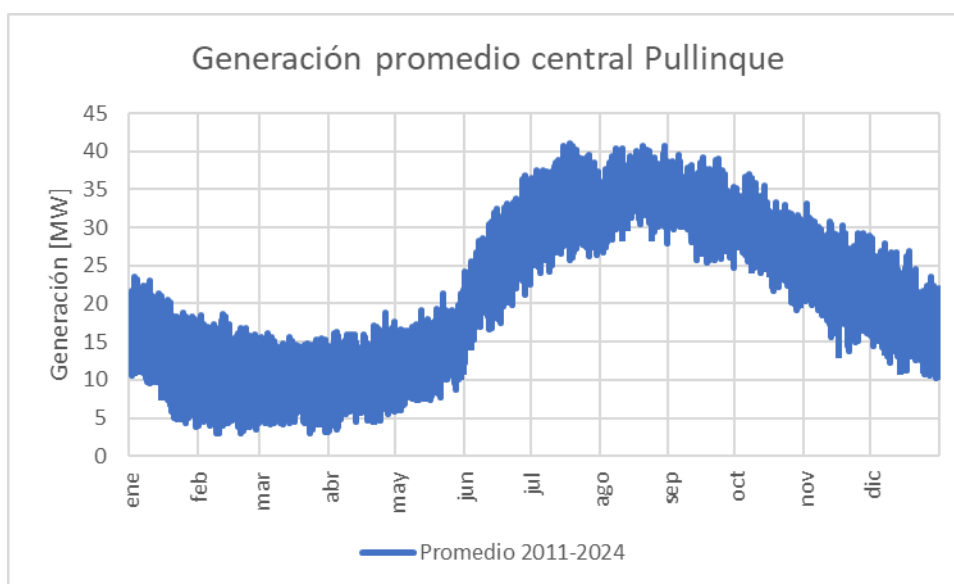


Figura 8-5: Generación promedio central Pullinque, años 2011 a 2024.

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 INIA³. De esta manera, la temperatura promedio y máxima horaria para cada mes se presenta en el siguiente gráfico.

³ <https://agrometeorologia.cl/>

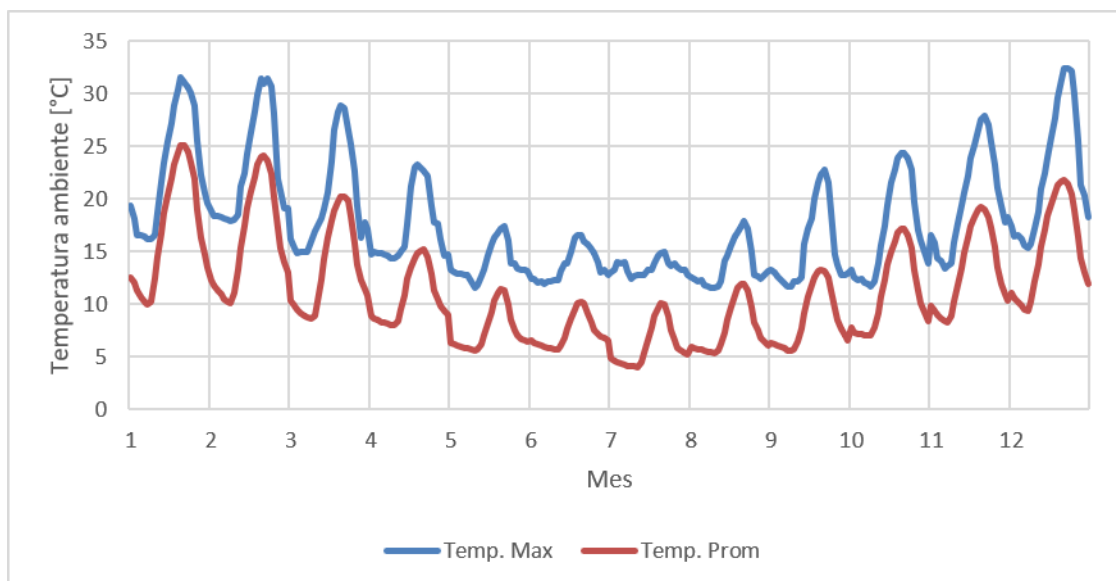


Figura 8-6: Temperatura horaria promedio y máxima, estación La Paz, Loncoche.

Tabla 8-1: 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 8-2. 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 Energía⁴.

8.1.2 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 8-1) se presenta a continuación.

⁴ Decreto Exento N° 58, de 2024, del Ministerio de Energía.

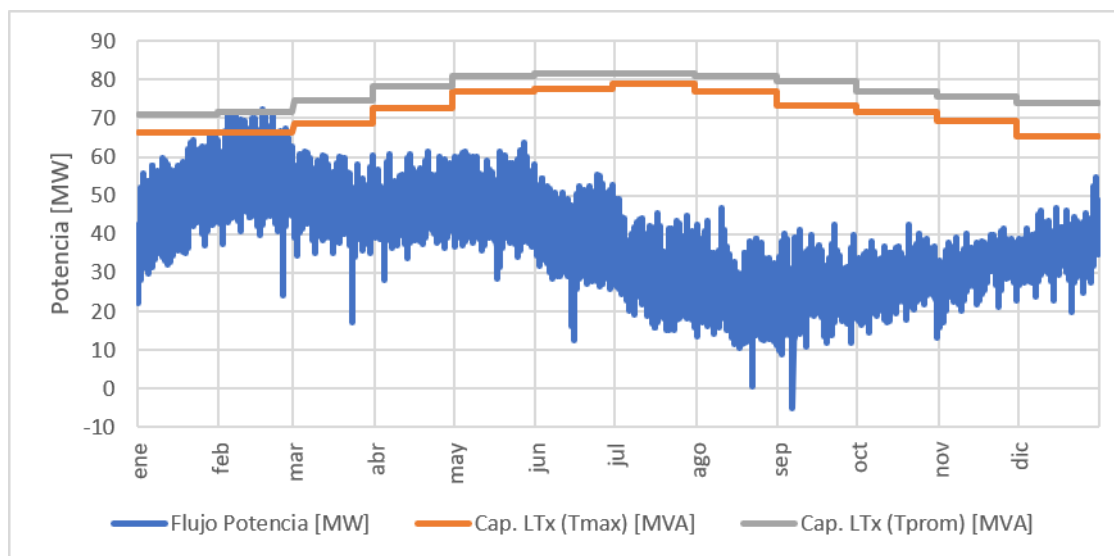


Figura 8-7: Flujo de potencia proyectado al año 2031 por la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche, suponiendo la generación promedio en la Central Pullinque y la temperatura máxima mensual de la zona relevante.

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.

8.1.3 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.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

8.2 Ampliación en S/E Tineo 220 kV (NBESS)

8.2.1 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 decretada⁵ 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.

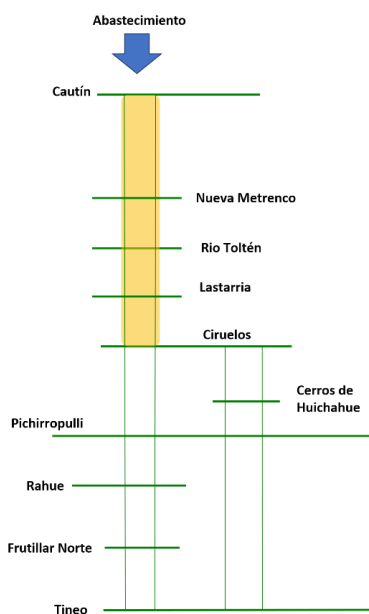


Figura 8-8: Diagrama unilineal del sistema en 220kV entre S/E Cautín y S/E Tineo

⁵ Decreto de Expansión N°293, de 2018, del Ministerio de Energía.

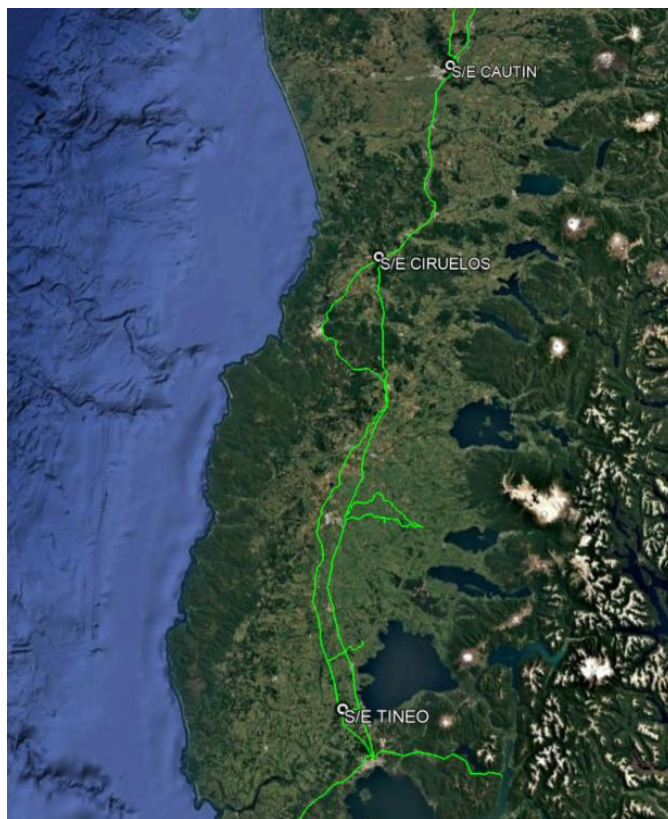


Figura 8-9: Ubicación geográfica de la Línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos y S/E Tineo

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 limitada⁶.

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

⁶<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/06/Informe-Final-Characterizacion-Logistica-Suministro-de-Diesel.pdf>

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.

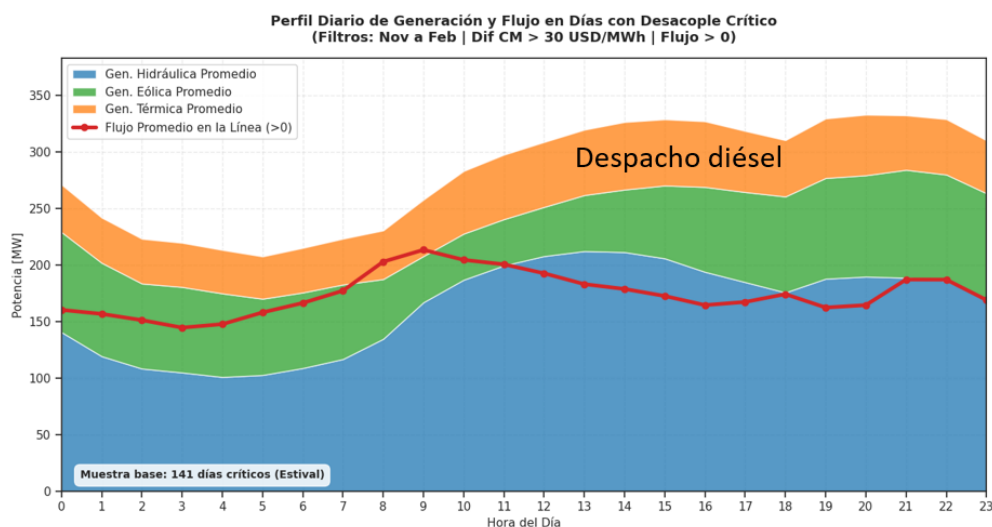


Figura 8-10: Despacho Promedio y Flujo Promedio en la Línea de Transmisión

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, del Ministerio de Energía, 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 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 fecha⁷.

Posteriormente, durante el año 2024, dicha 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 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 pueda autorizar la desconexión de uno de los circuitos del enlace Cautín – Ciruelos y, con ello, permitir la ejecución de dicho refuerzo, reduciendo así los riesgos de abastecimiento de la demanda en la zona.

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.

Para estos efectos, debe considerarse que la desconexión de uno de los circuitos requiere evaluar 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 8-11, 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

⁷ 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/>.

condición se vuelve especialmente crítica considerando que los recursos hídricos son limitados y que la operación normal del sistema ya presenta condiciones exigentes.

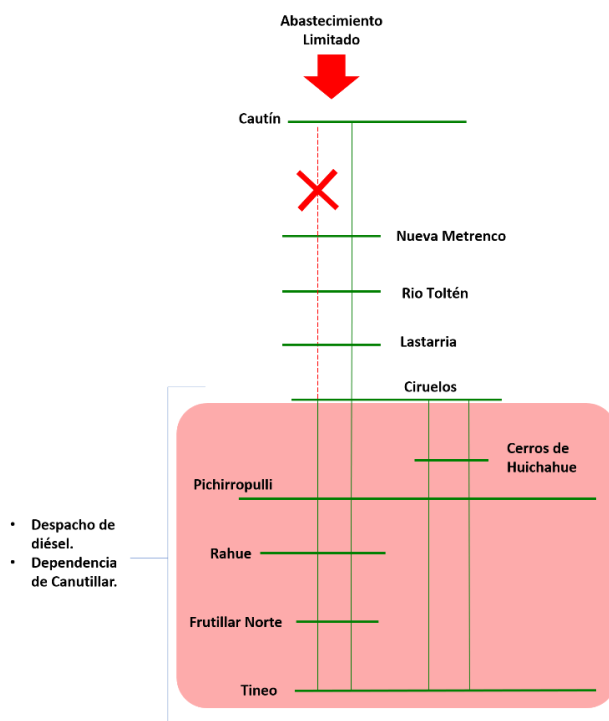


Figura 8-11: Diagrama unilineal operación del sistema en 220kV entre S/E Cautín y S/E Tineo durante la ejecución del refuerzo

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. Como se observa en la figura a continuación, durante estos meses el flujo por la línea presenta períodos en que se aproxima a su capacidad disponible, evidenciando la alta exigencia operativa a la que se encuentra sometido el corredor.

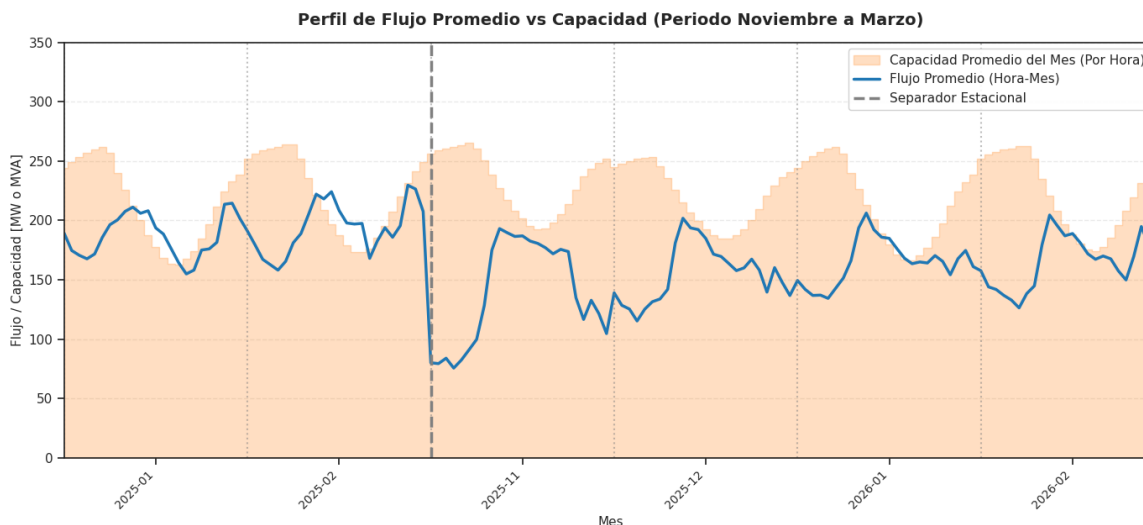


Figura 8-12: Flujo promedio vs capacidad promedio hora-mes en la línea 2x220 kV Cautín-Ciruelos, en meses de verano⁸

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.

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.

⁸ 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.

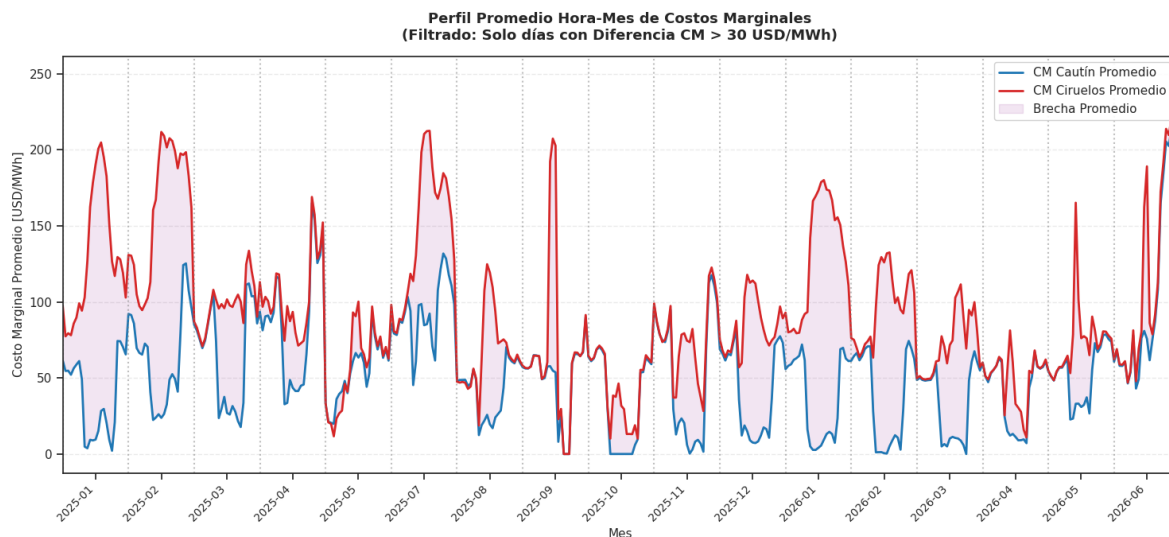


Figura 8-13: Costo marginal promedio hora-mes en S/E Cautín y S/E Ciruelos para días con desacople mayor a 30 USD/MWh

De la figura anterior se observa no solo el desacople de costos marginales entre ambas subestaciones, sino también los mayores valores alcanzados en la S/E Ciruelos respecto de la S/E Cautín, lo que evidencia los sobrecostos que se presentan en la zona sur del sistema producto de las restricciones de transmisión existentes en el corredor Cautín – Ciruelos.

8.2.2 Justificación de la necesidad

A partir de los antecedentes descritos, se evaluó la suficiencia de los recursos disponibles para abastecer la demanda ubicada al sur de S/E Cautín, tanto en la condición en que no se materialice oportunamente el aumento de capacidad del corredor Cautín – Ciruelos como durante la ejecución de dicho refuerzo. El análisis tuvo por objeto determinar, bajo condiciones operativas plausibles, si los recursos de transmisión y generación local permiten atender íntegramente dicha demanda, e identificar eventuales riesgos asociados a su abastecimiento.

Lo anterior resulta especialmente relevante en el marco del presente proceso de Obras Necesarias y Urgentes, en cuanto la Resolución Exenta N°156/2025 considera, en lo pertinente, como obras necesarias y urgentes aquellas obras de transmisión que se requieren para asegurar el abastecimiento de la demanda. En esa línea, se tiene presente, además, que el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 71° del Reglamento de Planificación, exigen considerar la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, incluyendo eventualidades asociadas a la indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética y condiciones hidrológicas extremas. En este contexto, la identificación de condiciones operativas plausibles en que los recursos disponibles no permitan abastecer íntegramente la demanda constituye un antecedente relevante para caracterizar los riesgos asociados a su abastecimiento y evaluar la necesidad de incorporar la obra propuesta.



Sobre la base de lo anterior, y para efectos de estructurar el análisis de necesidad, se consideraron tres supuestos respecto de la materialización del refuerzo Cautín–Ciruelos: (i) que el refuerzo se encuentre materializado; (ii) que éste no logre concretarse oportunamente; y (iii) que se encuentre en ejecución, requiriéndose la intervención de uno de sus circuitos.

Una vez materializado el refuerzo, el aumento de capacidad del corredor permitiría resolver, dentro del horizonte analizado, las restricciones que actualmente generan riesgos para el abastecimiento de la demanda en la zona. Sin embargo, ello supone transitar previamente por la etapa de ejecución del refuerzo, durante la cual debe intervenir uno de los circuitos del corredor y se presentan condiciones operativas más exigentes para el abastecimiento de la zona.

Por esta razón, el análisis de necesidad se concentra en dos condiciones de base: por una parte, aquella en que el refuerzo no se materialice oportunamente y, por otra, aquella asociada a su ejecución. El supuesto (i), relativo al refuerzo ya materializado, no se analiza de manera independiente, dado que implica necesariamente haber superado previamente las restricciones operativas asociadas a la ejecución del refuerzo y, adicionalmente, la necesidad de dicha obra ya fue objeto de evaluación y justificación en el correspondiente proceso de expansión de la transmisión.

Para efectos de la modelación, las dos condiciones efectivamente analizadas se denominan, en adelante, Caso 1 y Caso 2, según se resume en la tabla siguiente.

Tabla 8-2: Condiciones de base

Caso	Condición de análisis	Año de análisis	Límite corredor Cautín – Ciruelos [MW]
1	Refuerzo Cautín–Ciruelos no materializado oportunamente	2030 (1)	150 – 200
2	Refuerzo Cautín–Ciruelos en ejecución	2027 (2)	10 (3)

- (1) Para el Caso 1 se considera el año 2030, correspondiente al horizonte más próximo en que podría encontrarse disponible una solución incorporada mediante el presente proceso de Obras Necesarias y Urgentes.
- (2) Para el Caso 2 se adopta como premisa optimista que la ejecución del refuerzo se retome durante el año 2027.
- (3) Durante la intervención de uno de los circuitos, se considera una transferencia máxima de 10 MW por el circuito que permanece en servicio, con el objeto de reducir el impacto de su eventual pérdida y mantener el sincronismo de la zona con el resto del sistema⁹.

Para evaluar ambas condiciones de base se consideran escenarios representativos de mayor exigencia para el abastecimiento de la zona, diferenciados por la disponibilidad de la central Canutillar:

⁹ Coordinador Eléctrico Nacional, Especificaciones Técnicas Particulares “Aumento Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”, 18_293_OA_04, mayo de 2025, sección 11.14 “Restricciones operacionales, estacionales y constructivas”, proceso de licitación conforme al artículo 157.

Tabla 8-3: Escenarios de análisis de las condiciones de base

Escenario	Hidrología	Viento	Disponibilidad de central Canutillar
1	Seca	Bajo	0%
2	Seca	Bajo	50%

La selección de estos escenarios busca representar condiciones plausibles de estrés para el abastecimiento de la zona, considerando simultáneamente una hidrología seca, baja disponibilidad de recurso eólico y distintos niveles de disponibilidad de la central Canutillar. Estos escenarios se construyen a partir de antecedentes operacionales reales y de los modelos de despacho operacional del Informe Técnico Definitivo de enero de 2026 para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

Para representar las condiciones de operación de cada mes, se utiliza un día laboral de referencia construido a partir de las condiciones de demanda y despacho correspondientes a dicho período. De esta manera, se representa la evolución horaria de la operación del sistema a través del despacho de generación local, el flujo por el corredor Cautín–Ciruelos y la demanda de la zona.

Respecto del despacho de las unidades diésel, se incorpora como restricción la capacidad sostenible de reposición de combustible en la zona, estimada en 706 m³/día conforme a los antecedentes informados por el Coordinador en el “Estudio de Seguridad de Abastecimiento Período Julio 2026 – Junio 2027”¹⁰, y en el informe “Consultoría para la Caracterización de la Logística de Suministro de Combustible Diésel en el SEN”¹¹. Para efectos del análisis, este límite se adopta de manera conservadora como referencia para representar la cantidad de combustible que puede ser repuesta de manera sostenida en la zona y, por lo tanto, restringir el uso prolongado de generación diésel como recurso para abastecer la demanda.

Por su parte, la capacidad de transferencia del corredor se determina a partir de la información de infotécnica del Coordinador y también con los datos de operación real indicados en el capítulo anterior.

¹⁰ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/2026-estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/>

¹¹ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/08/Informe-Final-Characterizacion-Logistica-Suministro-de-Diesel.pdf>

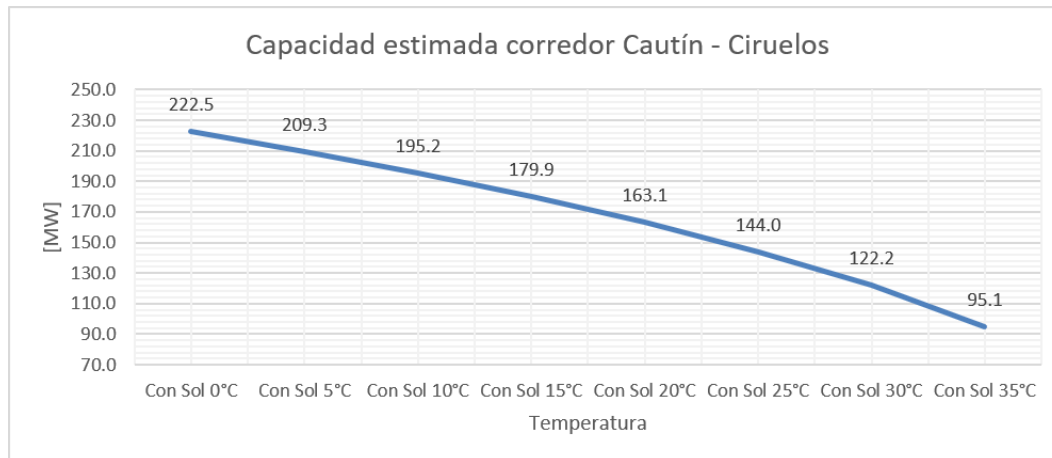


Figura 8-14: Capacidad del corredor Cautín – Ciruelos vs temperatura

A partir de los casos y escenarios de análisis definidos precedentemente, se simuló, para cada combinación, la evolución horaria de la operación del sistema al sur de S/E Cautín, considerando la demanda, la transferencia disponible por el corredor Cautín–Ciruelos y el despacho de los recursos locales de generación hidráulica, eólica y diésel. Cuando la combinación de dichos recursos no permite atender íntegramente la demanda, la diferencia se identifica como energía no suministrada (ENS). Las siguientes figuras presentan los resultados obtenidos para los escenarios representativos analizados.

Para facilitar la interpretación de los resultados, las figuras siguientes utilizan la leyenda que se presenta a continuación:



Caso 1: Refuerzo Cautín – Ciruelos no materializado oportunamente.

Escenario 1:

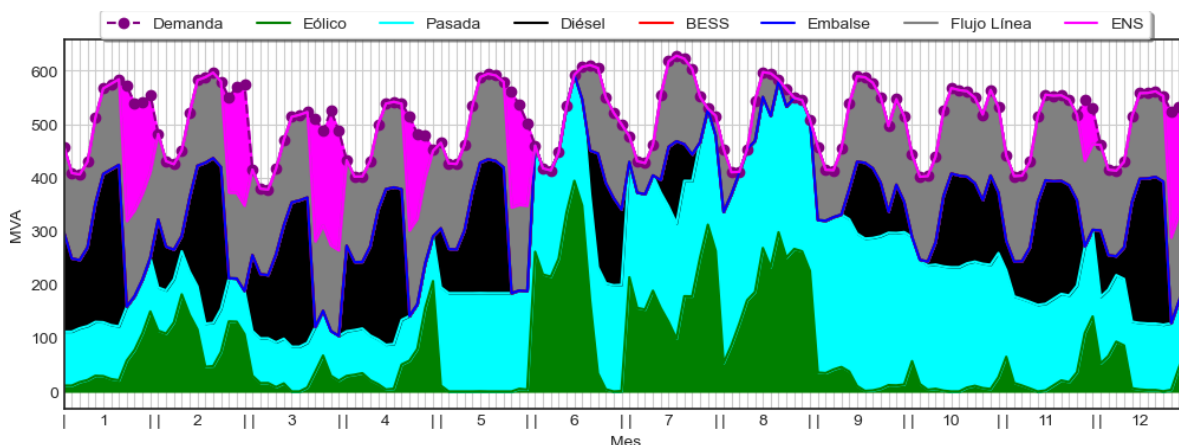


Figura 8-15: Despacho estimado Caso 1 en Escenario 1

En el escenario de mayor exigencia se observa ocurrencia de ENS en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, noviembre y diciembre. Lo anterior evidencia que, bajo condiciones plausibles de baja disponibilidad de recursos locales, la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Ciruelos, en conjunto con la generación disponible al sur de S/E Cautín, no resulta suficiente para atender íntegramente la demanda de la zona. Este resultado confirma la existencia de condiciones en que el abastecimiento depende críticamente de la disponibilidad de recursos locales y, por tanto, permite identificar un riesgo de abastecimiento que requiere ser abordado.

Escenario 2:

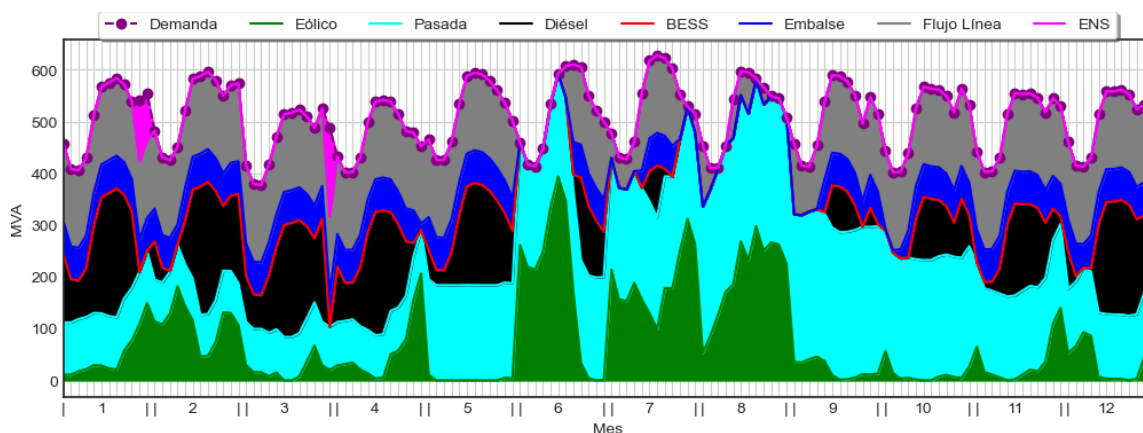


Figura 8-16: Despacho estimado Caso 1 en Escenario 2

Al considerar una disponibilidad de 50% de la central Canutillar, se observa una reducción significativa de la ENS respecto del escenario anterior. Sin embargo, persisten condiciones de energía no suministrada durante los meses de enero y marzo. Lo anterior muestra que una mayor disponibilidad de generación local mejora las condiciones de abastecimiento, pero no resulta suficiente para eliminar completamente el déficit bajo las condiciones analizadas.

Caso 2: Refuerzo Cautín – Ciruelos en ejecución.

Escenario 1:

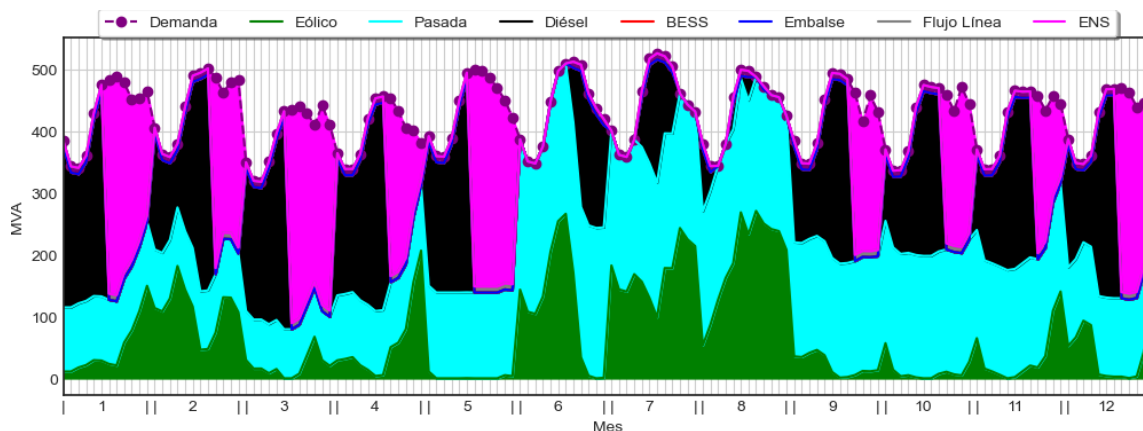


Figura 8-17: Despacho estimado Caso 2 en Escenario 1

En el escenario de mayor exigencia se observa ocurrencia de ENS en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, septiembre, octubre, noviembre y diciembre. Este resultado evidencia que, durante la ejecución del refuerzo y bajo condiciones desfavorables de disponibilidad de recursos locales, la reducción de la capacidad de transferencia del corredor genera una condición de abastecimiento significativamente más restrictiva que la observada en el Caso 1, aumentando tanto la frecuencia como la extensión de los períodos en que la demanda no puede ser atendida íntegramente.

Escenario 2:

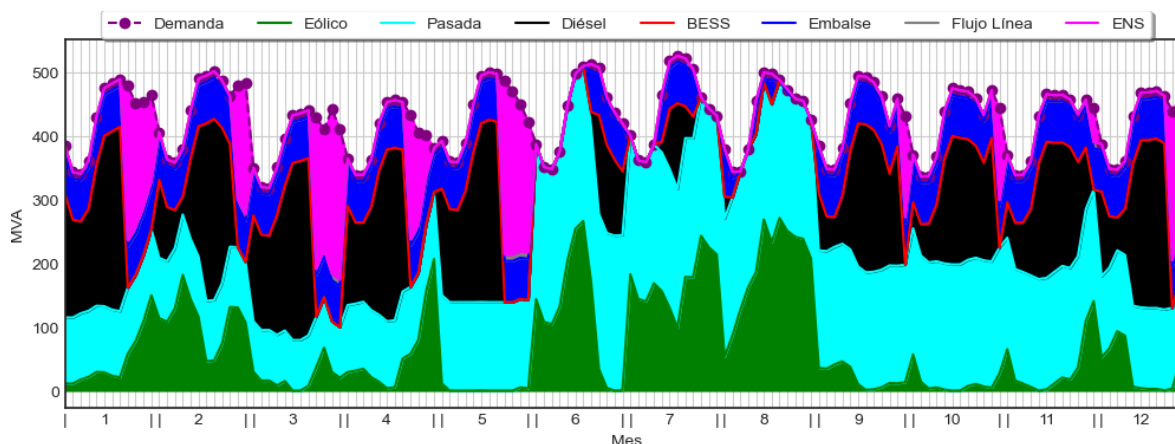


Figura 8-18: Despacho estimado Caso 2 en Escenario 2

Aun considerando una disponibilidad de 50% de la central Canutillar, se observa ENS en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, septiembre, octubre, noviembre y diciembre. Lo anterior muestra que, durante la intervención del corredor, una mayor disponibilidad de generación local resulta insuficiente para eliminar el riesgo de abastecimiento, debido a la fuerte reducción de la capacidad de transferencia disponible durante la ejecución del refuerzo.

Los resultados muestran que, bajo condiciones hidrológicas y eólicas desfavorables, existen períodos en que los recursos disponibles no resultan suficientes para abastecer íntegramente la demanda de la zona. Esta condición se observa tanto en ausencia de la materialización oportuna del refuerzo como, con mayor severidad, durante su ejecución.

En consecuencia, la seguridad de abastecimiento de demanda en la zona depende de la disponibilidad simultánea de recursos locales, particularmente hidráulicos, eólicos y diésel, cuya disponibilidad no puede asegurarse de manera permanente. A su vez, la ejecución del refuerzo estructural, necesaria para resolver las restricciones del corredor, requiere disponer de condiciones operativas que permitan intervenir uno de sus circuitos sin incrementar significativamente el riesgo de abastecimiento.

En síntesis, se advierte la necesidad de contar con una solución que permita reducir los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda ubicada al sur de S/E Cautín en las dos condiciones de base analizadas: aquella en que el refuerzo Cautín–Ciruelos no se materializa oportunamente y aquella asociada a su ejecución. En la primera condición, dichos riesgos



se relacionan con la persistencia de las restricciones actuales del corredor; en la segunda, con la reducción temporal de la capacidad de transferencia disponible durante la intervención de uno de sus circuitos. Por ello, la solución requerida debe abordar ambas dimensiones del riesgo de abastecimiento, contribuyendo a atender la demanda mientras el refuerzo estructural no se encuentre disponible y generando, al mismo tiempo, condiciones operativas compatibles con su ejecución.

Análisis probabilístico de la ocurrencia de energía no suministrada como indicador de los riesgos asociados al abastecimiento de demanda

El análisis anterior permitió identificar condiciones operativas plausibles en que los recursos disponibles no permiten abastecer íntegramente la demanda de la zona. Sin embargo, dicho análisis de casos y escenarios representativos no permite determinar con qué frecuencia podrían presentarse estas condiciones ni cómo evoluciona el riesgo de no abastecimiento de la demanda a medida que esta aumenta.

En este contexto, la energía no suministrada se utiliza como un indicador técnico para representar aquellas condiciones en que, bajo determinadas combinaciones hidrológicas y eólicas, la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Ciruelos y los recursos de generación local disponibles no permiten atender íntegramente la demanda ubicada al sur de S/E Cautín.

Por esta razón, se realiza un análisis probabilístico cuyo objetivo es caracterizar la evolución temporal de los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda, utilizando como indicador la ocurrencia de energía no suministrada, y considerando un conjunto amplio de condiciones hidrológicas y eólicas. En particular, este análisis permite evaluar, por una parte, cómo aumenta el riesgo de abastecimiento de demanda en caso de que el refuerzo Cautín–Ciruelos no se materialice oportunamente y, por otra, cómo se reducen progresivamente las condiciones operativas disponibles para ejecutar dicho refuerzo sin comprometer el abastecimiento íntegro de la demanda zona.

El horizonte de análisis se extiende hasta el año 2037, correspondiente a la fecha de puesta en servicio actualmente prevista para la obra “Nueva LT 2x500 kV Digueñes – Nueva Pichirropulli”, establecida mediante el Decreto Exento N°4 de 2019 del Ministerio de Energía y posteriormente modificada mediante el Decreto Exento N°58 de 2024 del mismo Ministerio, de acuerdo con los antecedentes disponibles. La entrada en operación de dicha infraestructura modifica estructuralmente las condiciones de abastecimiento de la zona, por lo que el análisis se concentra en el período previo a su materialización.

Para este análisis se combinan las 34 series hidrológicas¹² con las 34 series de viento disponibles¹³, obteniéndose 1.156 combinaciones de disponibilidad hidrológica y eólica para cada período analizado. Para cada combinación se simula nuevamente la operación horaria del sistema, considerando la demanda, la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Ciruelos y la disponibilidad de generación local, identificándose las horas en que dichos recursos resultan insuficientes y se produce energía no suministrada.

La probabilidad de ENS corresponde, para cada hora, a la proporción de combinaciones en que la demanda no puede ser abastecida íntegramente, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\frac{\sum_s^N (ENS_s)}{N}$$

Donde:

ENS_s : variable indicadora de ocurrencia de energía no suministrada en la combinación s , que toma valor 1 cuando se presenta ENS y 0 en caso contrario.

N : número total de combinaciones analizadas, correspondiente a las 1.156 combinaciones de series hidrológicas y eólicas multiplicadas por el número de escenarios de operación considerados que incluyen los definidos en el análisis de las condiciones de base anteriormente descritas.

En el siguiente gráfico se presenta, para cada mes del horizonte 2028 – 2037, la máxima probabilidad horaria mensual de ocurrencia de ENS obtenida para el Caso 1 y el Caso 2.

¹² 34 series posibles, construidas a partir de la estadística hidrológica según lo establecido en el estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, de 31 de marzo de 2020, elaborado por Ingeniería y Geofísica Ltda. (Meteodata).

¹³ Construidas a través información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía.

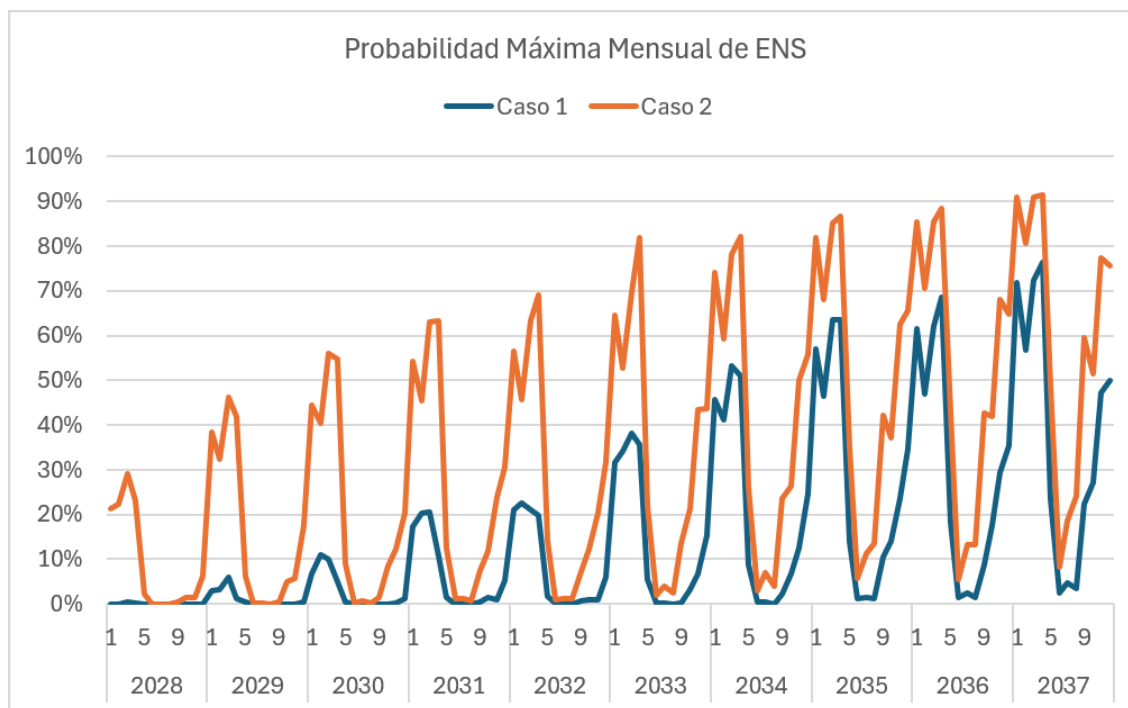


Figura 8-19: Probabilidad horaria máxima de ocurrencia de ENS

En el Caso 2, la probabilidad de ENS durante la ejecución del refuerzo es mayor que en el Caso 1 a lo largo de todo el horizonte y aumenta progresivamente con el tiempo. Lo anterior evidencia que, a medida que crece la demanda, las condiciones operativas que permitirían intervenir uno de los circuitos del corredor se vuelven cada vez más restrictivas.

Este resultado muestra que, en ausencia de recursos adicionales, la ejecución del refuerzo no permitiría abastecer íntegramente la demanda para la totalidad de las combinaciones hidrológicas y eólicas analizadas. En consecuencia, postergar su materialización no solo mantiene las restricciones actuales, sino que además reduce progresivamente la posibilidad de disponer de condiciones operativas adecuadas para ejecutar la obra.

En el Caso 1, si bien la probabilidad de ENS es menor, ésta también aumenta de manera sostenida en el horizonte. Esto evidencia que mantener la configuración actual sin materializar oportunamente el refuerzo representa riesgos asociados al abastecimiento futuro de la zona.

En síntesis, ambos casos muestran que los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda aumentan con el tiempo, ya sea porque el refuerzo no se materializa oportunamente o porque su ejecución requiere operar temporalmente el corredor en una condición más restrictiva. Por ello, se requiere una solución adicional que reduzca dichos riesgos y, al mismo tiempo, genere condiciones operativas que permitan viabilizar la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos.

8.2.3 Análisis de alternativas

A partir de la necesidad identificada en el acápite anterior, se evaluaron distintas alternativas destinadas a reducir los riesgos de abastecimiento de la demanda y mejorar las condiciones operativas de la zona. El análisis busca determinar qué solución permite abordar dicha necesidad de manera eficiente, considerando su capacidad para asegurar el abastecimiento de la demanda. Para estos efectos, se consideraron las siguientes alternativas:

Tabla 8-4: Alternativas de solución

N°	Alternativa	Límite objetivo del corredor Cautín – Ciruelos [MW]	PES	V.I. [MMUSD]
1	Nueva Línea Cautín – Ciruelos	600	2035	118
2	Grid Booster 50 MW/0,5H	200 – 250	2030	25,6
3	Grid Booster 100 MW/0,5H	250 – 300	2030	33,1
4	Grid Booster 150 MW/0,5H	300 – 350	2030	42,2
5	Grid Booster 200 MW/0,5H	300 – 400	2030	53,7
6	BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 200/2H	420 – 620	2030	71,1
7	BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 150/2H	420 – 570	2030	54,9
8	BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 100/2H	420 – 520	2030	45,2
9	BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 200/1H	420 – 620	2030	59,8
10	BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 150/1H	420 – 570	2030	46,8
11	BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 100/1H	420 – 570	2030	36,7
12	BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 200/0,5H	420 – 620	2030	53,7

Se destaca que para resolver la necesidad identificada en el corredor Cautín – Ciruelos se analizaron diversas alternativas de ubicación, entre las cuales, la alternativa de ubicar el proyecto en la S/E Tineo permite resolver la problemática y además abarcar otras necesidades entre S/E Ciruelos y S/E Tineo, aumentando sus beneficios para el sistema por el mismo valor de inversión.

Sin perjuicio de lo anterior y de manera conservadora, los análisis de alternativas se acotan solo al corredor Cautín – Ciruelos, de manera de identificar aquella que resuelva de mejor manera la necesidad indicada, sin adicionar los beneficios del corredor Ciruelos - Tineo.

Cabe mencionar que, de acuerdo con las soluciones actualmente ofrecidas en el mercado, los sistemas de almacenamiento se concentran principalmente en configuraciones de 2 horas de duración. Las configuraciones de 1 hora pueden desarrollarse a requerimiento



específico; sin embargo, dicha adecuación implica mayores costos unitarios en comparación con las configuraciones de 2 horas.

Por su parte, las alternativas de 0,5 horas se incorporan únicamente como referencia para efectos de la evaluación técnico-económica y de la comparación entre configuraciones. Estas alternativas no corresponden a una solución que actualmente se espere encontrar disponible en el mercado, sino que se consideran con fines analíticos para evaluar el efecto de reducir la capacidad de almacenamiento manteniendo una determinada potencia nominal.

Asimismo, en las alternativas identificadas como habilitantes del refuerzo Cautín–Ciruelos, dicha funcionalidad corresponde a la capacidad del BESS de operar en modo Grid Forming, permitiendo formar y sostener la operación en isla de la zona al sur de S/E Cautín ante la pérdida del circuito que permanece en servicio durante la intervención del corredor. Complementariamente, el BESS podrá operar como Grid Booster en aquellos períodos en que no se encuentre prestando la función habilitante del refuerzo Cautín–Ciruelos, permitiendo aumentar la capacidad de transferencia del corredor. Para efectos de la evaluación de las alternativas que combinan ambas funcionalidades, la operación como Grid Booster se consideró con posterioridad a la materialización del refuerzo.

A continuación, se detallan las alternativas:

- Alternativa 1 – Nueva Línea Cautín – Ciruelos: Consiste en una nueva línea 2x220 kV entre S/E Cautín y S/E Ciruelos con una capacidad de a lo menos 420 MW a 30°C/con sol.
- Alternativa 2 – Grid Booster 50 MW: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 50 MW por 0,5 horas, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 25 MWh. El sistema deberá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 50 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.
- Alternativa 3 – Grid Booster 100 MW: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 100 MW por 0,5 horas, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 50 MWh. El sistema deberá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 100 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.
- Alternativa 4 – Grid Booster 150 MW: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 150 MW por 0,5 horas, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 75 MWh. El sistema deberá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de



transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 150 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.

- Alternativa 5 – Grid Booster 200 MW: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 200 MW por 0,5 horas, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 100 MWh. El sistema deberá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 200 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.
- Alternativa 6 – BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 200/2H: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo 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. Durante la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, el sistema deberá operar con capacidad Grid Forming, permitiendo formar y sostener la operación en isla de la zona al sur de S/E Cautín ante la pérdida del circuito que permanece en servicio. Esta funcionalidad permite mantener una transferencia de hasta 200 MW durante la intervención y disponer de recursos para el control de frecuencia y el redespacho posterior a la contingencia. Complementariamente, una vez materializado el refuerzo, el sistema podrá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 200 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.
- Alternativa 7 – BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 150/2H: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 150 MW por 2 horas, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 300 MWh. Durante la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, el sistema deberá operar con capacidad Grid Forming, permitiendo formar y sostener la operación en isla de la zona al sur de S/E Cautín ante la pérdida del circuito que permanece en servicio. Esta funcionalidad permite mantener una transferencia de hasta 150 MW durante la intervención y disponer de recursos para el control de frecuencia y el redespacho posterior a la contingencia. Complementariamente, una vez materializado el refuerzo, el sistema podrá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 150 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.
- Alternativa 8 – BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 100/2H: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 100 MW por 2 horas, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 200 MWh. Durante la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, el sistema deberá operar con capacidad Grid Forming, permitiendo



formar y sostener la operación en isla de la zona al sur de S/E Cautín ante la pérdida del circuito que permanece en servicio. Esta funcionalidad permite mantener una transferencia de hasta 100 MW durante la intervención y disponer de recursos para el control de frecuencia y el redespacho posterior a la contingencia. Complementariamente, una vez materializado el refuerzo, el sistema podrá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 100 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.

- Alternativa 9 – BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 200/1H: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 200 MW por 1 hora, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 200 MWh. Durante la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, el sistema deberá operar con capacidad Grid Forming, permitiendo formar y sostener la operación en isla de la zona al sur de S/E Cautín ante la pérdida del circuito que permanece en servicio. Esta funcionalidad permite mantener una transferencia de hasta 200 MW durante la intervención y disponer de recursos para el control de frecuencia y el redespacho posterior a la contingencia. Complementariamente, una vez materializado el refuerzo, el sistema podrá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 200 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.
- Alternativa 10 – BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 150/1H: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 150 MW por 1 hora, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 150 MWh. Durante la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, el sistema deberá operar con capacidad Grid Forming, permitiendo formar y sostener la operación en isla de la zona al sur de S/E Cautín ante la pérdida del circuito que permanece en servicio. Esta funcionalidad permite mantener una transferencia de hasta 150 MW durante la intervención y disponer de recursos para el control de frecuencia y el redespacho posterior a la contingencia. Complementariamente, una vez materializado el refuerzo, el sistema podrá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 150 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.
- Alternativa 11 – BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 100/1H: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 100 MW por 1 hora, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 100 MWh. Durante la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, el sistema deberá operar con capacidad Grid Forming, permitiendo formar y sostener la operación en isla de la zona al sur de S/E Cautín ante la pérdida del



circuito que permanece en servicio. Esta funcionalidad permite mantener una transferencia de hasta 100 MW durante la intervención y disponer de recursos para el control de frecuencia y el redespacho posterior a la contingencia. Complementariamente, una vez materializado el refuerzo, el sistema podrá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 100 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.

- Alternativa 12 – BESS Grid Forming habilitante del refuerzo y Grid Booster 200/0,5H: Consiste en un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Tineo con una capacidad nominal de 200 MW por 0,5 horas, referida al lado de alta tensión del transformador de conexión, totalizando una capacidad de almacenamiento efectiva de, al menos, 100 MWh. Durante la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, el sistema deberá operar con capacidad Grid Forming, permitiendo formar y sostener la operación en isla de la zona al sur de S/E Cautín ante la pérdida del circuito que permanece en servicio. Esta funcionalidad permite mantener una transferencia de hasta 200 MW durante la intervención y disponer de recursos para el control de frecuencia y el redespacho posterior a la contingencia. Complementariamente, una vez materializado el refuerzo, el sistema podrá operar como Grid Booster, incrementando la capacidad de transferencia del corredor Cautín–Tineo en hasta 200 MW, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor.

Para efectos de la evaluación, en las alternativas que consideran un sistema de almacenamiento como habilitante del refuerzo se incorpora también su operación como Grid Booster. Ambas funcionalidades son complementarias y pueden prestarse en distintas condiciones de operación, de manera que el BESS puede operar como Grid Booster en aquellos períodos en que no se encuentre siendo utilizado como habilitante del refuerzo. No obstante, para efectos de la evaluación de estas alternativas, la operación como Grid Booster se considera con posterioridad a la materialización del refuerzo, permitiendo evaluar el aprovechamiento del activo una vez finalizada su función habilitante.

Cada una de las alternativas se analizó considerando 1.156 combinaciones de series hidrológicas y de viento en el horizonte 2030–2037, aplicando la metodología probabilística descrita anteriormente. Para cada alternativa se determinó la probabilidad de ocurrencia de ENS, con el objeto de evaluar su capacidad para reducir el riesgo de abastecimiento de la zona.

Adicionalmente, para las alternativas que permiten habilitar la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, se evaluó su desempeño durante la intervención de uno de los circuitos. Para ello, se comparó el límite de transferencia que cada solución permite mantener respecto de la condición base del Caso 2, en la cual la transferencia por el circuito que permanece en servicio se restringe a 10 MW. Este análisis permite determinar en qué medida cada alternativa aumenta la capacidad de transferencia disponible durante la intervención, manteniendo condiciones compatibles con la seguridad de abastecimiento ante la eventual pérdida del circuito en servicio.

En la figura a continuación se presenta, para las alternativas 1 a 8, la máxima probabilidad horaria mensual de ocurrencia de ENS, comparándola con los Casos 1 y 2 definidos anteriormente. Las alternativas 9 a 12 no se incluyen en esta comparación, dado que, para efectos de este análisis, presentan los mismos límites de transferencia que las alternativas 6 a 8. Las diferencias asociadas a su capacidad de almacenamiento y duración se analizan posteriormente mediante indicadores de autonomía, flexibilidad de redespacho y uso de recursos locales.

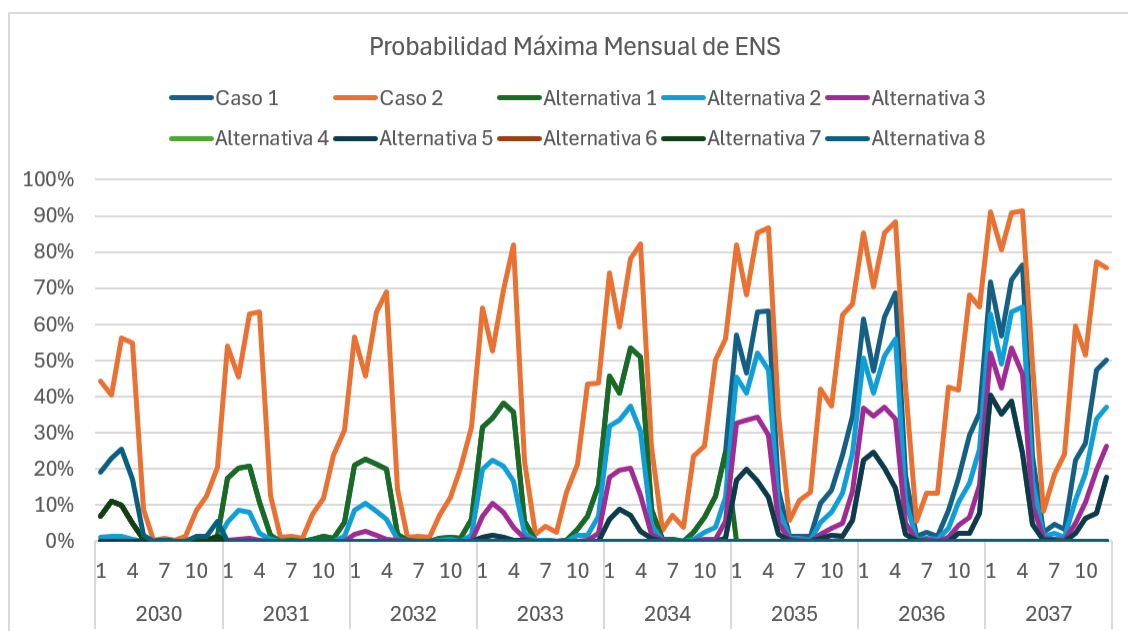


Figura 8-20: Probabilidad horaria máxima de ocurrencia de ENS mensual

La figura anterior permite visualizar la evolución temporal de la probabilidad de ENS durante el horizonte de análisis. A partir de estos resultados, la tabla a continuación presenta, para cada año, la máxima probabilidad horaria de ocurrencia de ENS registrada en los casos y alternativas evaluados.

Tabla 8-5: Probabilidad horaria máxima de ocurrencia de ENS anual

Año	Caso 1	Caso 2	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5	Alternativa 6	Alternativa 7	Alternativa 8
2030	10,99%	56,10%	10,99%	1,38%	0,00%	0,00%	0,00%	10,99%	10,99%	25,56%
2031	20,59%	63,37%	20,59%	8,43%	0,87%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2032	22,66%	69,03%	22,66%	10,60%	2,77%	0,04%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
2033	38,19%	81,96%	38,19%	22,49%	10,34%	1,69%	1,69%	0,00%	0,00%	0,00%
2034	53,29%	82,14%	53,29%	37,46%	20,07%	8,69%	8,69%	0,00%	0,00%	0,00%
2035	63,62%	86,72%	0,00%	51,99%	34,26%	19,81%	19,81%	0,00%	0,00%	0,00%

Año	Caso 1	Caso 2	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5	Alternativa 6	Alternativa 7	Alternativa 8
2036	68,64%	88,32%	0,00%	55,88%	37,02%	24,57%	24,57%	0,00%	0,00%	0,00%
2037	76,30%	91,31%	0,00%	64,75%	53,42%	40,31%	40,31%	0,00%	0,00%	0,00%

Los resultados muestran que las alternativas basadas exclusivamente en la operación como Grid Booster reducen progresivamente el riesgo de abastecimiento a medida que aumenta su potencia, pero no permiten eliminar la ocurrencia de ENS durante todo el horizonte de análisis.

En particular, la alternativa 3 permite eliminar la ocurrencia de ENS en el año 2030; sin embargo, a partir de 2031 vuelve a observarse probabilidad de energía no suministrada. Por su parte, las alternativas 4 y 5 permiten eliminar la ocurrencia de ENS durante los años 2030 y 2031, pero desde 2032 vuelven a presentarse condiciones con ENS, cuya probabilidad aumenta progresivamente hacia el final del horizonte.

Lo anterior muestra que el incremento de capacidad de transferencia mediante la función Grid Booster permite reducir el riesgo de abastecimiento en los primeros años, pero no constituye por sí solo una solución suficiente para todo el período analizado. A medida que aumenta la demanda, el sistema continúa requiriendo la materialización del refuerzo estructural Cautín–Ciruelos para asegurar el abastecimiento de la zona.

La Alternativa 1 presenta un comportamiento distinto al resto de las alternativas evaluadas, dado que corresponde a una nueva línea Cautín–Ciruelos cuya puesta en servicio se considera para el año 2035. Por esta razón, durante el período previo a su materialización reproduce las condiciones del Caso 1, manteniéndose la probabilidad de ENS asociada a la configuración actual del sistema. A partir de su entrada en operación, el aumento estructural de capacidad del corredor permite eliminar la ocurrencia de ENS en el horizonte analizado. Sin perjuicio de lo anterior, esta alternativa no permite atender oportunamente la necesidad identificada en el corto y mediano plazo, debido al mayor plazo requerido para su materialización.

En cambio, las alternativas 6 a 12 incorporan la capacidad Grid Forming necesaria para habilitar la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos en un horizonte compatible con la necesidad identificada y, complementariamente, su posterior operación como Grid Booster. Una vez materializado dicho refuerzo, estas alternativas permiten eliminar la ocurrencia de ENS en el horizonte analizado. Durante el período de ejecución de la obra, en cambio, las condiciones de abastecimiento dependen de las prestaciones operacionales que entrega cada configuración del sistema de almacenamiento durante su función habilitante del refuerzo.

En consecuencia, el análisis permite distinguir dos grupos de soluciones. Por una parte, las alternativas 1 a 5 no permiten resolver oportunamente y de manera integral la necesidad



de abastecimiento identificada. Por otra, las alternativas 6 a 12 permiten abordar dicha necesidad mediante la habilitación del refuerzo estructural y complementar posteriormente su operación mediante la función Grid Booster. Por esta razón, el análisis posterior se concentra en estas últimas alternativas.

Evaluación del desempeño como habilitante del refuerzo

Una vez identificadas las configuraciones capaces de resolver la necesidad de abastecimiento en el horizonte de análisis, corresponde evaluar su desempeño durante la ejecución del refuerzo, con el objeto de determinar qué configuración entrega las condiciones operativas más adecuadas para permitir su ejecución. Para ello, se comparan las alternativas 6 a 12 considerando conjuntamente el límite de transferencia que permiten mantener durante la intervención, la flexibilidad operacional para efectuar el redespacho ante una contingencia, la autonomía de la operación en isla, el uso de generación diésel y de recursos del embalse, así como el costo asociado a cada configuración.

Para estos efectos se analizan, entre otros, los siguientes factores:

- Límite de transferencia que puede mantenerse durante la intervención de uno de los circuitos, respecto de la condición base de 10 MW.
- Flexibilidad operacional para efectuar el redespacho ante una contingencia.
- Uso de generación diésel y recursos del embalse del Lago Chapo.
- Autonomía de la operación en isla ante la pérdida del enlace.
- Disponibilidad de recursos locales necesaria para sostener las condiciones de operación requeridas durante la ejecución del refuerzo.

El análisis considera la desconexión de uno de los circuitos del corredor Cautín–Ciruelos para su intervención y la posterior pérdida del circuito que permanece en servicio. En esta condición, el sistema de almacenamiento, operando en modo Grid Forming, debe permitir la formación y sostenimiento de la isla eléctrica al sur de S/E Cautín, entregando el tiempo necesario para efectuar el redespacho de los recursos disponibles y mantener el abastecimiento de la demanda.

La flexibilidad operacional que entrega cada alternativa se evalúa principalmente a partir de dos variables: el tiempo disponible para efectuar el redespacho posterior a la pérdida del enlace y la autonomía que el sistema de almacenamiento permite mantener en operación la isla eléctrica. Ambas variables dependen de la potencia y capacidad de almacenamiento del BESS, así como del nivel de transferencia que se mantenga durante la intervención.

En particular, existe un compromiso entre el límite de transferencia y la autonomía disponible. Una menor transferencia por el circuito que permanece en servicio reduce la energía que debe aportar el sistema de almacenamiento una vez producida la contingencia, aumentando la autonomía de la isla. Sin embargo, dicha condición incrementa la necesidad de utilizar generación local durante la intervención, especialmente unidades diésel, aumentando la dependencia de un recurso cuya reposición se encuentra limitada. Por el contrario, una mayor transferencia reduce el uso de generación local durante la

intervención, pero incrementa la energía que debe aportar el BESS inmediatamente después de la pérdida del enlace, reduciendo su autonomía disponible.

Para representar esta relación, el tiempo de autonomía de la isla se determina mediante la siguiente expresión:

$$T_A = T_R + \left(\frac{E_{BESS} - T_R \times Lim_{LT}}{P_s} \right)$$

Sujeto a:

$$T_R \times Lim_{LT} + (T_A - T_R) \times P_s \leq E_{BESS}$$

En donde:

T_A : Tiempo de autonomía de la isla ante la pérdida del enlace.

T_R : Tiempo de redespacho posterior a la pérdida del enlace Cautín – Ciruelos.

Lim_{LT} : Límite de transferencia considerado durante la intervención de uno de los circuitos Cautín – Ciruelos.

E_{BESS} : Capacidad de almacenamiento disponible del sistema de almacenamiento.

P_s : Potencia reservada en el sistema de almacenamiento para contribuir al control de frecuencia de la isla.

Para efectos de la evaluación se adopta un enfoque conservador, buscando mantener el mayor nivel de transferencia posible durante la intervención, de manera de reducir la dependencia de generación diésel y el riesgo asociado a su capacidad limitada de reposición. Asimismo, se considera una potencia de 30 MW despachada constantemente, destinada al control de frecuencia de la isla.

Sobre la base de los supuestos anteriores, la tabla a continuación resume los parámetros considerados para cada alternativa en la evaluación de autonomía y redespacho.

Tabla 8-6: Parámetros considerados para la evaluación de autonomía y redespacho

Alternativa	Sistema BESS	Lim _{LT} [MW]	E _{BESS} [MWh]	P _s [MW]
6	200/2H	150	400	30
7	150/2H	150	300	30
8	100/2H	100	200	30
9	200/1H	150	200	30
10	150/1H	150	150	30
11	100/1H	100	100	30
12	200/0,5H	150	100	30

En la siguiente figura se presenta, para cada alternativa, la relación entre el tiempo disponible para efectuar el redespacho posterior a la pérdida del enlace y la autonomía que el sistema de almacenamiento permite mantener en operación en isla.

La autonomía disponible depende tanto de la capacidad de almacenamiento del BESS como del límite de transferencia considerado durante la intervención. En términos generales, una mayor capacidad de almacenamiento permite disponer de un mayor margen para efectuar el redespacho antes de agotar la energía disponible, mientras que un menor nivel de transferencia reduce la energía que debe aportar el BESS una vez producida la contingencia. Asimismo, a medida que aumenta el tiempo requerido para efectuar el redespacho disminuye la autonomía remanente, debido a la energía utilizada para sostener la operación de la isla durante dicho período.

Este análisis permite comparar la flexibilidad operacional que entrega cada configuración ante la pérdida del enlace Cautín–Ciruelos, particularmente en términos del margen disponible para efectuar el redespacho y disponer de tiempo para gestionar la contingencia y recuperar las condiciones normales de operación del sistema.

A partir de esta relación, se determinan para cada alternativa los tiempos de autonomía asociados a distintos tiempos de redespacho, los que se presentan a continuación.

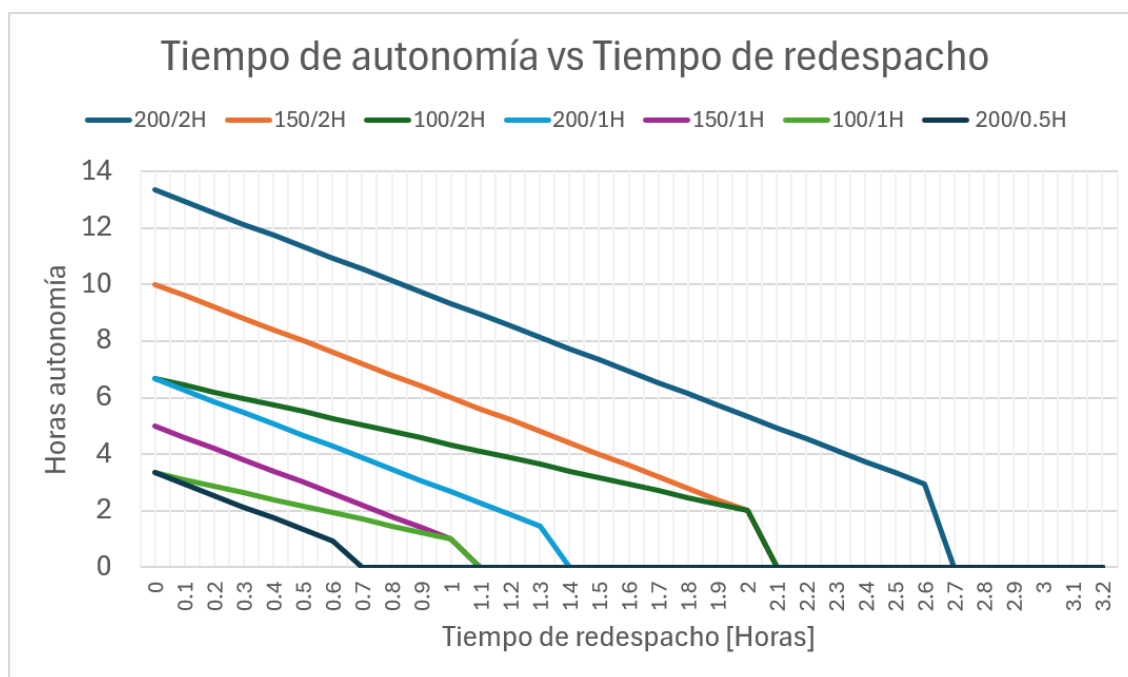


Figura 8-21: Tiempo de autonomía vs tiempo de redespacho

La figura anterior muestra la relación entre el tiempo requerido para efectuar el redespacho y la autonomía remanente de la isla para cada configuración. A medida que aumenta el tiempo de redespacho, una mayor proporción de la energía almacenada debe utilizarse para sostener la operación de la isla, reduciéndose progresivamente la autonomía disponible.

Las diferencias entre las curvas dependen tanto de la capacidad de almacenamiento del BESS como del límite de transferencia considerado durante la intervención. En términos generales, las configuraciones con mayor capacidad de almacenamiento entregan un mayor margen para efectuar el redespacho y sostener la isla, mientras que un menor límite de

transferencia reduce el aporte inicial requerido del BESS ante la pérdida del enlace y contribuye a prolongar su autonomía.

A partir de esta relación, la tabla a continuación resume, para cada alternativa, la autonomía disponible de la operación en isla considerando distintos tiempos de redespacho, junto con el límite de transferencia adoptado durante la intervención de uno de los circuitos del corredor Cautín–Ciruelos.

Los tiempos de redespacho seleccionados permiten representar distintos niveles de exigencia operacional y comparar el margen que entrega cada configuración antes de agotar la energía disponible del sistema de almacenamiento.

Tabla 8-7: Autonomía de la operación en isla para distintos tiempos de redespacho

Alternativa	Sistema BESS	Lim _{LT} [MW]	$T_R = 0,2$ [horas]	$T_R = 0,5$ [horas]	$T_R = 0,7$ [horas]	$T_R = 1,0$ [horas]	$T_R = 2,0$ [horas]
6	200/2H	150	12,53	11,33	10,53	9,33	5,33
7	150/2H	150	9,20	8,00	7,20	6,00	2,00
8	100/2H	100	6,20	5,50	5,03	4,33	2,00
9	200/1H	150	5,87	4,67	3,87	2,67	0,00
10	150/1H	150	4,20	3,00	2,20	1,00	0,00
11	100/1H	100	2,87	2,17	1,70	1,00	0,00
12	200/0,5H	150	2,53	1,33	0,00	0,00	0,00

Los resultados muestran diferencias relevantes entre las configuraciones evaluadas, tanto en la autonomía disponible como en el tiempo de redespacho que pueden soportar antes de agotar la energía disponible del BESS. Estas diferencias permiten caracterizar la flexibilidad operacional de cada alternativa durante una contingencia.

A partir de los resultados anteriores, la tabla a continuación resume los principales indicadores de flexibilidad operacional obtenidos para cada alternativa.

Tabla 8-8: Resumen de la autonomía otorgada por cada alternativa

Alternativa	Sistema BESS	Límite de transferencia durante la intervención de uno de los circuitos [MW]	Flexibilidad del redespacho ante falla [horas]	Autonomía máxima de la isla en caso de falla, [horas]	Autonomía mínima de la isla en caso de falla [horas]
6	200/2H	150	2,60	13,33	2,93
7	150/2H	150	2,00	10,00	2,00
8	100/2H	100	2,00	6,67	2,00
9	200/1H	150	1,30	6,67	1,47
10	150/1H	150	1,00	5,00	1,00
11	100/1H	100	1,00	3,33	1,00
12	200/0,5H	150	0,60	3,33	0,93



En conjunto, los resultados anteriores muestran que las configuraciones con mayor capacidad de almacenamiento entregan un mayor margen operacional durante la contingencia, tanto por la mayor autonomía disponible de la isla como por el mayor tiempo que permiten para efectuar el redespacho. Esta mayor flexibilidad reduce la necesidad de recuperar rápidamente el enlace y entrega más tiempo para gestionar la contingencia antes de agotar la energía disponible del BESS.

No obstante, la autonomía del sistema de almacenamiento no constituye por sí sola un indicador suficiente para comparar las alternativas, dado que durante la intervención también resulta relevante la disponibilidad y utilización de los recursos locales mientras uno de los circuitos permanece fuera de servicio. Por esta razón, el análisis se complementa evaluando el efecto de cada configuración sobre el uso de generación diésel y de los recursos del embalse.

Con este objeto, se analizó el efecto de cada alternativa sobre el uso de los recursos locales durante la intervención. En particular, se evaluó el consumo de generación diésel y de los recursos del embalse, así como la frecuencia con que la disponibilidad de dichos recursos podría resultar insuficiente para mantener la operación requerida durante la ejecución de la obra.

Para ello, se simuló la operación del sistema para las 1.156 combinaciones de series hidrológicas y eólicas consideradas anteriormente, utilizando como referencia el año 2030 y manteniendo los mismos supuestos operacionales definidos para la intervención de uno de los circuitos del corredor Cautín–Ciruelos.

Este análisis permite complementar los indicadores de autonomía y flexibilidad de redespacho, incorporando el efecto que cada configuración tiene sobre la dependencia de recursos locales cuya disponibilidad es limitada.

Para estas simulaciones se consideraron los siguientes supuestos:

- Se considera un solo circuito en servicio, representando la intervención del circuito paralelo.
- Se analizan tiempos de redespacho de 0,2; 1 y 2 horas.
- Se considera la pérdida del circuito en servicio durante la hora de máxima demanda (hora 11-12).
- Ante la contingencia, el BESS responde de manera inmediata para compensar la pérdida de transferencia del enlace y sostener la operación en isla.
- No se considera la reposición de ninguno de los circuitos durante el período analizado.
- Se considera la pérdida de la isla cuando el BESS agota la energía disponible y no existen recursos suficientes para mantener la frecuencia y abastecer íntegramente la demanda.

A partir de estas simulaciones, la figura a continuación presenta la probabilidad horaria de ocurrencia de ENS ante la pérdida del circuito en servicio, para cada una de las alternativas habilitantes evaluadas y para el Caso 2 utilizado como condición de referencia:

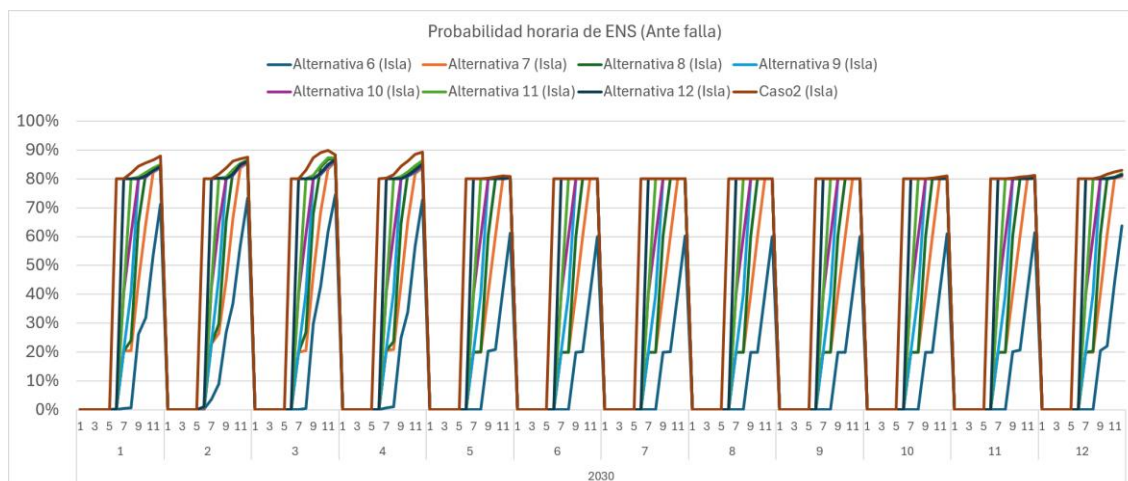


Figura 8-22: Probabilidad horaria de ENS ante falla

La comparación anterior permite observar cómo las distintas configuraciones del sistema de almacenamiento modifican la exposición a ENS ante una contingencia durante la ejecución del refuerzo, en función de la potencia disponible, la capacidad de almacenamiento y el tiempo requerido para efectuar el redespacho.

Con el objeto de facilitar la comparación entre alternativas, la tabla a continuación presenta, para el año 2030, la probabilidad horaria promedio de ocurrencia de ENS posterior a la falla del circuito en servicio, así como el promedio obtenido durante el período post-falla analizado.

Tabla 8-9: Promedio horario de la probabilidad de ENS en el 2030

Hora	Caso2 (Isia)	Alternativa 6 (Isia)	Alternativa 7 (Isia)	Alternativa 8 (Isia)	Alternativa 9 (Isia)	Alternativa 10 (Isia)	Alternativa 11 (Isia)	Alternativa 12 (Isia)
09-10	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
11-12	80,00%	0,03%	0,03%	0,05%	0,03%	0,03%	0,07%	0,11%
13-14	80,04%	0,40%	20,31%	20,31%	20,45%	40,29%	40,52%	80,01%
15-16	80,69%	0,93%	20,68%	22,06%	40,66%	60,52%	80,02%	80,02%
17-18	81,77%	22,38%	41,67%	61,96%	80,02%	80,03%	80,28%	80,04%
19-20	82,54%	25,79%	62,19%	80,90%	80,35%	80,40%	81,08%	80,52%
21-22	83,08%	46,35%	80,97%	81,71%	81,18%	81,27%	81,86%	81,39%
23-24	83,30%	64,96%	81,69%	82,16%	81,83%	81,92%	82,33%	82,07%
Promedio Post-falla	81,63%	22,98%	43,94%	49,88%	54,93%	60,64%	63,74%	69,16%



Los resultados permiten cuantificar las diferencias entre las configuraciones evaluadas y complementar el análisis de autonomía presentado anteriormente. En particular, una menor probabilidad promedio de ENS post-falla refleja una mayor capacidad de la alternativa para sostener la operación de la isla mientras se efectúa el redespacho de los recursos disponibles. Estos resultados se consideran posteriormente, en conjunto con los demás indicadores operacionales y económicos, para la comparación final de las alternativas habilitantes.

Los resultados muestran que, en el Caso 2, correspondiente a la ejecución del refuerzo sin un sistema de almacenamiento que facilite su intervención, ya existe probabilidad de ENS bajo determinadas combinaciones de recursos incluso antes de producirse la contingencia. Esta condición se explica por la elevada exigencia del sistema durante la intervención de uno de los circuitos y la consecuente dependencia de los recursos locales para abastecer la demanda.

La incorporación de un sistema de almacenamiento reduce significativamente la probabilidad de ENS durante las primeras horas posteriores a la pérdida del circuito que permanece en servicio. En particular, todas las alternativas presentan inicialmente valores bajos de ENS, evidenciando que el BESS permite sostener transitoriamente la operación en isla mientras se efectúa el redespacho de los recursos disponibles.

Sin embargo, a medida que se prolonga la operación en isla, las diferencias entre las configuraciones se hacen más relevantes. Las alternativas con menor capacidad de almacenamiento incrementan más rápidamente su probabilidad de ENS, debido al agotamiento de la energía disponible en el BESS y a la creciente dependencia de los demás recursos locales. La alternativa 6, correspondiente a un sistema de 200 MW y 2 horas de duración, mantiene una menor exposición a ENS durante un período más prolongado, consistente con la mayor autonomía observada en los análisis anteriores.

Asimismo, ninguna de las alternativas permite eliminar completamente la probabilidad de ENS durante todo el período posterior a la contingencia. Lo anterior evidencia que la instalación del sistema de almacenamiento no reemplaza la necesidad de contar con recursos locales disponibles para sostener la operación de la isla, sino que entrega flexibilidad y tiempo adicional para efectuar el redespacho y gestionar la contingencia.

En este contexto, resulta especialmente relevante preservar recursos que puedan ser utilizados posteriormente al aislamiento de la zona. Una mayor capacidad de almacenamiento permite reducir el uso anticipado de generación diésel y de agua embalsada durante la intervención, manteniendo dichos recursos disponibles para responder ante una eventual contingencia. Esto reduce la dependencia de recursos cuya disponibilidad es limitada y mejora las condiciones operativas para ejecutar el refuerzo.

A partir de los análisis anteriores, la tabla a continuación resume el desempeño de las alternativas evaluadas, integrando los principales indicadores asociados a la operación durante la ejecución del refuerzo: uso de recursos locales, probabilidad promedio de ENS post-falla, flexibilidad para efectuar el redespacho, autonomía de la operación en isla y valor de inversión.

Tabla 8-10: Resumen desempeño de cada alternativa

Alternativa	Sistema BESS	Límite	Promedio de EMB [MWh/día]	Promedio uso diésel [m3/día]	Probabilidad de ENS promedio post-falla	Flexibilidad del redespacho ante falla [Horas]	Autonomía máxima de la isla en caso de falla [Horas]	Autonomía mínima de la isla en caso de falla [Horas]	VI [MMUSD]
6	200/2H	150	197,4	267,2	23%	2,60	13,33	2,93	71,1
7	150/2H	150	198,5	275,2	44%	2,00	10,00	2,00	54,9
8	100/2H	100	204,4	287,8	50%	2,00	6,67	2,00	45,2
9	200/1H	150	199,6	282,3	55%	1,30	6,67	1,47	59,8
10	150/1H	150	200,1	286,2	61%	1,00	5,00	1,00	46,8
11	100/1H	100	205,3	295,4	64%	1,00	3,33	1,00	36,7
12	200/0,5H	150	200,7	291,8	69%	0,60	3,33	0,93	53,7

Los resultados muestran diferencias relevantes entre las configuraciones analizadas. En particular, a medida que disminuye la capacidad de almacenamiento, aumenta la probabilidad promedio de ENS post-falla y se reduce la flexibilidad disponible para efectuar el redespacho y sostener la operación en isla. Asimismo, las alternativas presentan distintos niveles de utilización de recursos locales, lo que permite evaluar en qué medida cada configuración contribuye a preservar generación diésel y recursos del embalse para enfrentar una eventual contingencia.

La alternativa 6 presenta la menor probabilidad promedio de ENS post-falla entre las configuraciones evaluadas y, al mismo tiempo, los mayores niveles de flexibilidad de redespacho y autonomía de la operación en isla. Estas prestaciones resultan particularmente relevantes para mantener condiciones operativas compatibles con la ejecución del refuerzo ante la eventual pérdida del circuito que permanece en servicio y la estadística de reposición, en donde se considera un intervalo de 8 a 12 horas de reposición.

Asimismo, debe considerarse que la decisión operacional de autorizar y mantener una intervención dependerá no solo de las prestaciones del sistema de almacenamiento, sino también de la disponibilidad de los recursos locales y de las restricciones asociadas al suministro de combustible diésel. En este contexto, una menor exposición a ENS ante contingencia y una mayor capacidad para preservar recursos locales favorecen las condiciones para ejecutar el refuerzo.

Sin perjuicio de lo anterior, la selección de una alternativa no puede realizarse únicamente sobre la base de su desempeño técnico. Por ello, se evaluó de manera complementaria, la relación entre las prestaciones entregadas por cada configuración y su respectivo valor de inversión.

Para estos efectos, se construyeron indicadores que relacionan el desempeño de cada alternativa con su valor de inversión, considerando el límite de transferencia, el uso de recursos del embalse y generación diésel, la probabilidad promedio de ENS post-falla, la flexibilidad de redespacho y la autonomía máxima y mínima de la operación en isla.

$$I_{\text{Límite } i} = \frac{\text{Límite}_i}{V \cdot I_i}$$

$$I_{\text{EMB } i} = \frac{\left(\max_{6 \leq j \leq 12} (\text{Promedio uso EMB}_j) - \text{Promedio uso EMB}_i \right)}{V \cdot I_i}$$

$$I_{\text{Diésel } i} = \frac{\left(\max_{6 \leq j \leq 12} (\text{Promedio uso diésel}_j) - \text{Promedio uso diésel}_i \right)}{V \cdot I_i}$$

$$I_{\text{ENS } i} = \frac{\left(\max_{6 \leq j \leq 12} (P \cdot \text{Promedio uso ENS}_j) - P \cdot \text{Promedio de ENS}_i \right)}{V \cdot I_i}$$

$$I_{\text{Redespacho } i} = \frac{\text{Flexibilidad del redespacho ante falla } i}{V \cdot I_i}$$

$$I_{\text{Autonomía Max } i} = \frac{\text{Autonomía máxima de la isla en caso de falla } i}{V \cdot I_i}$$

$$I_{\text{Autonomía Min } i} = \frac{\text{Autonomía mínima de la isla en caso de falla } i}{V \cdot I_i}$$

Con el objeto de facilitar la comparación conjunta entre indicadores de distinta naturaleza, los resultados se normalizaron respecto del mejor desempeño observado en cada criterio. La tabla a continuación presenta los valores normalizados obtenidos para cada alternativa, junto con el promedio de los indicadores considerados.

Tabla 8-11: Indicadores de desempeño respecto del costo de cada alternativa

Alternativa	$I_{\text{Límite}}$	I_{EMB}	$I_{\text{Diésel}}$	I_{ENS}	$I_{\text{Redespacho}}$	$I_{\text{Autonomía Max}}$	$I_{\text{Autonomía Min}}$	Indicador promedio
6	0,66	0,90	1,00	1,00	0,83	1,00	0,93	0,90
7	0,85	1,00	0,93	0,70	0,82	0,97	0,82	0,87
8	0,69	0,16	0,42	0,65	1,00	0,79	1,00	0,67
9	0,78	0,77	0,55	0,36	0,49	0,59	0,56	0,59
10	1,00	0,90	0,50	0,26	0,48	0,57	0,48	0,60
11	0,85	0,00	0,00	0,21	0,62	0,48	0,62	0,40
12	0,87	0,69	0,17	0,00	0,25	0,33	0,39	0,39

Los resultados muestran que la alternativa 6 presenta el mayor indicador promedio entre las configuraciones evaluadas. En particular, combina el mejor desempeño relativo en probabilidad de ENS post-falla y autonomía máxima de la isla, junto con altos niveles de flexibilidad de redespacho y una menor utilización relativa de recursos locales.

Si bien otras alternativas presentan un mejor desempeño relativo en criterios específicos, su menor capacidad de almacenamiento reduce el margen disponible para sostener la operación en isla y gestionar una contingencia durante la ejecución del refuerzo. En este



sentido, la alternativa 6 presenta el mejor desempeño conjunto entre las prestaciones operacionales consideradas y su costo de inversión.

Sobre la base de los resultados anteriores, la alternativa 6 corresponde a la alternativa que presenta el mejor desempeño conjunto para abordar la necesidad identificada, al combinar una menor exposición a ENS post-falla, mayores niveles de flexibilidad para efectuar el redespacho, mayor autonomía de la operación en isla y menores niveles promedio de uso de generación diésel y recursos del embalse durante la intervención de uno de los circuitos del corredor Cautín–Ciruelos. Asimismo, dicha alternativa presenta el mejor desempeño conjunto entre las prestaciones operacionales consideradas y su costo de inversión.

La alternativa 6 considera un sistema BESS de 200 MW y 2 horas de duración, con capacidad Grid Forming para habilitar la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos y operación complementaria como Grid Booster.

A continuación, se detallan los modos de operación considerados para esta alternativa:

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.

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

8.2.3.1.1 Condiciones estimadas de despacho

Como habilitante de la obra de aumento de capacidad, el BESS 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.

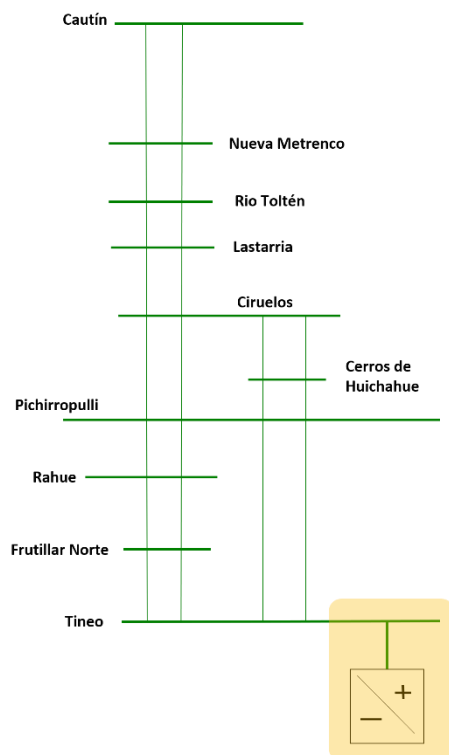


Figura 8-23: Diagrama unilineal con obra de Ampliación en SE Tineo 220 kV (NBESS)

El despacho estimado en la zona se realizó considerando condiciones de alta exigencia de demanda y disponibilidad conservadora de recursos hídricos y eólicos, así como el uso de generación diésel necesario para el abastecimiento local, con las restricciones de reposición sostenible diaria. Asimismo, se consideró el uso de la central Canutillar únicamente como respaldo ante escenarios de contingencia en que la falla del circuito operativo no logre ser despejada con anterioridad a que el sistema de almacenamiento agote su energía.

Si bien en el análisis de alternativas se estudiaron 1.156 combinaciones de recursos hídricos y eólicos, en el presente capítulo se detalla el funcionamiento del sistema en las condiciones más conservadoras del análisis en que se permite el desarrollo del refuerzo.

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 evaluar la duración máxima de la autonomía en dichas condiciones.

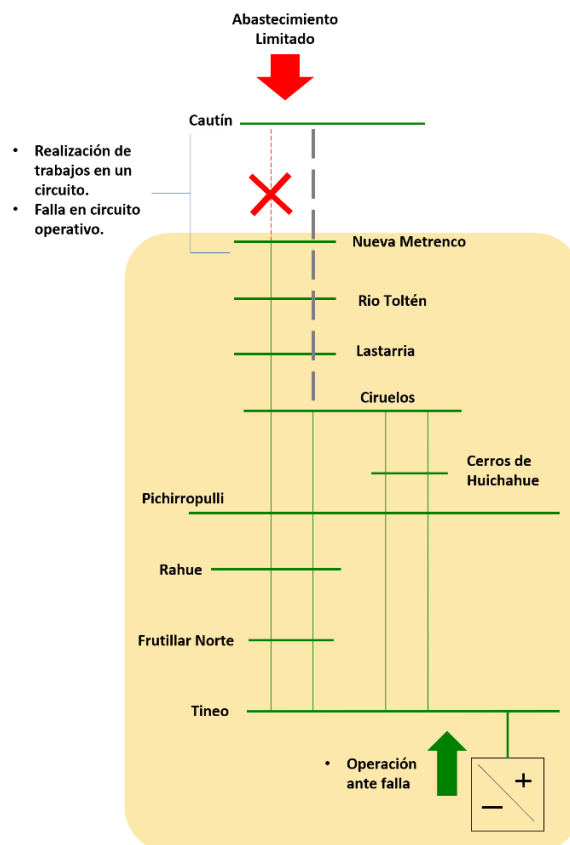


Figura 8-24: Diagrama unilíneal de escenario operativo considerado

En las siguientes figuras se muestran los despachos para las siguientes condiciones:

Tabla 8-12: Condiciones despacho

N°	Caso	Límite Cautín – Ciruelos durante el refuerzo	Contingencias
1	Intervención con sistema BESS	150	Sin contingencias
2	Intervención con sistema BESS	150	En hora 11-12
3	Intervención sin sistema BESS	10	Sin contingencias
4	Intervención sin sistema BESS	10	En hora 11-12

En la siguiente figura se presenta el despacho para la condición N° 1, destacando que el límite de transferencia en la línea permite abastecer la demanda en todo el periodo.

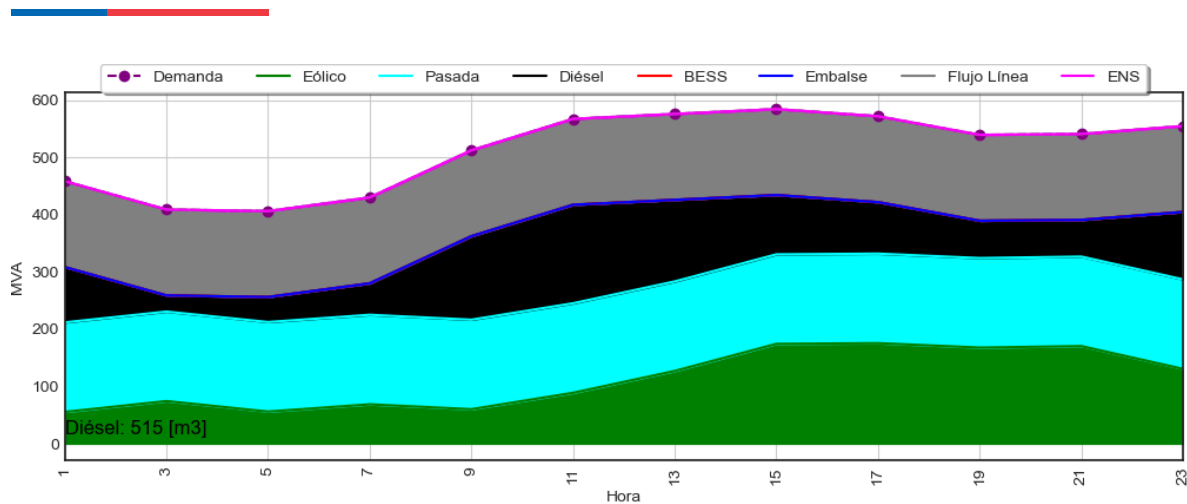


Figura 8-25: Despacho estimado Intervención con sistema BESS sin fallas y sin central Canutillar

En la siguiente figura se muestra la condición N° 2 del despacho estimado, en donde el sistema permite una autonomía superior a las 5 horas al considerar un redespacho de 2 horas, luego de lo cual se requiere encender la central Canutillar para poder entregar la señal de frecuencia en la isla.

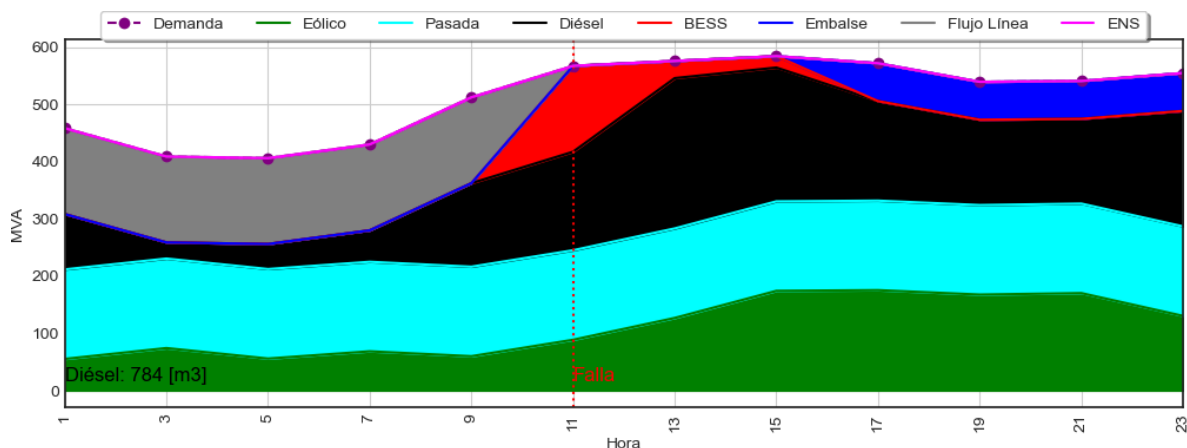


Figura 8-26: Despacho estimado Intervención con sistema BESS con falla en hora 11-12

En la siguiente figura se muestra la condición N° 3 del despacho estimado. Sin embargo, se observa que no resulta posible abastecer la demanda debido a que se alcanza la restricción de capacidad sostenible de reposición de combustible en la zona indicados en el apartado 8.2.2.

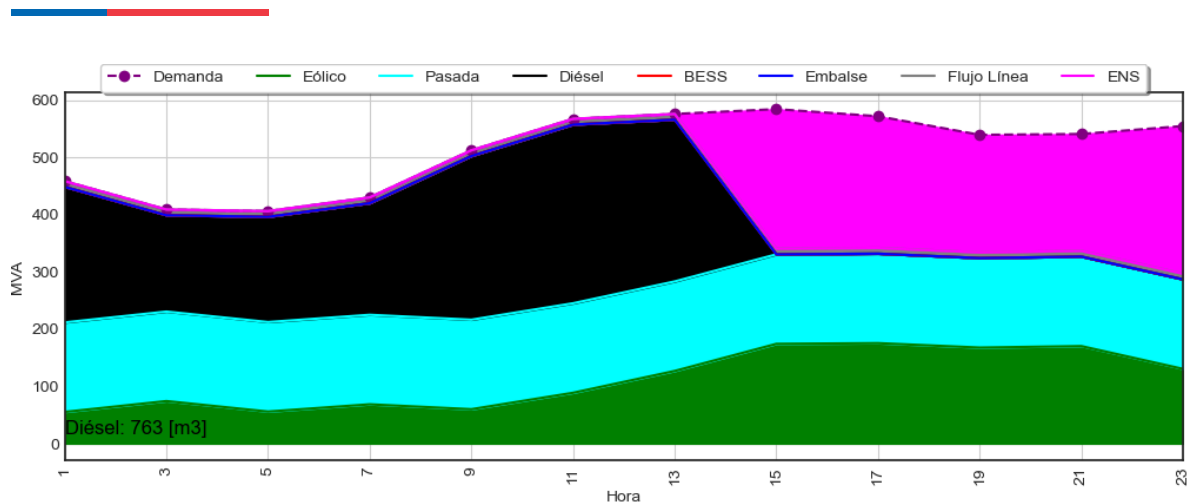


Figura 8-27: Despacho estimado Intervención sin sistema BESS sin fallas y sin central Canutillar

Para poder abastecer la demanda en estas condiciones se requiere que exista suficiente recurso para la central Canutillar, lo que se muestra en la siguiente figura:

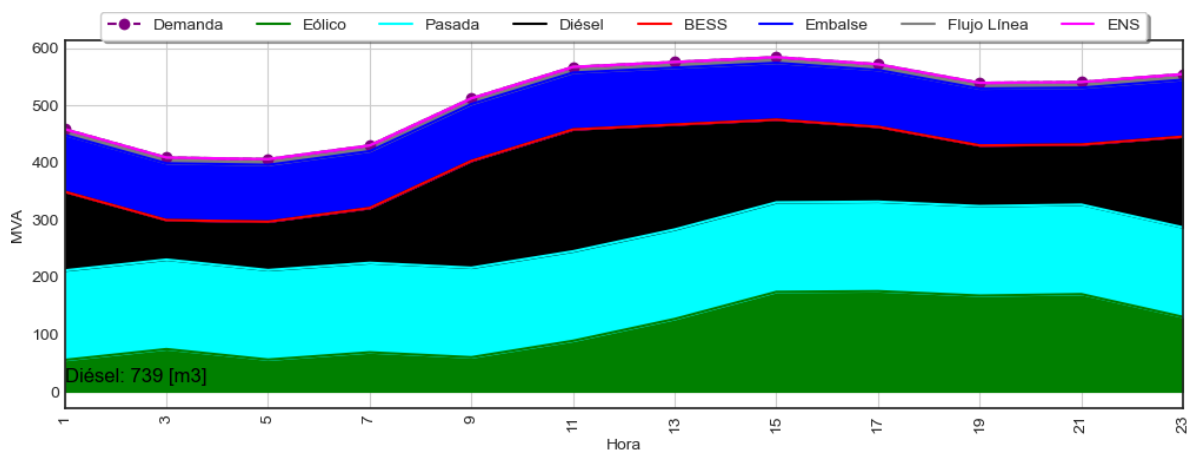


Figura 8-28: Despacho estimado Intervención sin sistema BESS sin fallas con central Canutillar

Al ocurrir la falla, el despacho requiere que la central Canutillar esté en la condición pre-falla debido a la respuesta más lenta respecto del sistema BESS.

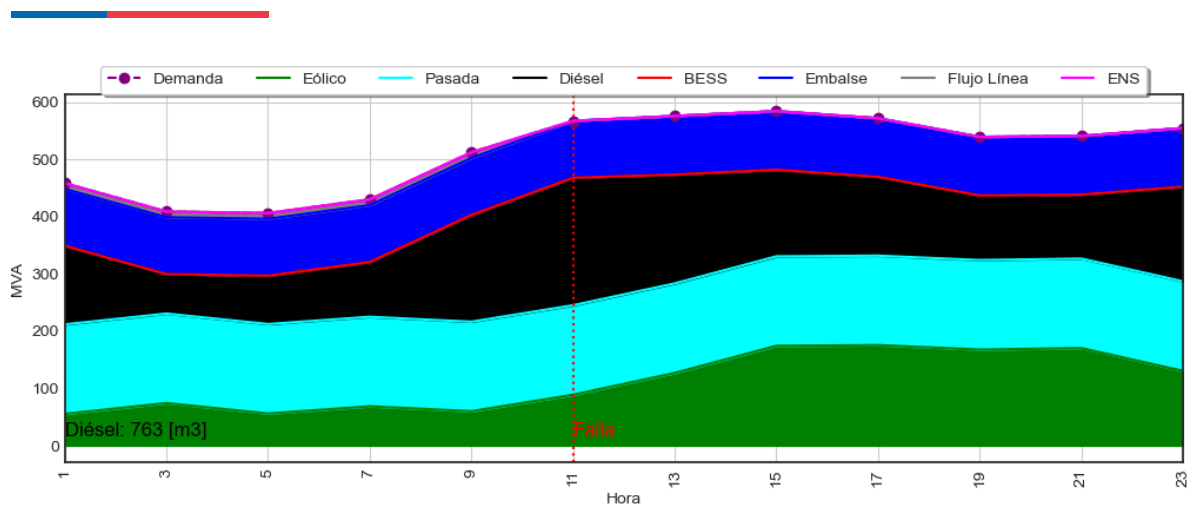


Figura 8-29: Despacho estimado Intervención sin sistema BESS con fallas con central Canutillar

De lo anterior se observa que el sistema BESS permite ejecutar el refuerzo con un uso acotado de recursos locales, mientras que, bajo la misma condición sin dicho sistema BESS, se identifica la ocurrencia de ENS o la necesidad de utilizar energía del embalse de la central Canutillar.

Por otro lado, se analizaron las condiciones de carga del BESS una vez que dicho sistema se ha utilizado, calculando el tiempo promedio de carga para las 1.156 series y considerando únicamente excedentes de energía eólica y de centrales de pasada.

De este análisis se obtiene que, en el 93% de las condiciones evaluadas, el sistema BESS podría cargarse en un tiempo inferior a 5 días, de manera que, en caso de falla y uso de toda la energía del sistema de almacenamiento, se requerirá pausar las obras por un tiempo inferior a 5 días para volver a contar con el funcionamiento de la batería.

En la siguiente figura se representa el tiempo requerido en cada serie.



Figura 8-30: Tiempo requerido para la carga del sistema

8.2.3.1.2 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, se encuentra desenergizado, representando la ejecución de las obras necesarias para aumentar la capacidad de dicho 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. Se considera el tramo Cautín – Quepe por representar la condición más crítica dentro de los tramos considerados para la ejecución de la obra. 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 derivado 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”.

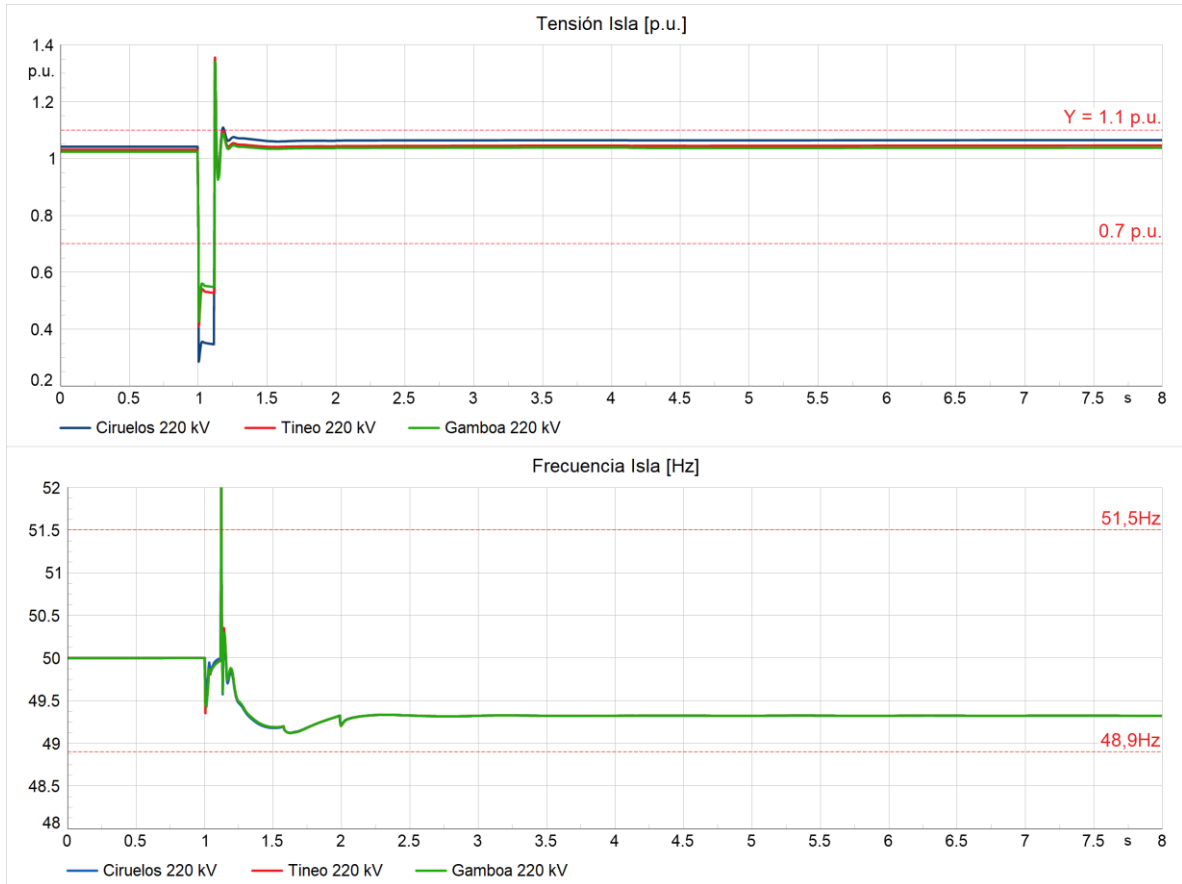


Figura 8-31: Respuesta dinámica de tensión y frecuencia en barras en el sistema de transmisión comprendido entre las SS/EE Cautín y Gamboa ante un cortocircuito y apertura del circuito de la línea Cautín – Quepe (ex Nueva Metrenco) 220 kV

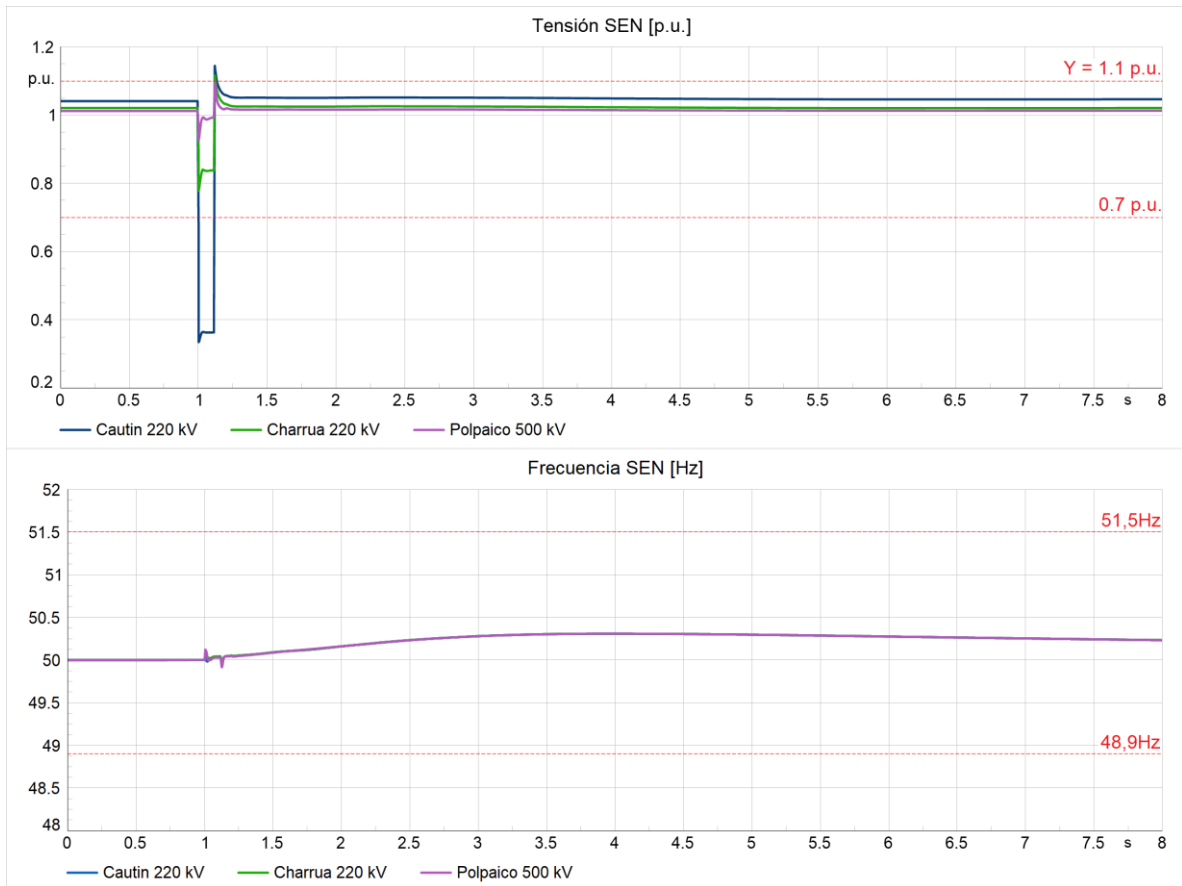


Figura 8-32: Respuesta dinámica de tensión y frecuencia en barras en el sistema de transmisión comprendido en las SS/EE al norte de Cautín ante un cortocircuito y apertura del circuito de la línea Cautín – Quepe (ex Nueva Metrenco) 220 kV

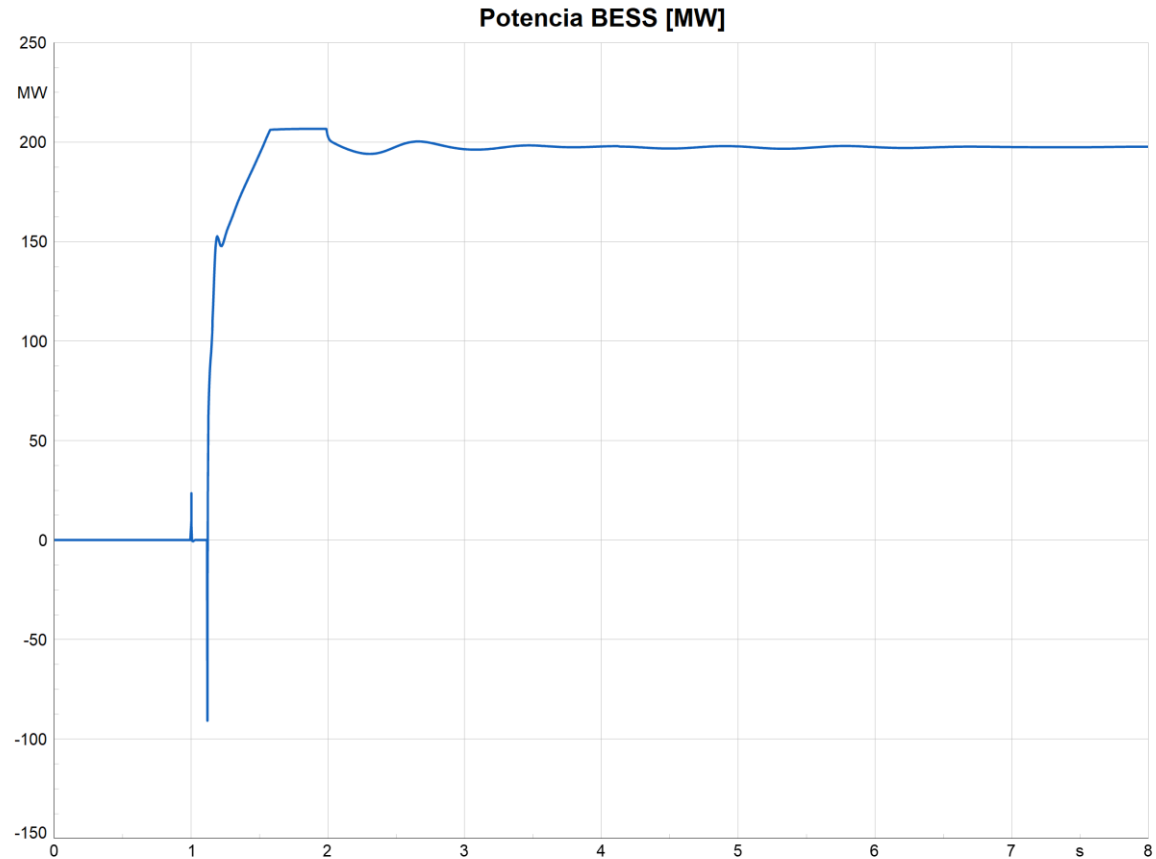


Figura 8-33: Potencia inyectada por el BESS propuesto ante un cortocircuito y apertura del circuito de la línea Cautín – Quepe (ex Nueva Metrenco) 220 kV

8.2.3.1.3 Desempeño económico

Si bien la necesidad del proyecto se funda principalmente en la reducción de los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda y en la generación de condiciones operativas compatibles con la ejecución del refuerzo Cautín–Ciruelos, se evaluaron, de manera complementaria, los beneficios económicos asociados a su operación como habilitante de dicho refuerzo. La evaluación que se presenta a continuación considera exclusivamente este modo de operación, bajo un enfoque conservador, sin incorporar los beneficios adicionales que el BESS podría generar mediante su operación como Grid Booster de un terminal.

En este sentido, en el marco de su operación como habilitante del refuerzo Cautín–Ciruelos, durante el primer periodo de funcionamiento del BESS, los beneficios económicos 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 8-13: 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
Total	-16,05	42,94	79,16	-93,97
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 Grid Booster de un terminal, se obtienen los siguientes beneficios totales.

Tabla -8-14: 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

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
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
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
Total	98,45	150,88	207,10	-93,97
VP Perpetuidad	107,23	155,20	251,20	-64,60
Costo con Perpetuidad	205,67	306,09	458,30	-158,57

8.2.3.2 Grid Booster Cautín – Tineo

Como se determinó en el estudio de alternativas, el BESS mejora las condiciones operativas para la ejecución del refuerzo de la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos y a su vez permite su uso posterior como Grid Booster en los tramos comprendidos entre las SS/EE Cautín y Tineo, lo que permite incrementar la capacidad efectiva de transferencia del corredor, sujeto a las condiciones operativas y a la capacidad disponible del conductor, contribuyendo a reducir los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda en la zona. 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.

8.2.3.2.1 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, perteneciente al enlace Cautín – Ciruelos, 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 incrementar la capacidad de transmisión por 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.

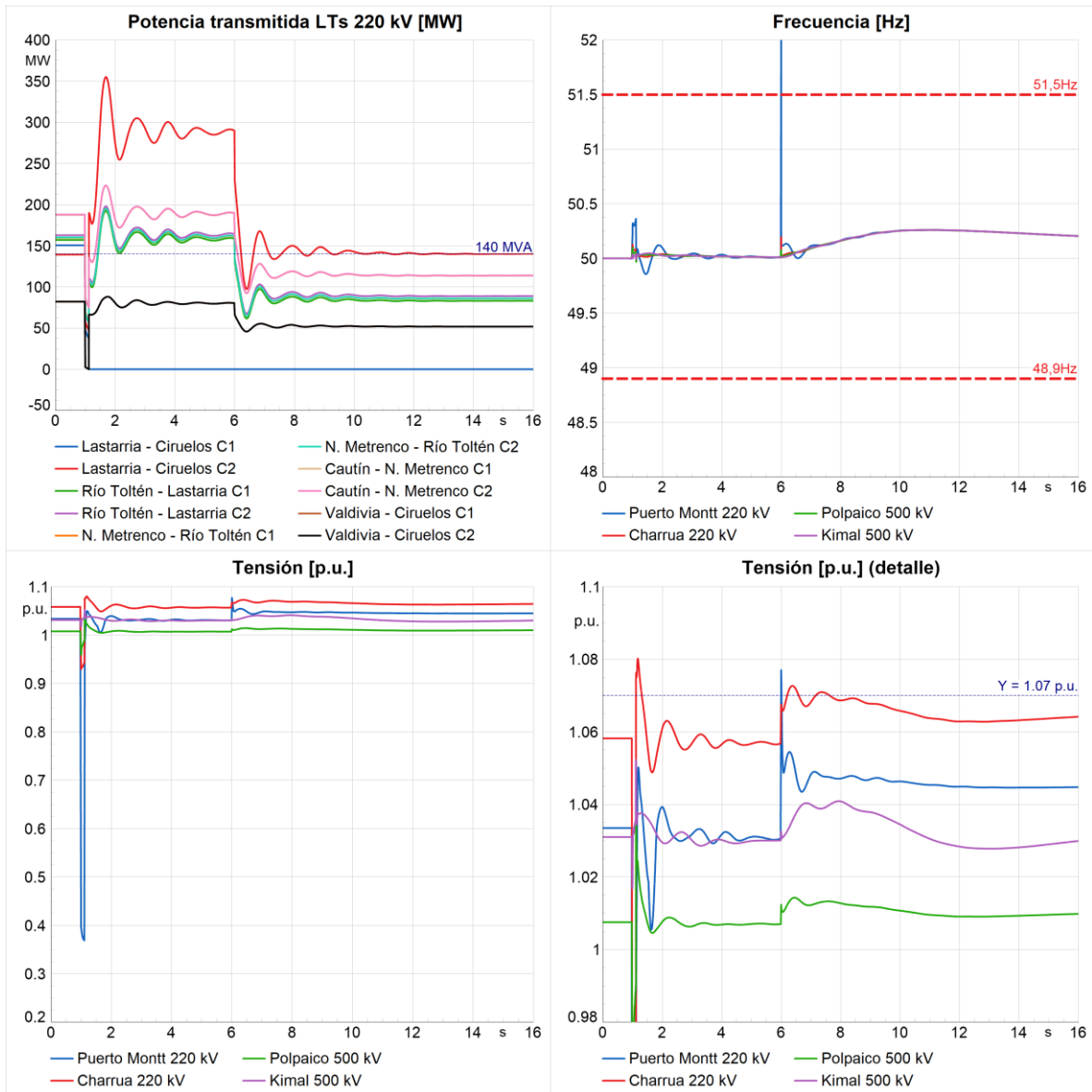


Figura 8-34: Respuesta dinámica de tensión y frecuencia en barras en el Sistema de Transmisión Nacional ante un cortocircuito y apertura del circuito de la línea Lastarria - Ciruelos 220 kV, y posterior operación del BESS en modo Grid Booster

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.

8.2.3.2.2 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 8-15: 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
Total	80,98	119,20	170,08	-73,65
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.

8.2.4 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 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NECESARIAS Y URGENTES

Tabla 10-1: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema Nacional.

		Ampliación en S/E Tíneo 220 kV (NBESS)
1	Costos Directos	61.847.887
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
2	Costos Indirectos	5.897.242
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
3	Monto Contrato	67.745.129
4	Intereses Intercalarios	3.387.256
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		71.132.386

Tabla 10-2: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema E.

		Aumento de capacidad línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche
1	Costos Directos	2.617.966
1.1	Ingeniería	386.715
1.2	Instalación de faenas	448.546
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.782.705
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	Costos Indirectos	3.243.053
2.1	Gastos generales y Seguros	1.538.133
2.2	Inspección técnica de obra	1.110.472
2.3	Utilidades del contratista	124.622
2.4	Contingencias	469.826
2.5	Servidumbre	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	Monto Contrato	5.861.019
4	Intereses Intercalarios	175.831
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		6.036.850



11 ANEXO 1: INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LOS PROYECTOS