

# PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

## PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2024

Enero de 2024

---

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)

## CONTROL DEL DOCUMENTO

### APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Erick Zbinden A. – Gerente de Planificación y Desarrollo de la Red
	Juan Carlos Araneda T. – Subgerente de Planificación

### REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe Departamento de Planificación Eléctrica
Cristian Clavería H.	Jefe Departamento Ingeniería y Diseño

### AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolás Cáceres G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
César Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Philip Guerra N.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Felipe Ruiz V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Piero Izquierdo A.	Ingeniero de Departamento Ingeniería y Diseño
Stephanie Carvacho S.	Ingeniera de Departamento Ingeniería y Diseño

### DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Enviado a la Comisión Nacional de Energía
	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>5</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>6</b>
<b>ABREVIATURAS Y DEFINICIONES .....</b>	<b>7</b>
<b>1 RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>8</b>
<b>2 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>25</b>
<b>3 OBJETIVOS Y ALCANCE .....</b>	<b>27</b>
<b>3.1 OBJETIVOS .....</b>	<b>27</b>
<b>3.2 ALCANCE .....</b>	<b>27</b>
<b>4 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS.....</b>	<b>28</b>
<b>4.1 DEMANDA .....</b>	<b>28</b>
<b>4.2 OFERTA.....</b>	<b>32</b>
<b>5 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO.....</b>	<b>36</b>
<b>5.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL Y ZONAL .....</b>	<b>36</b>
<b>6 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>37</b>
<b>6.1 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL .....</b>	<b>37</b>
<b>6.2 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL .....</b>	<b>42</b>
<b>6.3 DIAGNÓSTICO DEL IMPACTO PMGD EN EL SISTEMA.....</b>	<b>44</b>
<b>7 OBRAS ANALIZADAS PERO AÚN NO RECOMENDADAS .....</b>	<b>47</b>
<b>8 LINEAMIENTOS GENERALES ESCENARIO H2V .....</b>	<b>49</b>
<b>8.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR H2V EN EL SEN.....</b>	<b>49</b>
<b>8.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE POSIBLES DESARROLLOS DE PROYECTOS DE H2V .....</b>	<b>52</b>

<b>8.3</b>	<b>RESTRICCIONES AMBIENTALES EN ZONAS DE POSIBLE DESARROLLO DE H2V.....</b>	<b>56</b>
<b>8.4</b>	<b>INFRAESTRUCTURA POTENCIAL DE TRANSMISIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE PROYECTOS H2V .....</b>	<b>63</b>
<b>9</b>	<b><u>ANÁLISIS DE OBRAS CON PROCESO DE LICITACIÓN/CONSTRUCCIÓN NO CONCLUIDO.....</u></b>	<b>71</b>
<b>10</b>	<b><u>APÉNDICES .....</u></b>	<b>74</b>
<b>10.1</b>	<b>APÉNDICE I – DESCRIPCIÓN DE OBRAS PROPUESTAS .....</b>	<b>74</b>
<b>10.2</b>	<b>APÉNDICE II - RESPUESTA A OBSERVACIONES.....</b>	<b>74</b>
<b>10.3</b>	<b>APÉNDICE III – OBRAS ANALIZADAS PERO AÚN NO RECOMENDADAS .....</b>	<b>74</b>
<b>10.4</b>	<b>APÉNDICE IV – PROYECCIÓN DE DEMANDA .....</b>	<b>74</b>
<b>10.5</b>	<b>APÉNDICE V – ESCENARIOS DE OBRAS DE GENERACIÓN.....</b>	<b>74</b>
<b>10.6</b>	<b>APÉNDICE VI – REUNIONES DE TRABAJO Y PROPUESTAS POR PARTE DE LOS GREMIOS.....</b>	<b>74</b>
<b>10.7</b>	<b>APÉNDICE VII - ANÁLISIS DE LÍNEAS POR CONGESTIÓN PMGD .....</b>	<b>74</b>
<b>10.8</b>	<b>APÉNDICE VIII – BASES DE DATOS .....</b>	<b>74</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 4.1. Metodología de previsión de la demanda eléctrica. ....	28
Figura 4.2. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario medio). 29	
Figura 4.3. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario alto).....	29
Figura 4.4. Proyección de la demanda energética del SEN, por .....	29
Figura 4.5. Proyecciones de Energía por Región escenarios Medio, Alto y Alto+H2V. ....	30
Figura 4.6. Matriz de generación, Escenario A. ....	35
Figura 6.1. Instalación de sistemas de almacenamiento prevista en optimización conjunta generación - transmisión - almacenamiento. ....	38
Figura 6.2. Probabilidad de congestión esperada en las líneas de 500 kV del Sistema de Transmisión Nacional.....	39
Figura 6.3. Vertimiento por zona en el SEN, Escenario A. ....	40
Figura 6.4. Costo marginal promedio anual, en horario diurno e hidrología media.....	41
Figura 6.5. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno e hidrología media.....	41
Figura 6.6. Evolución del estado de líneas de transmisión.....	43
Figura 6.7. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.....	43
Figura 6.8. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.....	44
Figura 8.1: Escenarios de Demanda de Hidrógeno Verde PELP 2023 – 2027.....	50
Figura 8.2: Proyección de Demanda de Hidrógeno Verde por Clúster.....	51
Figura 8.3: Proyección de Demanda de Hidrógeno Verde por Región.....	51
Figura 8.4: Ubicación Geográfica de Proyectos H2V en la Región de Antofagasta.....	53
Figura 8.5: Ubicación Geográfica de Proyectos H2V en las Regiones de Valparaíso y Metropolitana. .....	54
Figura 8.6: Ubicación Geográfica de Proyectos H2V en la Región del Biobío.....	55
Figura 8.7: Variables Territoriales y Ambientales a evaluar para el desarrollo de un proyecto. ....	57
Figura 8.8: Diagrama Unilineal Simplificado de Infraestructura Dedicada Región de Antofagasta..	66
Figura 8.9: Diagrama Unilineal Simplificado de Infraestructura Dedicada Región de Valparaíso y Metropolitana.....	68
Figura 8.10: Diagrama Unilineal Simplificado de Infraestructura Dedicada Región del Biobío.....	69

## ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1.1. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2024, Transmisión Nacional. ....	11
Tabla 1.2. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2024, Transmisión Zonal. ...	14
Tabla 4.1. Proyección de energía del SEN, periodo 2023-2043.....	30
Tabla 4.2. Escenario considerado para plan de obras de generación.....	34
Tabla 6.1. Evolución subestaciones que presentan congestión por inyección de PMGD. Mayo 2020 a noviembre 2023.....	45
Tabla 6.2. Líneas que presentan congestión en el año 2030 por inyección de PMGD.....	46
Tabla 7.1. Obras analizadas, pero aún no recomendadas. ....	47
Tabla 8.1: Hallazgos Ambientales/Territoriales en la Zona de la Región de Antofagasta. ....	58
Tabla 8.2: Hallazgos Ambientales/Territoriales en la Zona de la Región de Valparaíso y Metropolitana.....	60
Tabla 8.3: Hallazgos Ambientales/Territoriales en la Zona de la Región del Biobío. ....	62
Tabla 8.4: V.I. Referencial de Infraestructura de Transmisión Dedicada .....	70
Tabla 9.1. Set de obras con proceso de licitación/construcción no concluido y estatus. ....	71

## ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

---

Para efectos de este documento, a continuación, se indica el significado de las siguientes abreviaturas y definiciones, según corresponda:

<b>Coordinador</b>	: Coordinador Eléctrico Nacional.
<b>CNE</b>	: Comisión Nacional de Energía.
<b>Ley o LGSE</b>	: Ley General de Servicios Eléctricos.
<b>NTSyCS</b>	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
<b>PET</b>	: Propuesta de Expansión de Transmisión.
<b>PMGD</b>	: Pequeños medios de generación distribuida.
<b>ERV</b>	: Energía Renovable Variable.
<b>S/E</b>	: Subestación.
<b>PLP</b>	: Modelo de optimización de la programación de largo plazo.
<b>Reglamento</b>	: Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.
<b>SAC</b>	: Solicitud de Autorización de Conexión.
<b>SUCTD</b>	: Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible.
<b>SEN</b>	: Sistema Eléctrico Nacional.
<b>STN</b>	: Sistema de Transmisión Nacional.
<b>STZ</b>	: Sistema de Transmisión Zonal.
<b>AT</b>	: Alta Tensión.
<b>MT</b>	: Media Tensión.
<b>NTR</b>	: Nuevo Equipo de Transformación.
<b>RTR</b>	: Reemplazo Equipo de Transformación.
<b>VI</b>	: Valor de Inversión.
<b>INE</b>	: Instituto Nacional de Estadística.

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

---

Durante el año 2023, el equipo del Coordinador llevó a cabo un esfuerzo colaborativo con la industria, trabajando con nueve asociaciones gremiales. El propósito de esta colaboración fue mejorar la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión para el año 2024, así como perfeccionar el proceso de planificación asociado. Este esfuerzo conjunto se inició el 7 de junio de 2023 con un taller que involucró a todas las asociaciones. Posteriormente, entre los meses de agosto y septiembre, se llevaron a cabo talleres de trabajo específicos con cada uno de los gremios y sus respectivos asociados.

Durante las sesiones con los gremios se abordaron diversos temas, como el diagnóstico de los sistemas de transmisión, un análisis crítico del proceso de planificación, los requisitos de los gremios y posibles alternativas de expansión de la transmisión. A partir de esta colaboración, el Coordinador presentó a los gremios su Informe Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión el 25 de octubre de 2023 y posteriormente, una versión preliminar de los principales resultados del informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión, el 21 de diciembre de 2023, con el propósito de recibir realimentación por parte de la industria.

Considerando las observaciones y aportes de la industria, y en cumplimiento de lo establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos, específicamente en su artículo 91°, que detalla el procedimiento de planificación de la transmisión, se determina que, dentro de los primeros quince días hábiles de cada año, el Coordinador debe enviar a la Comisión Nacional de Energía una propuesta de expansión de la transmisión. En este contexto, el presente informe constituye la Propuesta de Expansión de la Transmisión para el año 2024.

Para desarrollar esta propuesta de expansión, el Coordinador realiza una serie de estudios que sirven de base para la propuesta:

- **Proyección de la Demanda Eléctrica.** Se estima la demanda de energía del SEN para el periodo 2023-2043 a partir de un modelo econométrico y encuestas aplicadas a clientes zonales y a grandes clientes industriales. El documento concluye un aumento de la demanda eléctrica desde el año 2023 hasta el año 2043, potenciado por la puesta en servicio de grandes proyectos en el país, con una tasa de crecimiento promedio anual estimado entre 2,5% y 2,9%. Además, se ha considerado el impacto de la electromovilidad, la electrificación de la calefacción y la evaluación de un escenario de hidrógeno verde, lo que podría llevar a crecimientos anuales de hasta un 4,7% anual, llegando a superar en un 163% la demanda al final del período de análisis.
- **Escenarios de Obras de Generación.** Tiene por objetivo presentar escenarios de expansión del parque generador para el periodo 2023-2043, construidos a través de un proceso de

optimización de inversiones, con el fin de dar cuenta de posibles desarrollos del parque generador en el contexto de un mercado eléctrico competitivo. Para lo anterior, se utiliza como insumo los antecedentes de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía y otras proyecciones de variables de alta incertidumbre. En esta versión de la Propuesta de Expansión del Coordinador se incluye un escenario que recoge el punto de vista de la industria para los supuestos de demanda, costos de inversión de sistemas de almacenamiento y costos de combustibles, concluyendo con 23 GW en capacidad instalada adicional hacia el final del horizonte, principalmente en las tecnologías eólica y solar fotovoltaica. Además, se incluyen sistemas de almacenamiento, donde la tecnología BESS considera una capacidad instalada de 8 GW hacia el año 2043, con autonomías de 4 a 8 horas y en menor medida otras tecnologías de mayor duración.

En relación con el avance de la industria de hidrógeno verde (H2V) en el país, se han establecido directrices por parte del Ministerio de Energía a través del Comité Estratégico para el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030. Además, se ha configurado un escenario específico para el H2V, que posibilitará la identificación de sensibilidades particulares relacionadas con el potencial de desarrollo futuro del sistema de transmisión. Estas sensibilidades están directamente vinculadas a los potenciales escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica de la industria del hidrógeno verde, como se detalla en la sección 8 del presente informe.

Por otro lado, con el objetivo de facilitar la participación de los interesados, con fecha 16 de noviembre de 2023 el Coordinador publicó para observaciones el Informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión, en el cual se entregó a la industria un análisis sobre la evolución de los flujos de potencia a través del sistema de transmisión nacional y zonal para el mediano y largo plazo. Dado lo anterior y tomando en consideración el proceso colaborativo que ha realizado el Coordinador con la industria en el año 2023, se ha incorporado un escenario en el Diagnóstico de Uso Esperado del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal que responde a los comentarios de las empresas interesadas específicamente en la demanda utilizada en el sistema la cual se encuentra descrita en este documento y en los supuestos de costo de inversión de sistemas de almacenamiento que concluye en un nuevo Plan de Obras de Generación.

En resumen, la propuesta está compuesta por 13 proyectos pertenecientes al segmento de transmisión nacional con un VI referencial de 501 millones de dólares y 78 proyectos del segmento de transmisión zonal con un VI referencial de 503 millones de dólares, que totalizan un valor de inversión de 1004 millones de dólares.

Es importante mencionar que este Coordinador mantiene vigente su recomendación de obras para el sistema de transmisión presentadas en el proceso de expansión de la transmisión 2023, ya que, a

la fecha de publicación de la presente propuesta, no ha sido publicado el correspondiente Informe Técnico Preliminar 2023.

El detalle de los proyectos propuestos para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2024 se presentan en la Tabla 1.1 y Tabla 1.2, del documento. Cabe destacar que, para las valorizaciones de línea, el Coordinador utiliza un criterio que permitan incorporar el costo de tendidos auxiliares<sup>1</sup>, con el fin de viabilizar la ejecución de los proyectos con trabajos con líneas energizadas, de forma de minimizar las desconexiones que puedan ser requeridas.

Por otro lado, se realizó un estudio enfocado en el análisis de 9 propuestas de futuros trazados de líneas HVDC Norte - Centro (6) y HVDC Sur – Centro (3). Para cada una, se realiza la evaluación técnica y económica, determinando los beneficios para el sistema. Si bien bajo los supuestos actuales no se logra identificar beneficios positivos para estos proyectos, se continuará evaluando alternativas que permitan mejorar la viabilidad económica de las obras y determinar si generan un impacto positivo en términos de beneficios netos a largo plazo.

También se debe indicar que este informe realiza una recomendación sobre proyectos que debido a su urgencia se deben realizar mediante el artículo 102° de la LGSE, los cuales surgen por motivos asociados a la no adjudicación de obras decretadas luego de su licitación.

Finalmente, en el Apéndice II del presente documento, se ha incluido las respuestas a las observaciones emitidas tanto al Informe Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión publicado el día 16 de noviembre de 2023, como a las observaciones emitidas al Informe preliminar de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024 emitido el día 3 de enero de 2024.

---

<sup>1</sup> [Anexos | Coordinador Eléctrico Nacional](#): Factibilidad de incorporación una línea auxiliar en proyectos de líneas de transmisión.

**Tabla 1.1. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2024, Transmisión Nacional.**

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinacota (*2)	50	-	2030	Inmediata	Nacional	36	9.3	Seguridad y Calidad de Servicio	Permite operar con Criterio N-1 la S/E Parinacota	Ampliación
2	Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinas	200	-	2030	Inmediata	Nacional	36	24.7	Seguridad y Calidad de Servicio	Da soporte dinámico al corredor de 500 kV del Norte Grande y Norte Chico	Ampliación
3	Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Lo Aguirre	200	-	2030	Inmediata	Nacional	36	36.9	Seguridad y Calidad de Servicio	Da soporte dinámico al corredor de 500 kV del Centro y Centro Sur	Ampliación
4	Nueva Línea 2x220 kV Centinela – Kimal	500	85	2031	Inmediata	Nacional	60	42.5	Promover oferta y facilitar competencia	Evita congestiones en la vecindad de S/E Centinela	Nueva

<sup>2</sup> Proyecto presentado previamente en PET 2023 con el cual se insiste dados los requerimientos de la zona.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
5	Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada	-	-	2030	Inmediata	Nacional	30	14,1	Utilización óptima de la infraestructura existente	Evita congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar	Nueva
6	Ampliación en la S/E Lo Campino (NTR ATAT) y aumento de capacidad Línea 2x220 kV Polpaico – Lo Campino.	400	26,9	2030	Inmediata	Nacional	30	19,8	Suficiencia y Seguridad	Asegurar abastecimiento de demanda en la Región Metropolitana y mantener criterio N-1.	Ampliación
7	Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli	-	-	2030	Inmediata	Nacional	30	16,1	Utilización óptima de la infraestructura existente	Evita congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV	Nueva
8	Nueva Línea 2x220 kV Calama Nueva – Miraje	350	63	2033	Inmediata	Nacional	60	45,7	Promover oferta y facilitar competencia	Evitar congestiones en el mediano plazo	Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
9	Ampliación en la S/E Kimal (NTR ATAT)	750	-	2030	Inmediata	Nacional	24	47,6	Promover oferta y facilitar competencia	Evitar congestiones en el mediano plazo	Ampliación
10	Ampliación en la S/E Parinas (NTR ATAT)	750	-	2030	Inmediata	Nacional	24	26,9	Promover oferta y facilitar competencia	Evitar congestiones en el mediano plazo	Ampliación
11	Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar	-	-	2030	Inmediata	Nacional	30	55,3	Utilización optima de la infraestructura existente	Evita congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV	Nueva
12	Nueva S/E Seccionadora El Noviciado 500/220 kV y Nueva Línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino	TR: 750 LT: 400	18	2033	Inmediata	Nacional	60	116,0	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda en la Región Metropolitana	Nueva
13	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli y Nuevo Patio 500 KV	1500		2030	Inmediata	Nacional	36	46,3	Promover oferta y facilitar competencia	Completa tramo faltante corredor 500 kV zona sur	Ampliación

**Tabla 1.2. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2024, Transmisión Zonal.**

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en S/E Alto Hospicio (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	5,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
2	Ampliación en S/E Cerro Dragón (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	6,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
3	Ampliación en S/E Tap Off La Negra (RTR ATMT)	40	-	2029	Inmediata	Zonal	24	6,3	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
4	Aumento de Capacidad línea 1x110 kV Mejillones – Tap Off Desalant	150	52	2030	Inmediata	Zonal	30	22,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
5	Aumento de Capacidad línea 1x220 kV O'Higgins – Nueva La Negra (Liqcau)	500	16	2030	Inmediata	Zonal	30	10,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
6	Ampliación en S/E El Salado (NTR ATMT)	15	-	2029	Inmediata	Zonal	24	4,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
7	Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)	10	-	2029	Inmediata	Zonal	24	7,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
8	Ampliación en S/E Ovalle (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	5,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
9	Ampliación en S/E Pan de Azúcar (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
10	Ampliación en S/E San Joaquín (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
11	Ampliación en S/E Vicuña (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
12	Ampliación en S/E Cabildo (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
13	Ampliación en S/E Quinquimo (NTR ATMT)	20	-	2029	Inmediata	Zonal	24	5,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
14	Aumento de Capacidad línea 1x110 kV Tierra Amarilla – Plantas	150	9	2030	Inmediata	Zonal	30	6,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
15	Aumento de Capacidad línea 1x110 kV Copayapu – Copiapó	150	12	2030	Inmediata	Zonal	30	6,6	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
16	Aumento de Capacidad línea 1x110 kV Copiapó – Hernán Fuentes	150	8	2030	Inmediata	Zonal	30	5,3	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
17	Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Pan de Azúcar – Marquesa	90	49	2030	Inmediata	Zonal	30	13,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
18	Nueva S/E Adolfo Ibáñez 110/12,5 kV	50	-	2031	Inmediata	Zonal	42	17,0	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
19	Ampliación en S/E Carrascal (NTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	5,9	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
20	Ampliación en S/E Los Dominicos (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
21	Ampliación en S/E Maipú (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
22	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	5,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
23	Ampliación en S/E Ochagavía (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
24	Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
25	Ampliación en S/E Santa Elena (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
26	Ampliación Línea 2x110kV Tap Altamirano – Altamirano	350	0,7	2030	Inmediata	Zonal	30	3,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
27	Ampliación Línea 2x110kV Tap La Reina - Baja Cordillera	350	8,1	2030	Inmediata	Zonal	30	11,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
28	Nueva S/E Aldunate 66/15 kV	20	-	2031	Inmediata	Zonal	42	9,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
29	Nueva Línea 2x66 kV Fuentecilla – Aldunate (tendido 1er cto)	35	34	2031	Inmediata	Zonal	42	21,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
30	Ampliación en S/E Fátima (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	6,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
31	Nueva S/E Docamavida 66/23 kV	10	-	2029	Inmediata	Zonal	42	9,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
32	Ampliación en S/E Ranguili (NTR ATMT)	10	-	2029	Inmediata	Zonal	24	4,3	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
33	Ampliación en S/E Rengo y Aumento de Capacidad 1x66 kV Tap Rengo - Rengo	TR: 30 LR: 60	1,1	2029	Inmediata	Zonal	24	3,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
34	Ampliación en S/E Talca (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	4,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
35	Nueva S/E Chequén 154/66 kV	150	-	2031	Inmediata	Zonal	42	19,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
36	Nueva Línea 2x66 kV El Ruil – Chequén	90 x cto	13	2032	Inmediata	Zonal	42	14,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
37	Ampliación línea 1x154 kV Maule – Chequén	200	6	2030	Inmediata	Zonal	30	5,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
38	Ampliación en S/E El Ruil (BP + BT)	-	-	2029	Inmediata	Zonal	18	0,9	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
39	Ampliación en S/E Teno (NTR ATMT)	40	-	2029	Inmediata	Zonal	24	5,3	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
40	Nueva S/E La Huerta 66/13,8 kV	16	-	2031	Inmediata	Zonal	42	9,6	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
41	Ampliación en S/E Diguillín (Nueva Chillán) (NTR ATMT)	30	-	2031	Inmediata	Zonal	42	3,0	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
42	Nueva S/E Longovilo 220/66 kV	75	-	2031	Inmediata	Zonal	42	15,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
43	Ampliación línea 1x66 kV Bajo Melipilla – Chocalán	35	4	2030	Inmediata	Zonal	30	4,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
44	Ampliación en S/E Buenavista (NTR ATAT + NTR ATMT)	TR ATAT:75 TR ATMT: 30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	11,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
45	Nueva Subestación Punilla 154/13,8 kV	30	-	2031	Inmediata	Zonal	42	9,6	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
46	Nueva S/E Lonquén 66/12 kV	30	-	2031	Inmediata	Zonal	42	11,0	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
47	Nueva S/E Vieja Aldea 66/13,8 kV	30	-	2031	Inmediata	Zonal	42	8,6	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
48	Ampliación en S/E Cabrero (NTR ATMT)	16	-	2030	Inmediata	Zonal	24	3,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
49	Ampliación en S/E Padre Las Casas (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
50	Ampliación en S/E Los Negros (NTR ATMT)	16	-	2029	Inmediata	Zonal	24	4,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
51	Ampliación en S/E Pitrufrquén (RTR ATMT)	40	-	2029	Inmediata	Zonal	24	9,2	Suficiencia y calidad de servicio	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
52	Ampliación en S/E Calbuco (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,9	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
53	Nueva S/E Labranza 66/15 kV	20	-	2030	Inmediata	Zonal	42	10,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
54	Ampliación en S/E Lebu (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,6	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
55	Ampliación en S/E Puchoco (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	7,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
56	Ampliación en S/E Pichil (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,0	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
57	Ampliación en S/E Carampangue y ampliación línea 1x66 kV Carampangue – Curanilahue Norte	20	21	2029	Inmediata	Zonal	30	14,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
58	Ampliación línea 1x110 Chonchi – Quellón	50	59	2029	Inmediata	Zonal	30	3,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
59	Nueva S/E Los Muermos 66/23 kV y Nueva línea 1x66kV Los Muermos – Tineo	16	30	2030	Inmediata	Zonal	42	21,6	Calidad de servicio	Seguridad y Calidad de Servicio	Nueva
60	Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)	16	-	2029	Inmediata	Zonal	24	4,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
61	Ampliación en S/E Pacífico (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
62	Ampliación en S/E La Portada (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
63	Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
64	Ampliación en S/E Los Loros (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,6	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
65	Ampliación en S/E Plantas (RTR ATMT)	40	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
66	Ampliación en S/E El Peñón (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
67	Ampliación en S/E Guayacán (NTR ATMT)	16	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,6	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
68	Ampliación en S/E Quereo (RTR ATMT)	25	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,6	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
69	Ampliación en S/E Marbella (NTR ATMT)	20	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,4	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
70	Ampliación en S/E Lo Valledor (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
71	Ampliación en S/E San Cristóbal (NTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	5,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
72	Ampliación en S/E Santa Marta (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	5,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
73	Ampliación S/E Cocharcas (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
74	Ampliación S/E Lo Miranda (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
75	Ampliación en S/E Marchigüe (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
76	Ampliación en S/E San Francisco de Mostazal (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	Zonal	24	2,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
77	Ampliación en S/E Manso de Velasco (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
78	Ampliación en S/E La Misión (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	Zonal	24	3,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

## **2 INTRODUCCIÓN**

---

El presente documento corresponde al Informe de Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN, el cual se enmarca en el proceso de Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que anualmente comienza con la recomendación que el Coordinador debe realizar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año.

Estas propuestas se basan en los criterios dispuestos en el artículo 87° de la LGSE, y profundizados en el Reglamento, los cuales consideran la minimización de riesgos de abastecimiento, la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, la necesidad y eficiencia económica para los escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía y la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes para la expansión eficiente del sistema eléctrico. Si bien los criterios de expansión están definidos en el Reglamento, el Coordinador ha estimado pertinente complementar los criterios mencionados mediante sus propios desarrollos metodológicos y que incluye junto con las recomendaciones previas.

Este informe se encuentra dividido en 10 capítulos, cuyo contenido se resume a continuación:

Resumen Ejecutivo:

Resumen con los resultados de la Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN.

Introducción:

Introducción del informe, que entrega el contexto y resume el contenido de la propuesta de expansión de la transmisión.

Objetivos y Alcance

Define los objetivos del presente documento y establece los límites del desarrollo de las actividades.

Consideraciones generales y supuestos:

Resultados de la aplicación metodológica para las materias de oferta y demanda, detallados respectivamente en los Apéndices I y II del informe de diagnóstico.

Metodología de desarrollo del estudio:

Enfocado en describir el proceso metodológico de la planificación de expansión la red de transmisión utilizado por el Coordinador.



Diagnóstico del sistema de transmisión:

Resumen del diagnóstico presentado en el informe “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión”, realizado por el Coordinador en diciembre del año 2023.

Obras analizadas pero aún no recomendadas:

Obras de expansión analizadas por el Coordinador que aún no se recomiendan dado el beneficio neto negativo de las obras.

Lineamientos generales escenario H2V:

Entrega los lineamientos generales a tener en consideración con respecto al desarrollo de proyectos H2V.

Análisis de Obras con proceso de Licitación/Construcción No Concluido:

Expone las obras de expansión que se recomiendan realizar vía artículo 102° debido a imprevistos en la licitación de obras.

Apéndices:

Indica los apéndices que forman parte de este documento, que incorporan análisis específicos desarrollados como parte de esta propuesta.

### **3 OBJETIVOS Y ALCANCE**

---

#### **3.1 OBJETIVOS**

La propuesta de expansión de la transmisión emitida en enero del 2024 tiene como propósito cumplir con la Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), con la recomendación que el Coordinador debe realizar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año, a través de la propuesta de obras.

En específico los objetivos son:

- Proponer obras de expansión de la transmisión Nacional y Zonal.
- Identificar la necesidad del desarrollo de obras urgentes.
- Presentar las respuestas a las observaciones emitidas al informe de Propuesta Preliminar de Expansión de la Transmisión 2024.

#### **3.2 ALCANCE**

El alcance de la propuesta consiste en el desarrollo de las siguientes actividades:

- Análisis de obras de expansión para el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Evaluación técnico–económica de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional.
- Análisis de factibilidad y valorización de las obras de expansión.

## 4 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

### 4.1 DEMANDA

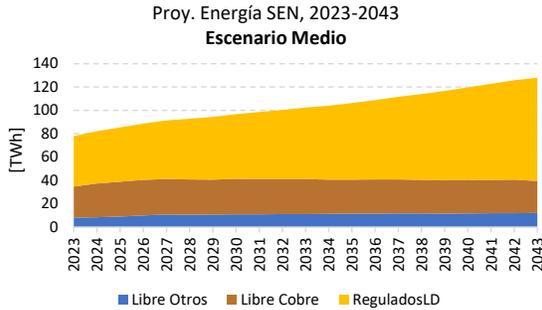
La previsión de la demanda se realiza mediante una metodología que proyecta el historial de consumo eléctrico basándose en sus principales factores determinantes. Esto genera proyecciones anuales para cada barra del sistema en el periodo 2023-2043. La metodología es desarrollada con detalle en el Apéndice IV - Proyección de Demanda, mientras que las etapas clave se resumen en la Figura 4.1.



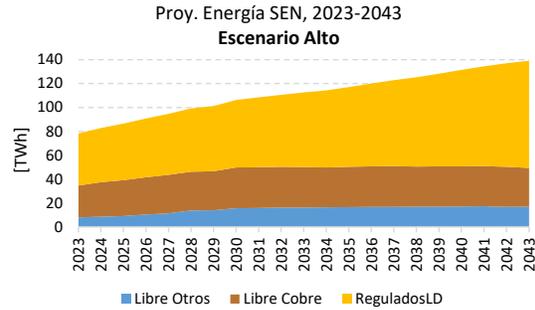
Figura 4.1. Metodología de proyección de la demanda eléctrica.

En la Figura 4.2, Figura 4.3 y Figura 4.4 se detallan los resultados de la proyección de la demanda energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para los escenarios medio, alto y alto + H2V. Es esencial tener en cuenta que el modelo de proyección segmenta a los clientes de la siguiente manera:

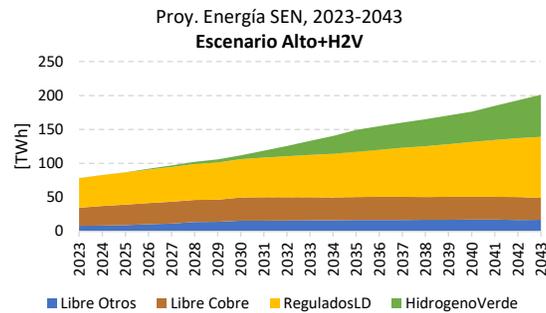
- **Clientes Regulados y Libres de Distribución:** Incluye tanto a los clientes residenciales como a los clientes del sector industrial que están sujetos a la regulación de precios. Además, abarca a aquellos clientes que han optado por contratos libres en zonas de distribución.
- **Clientes Libres de Cobre:** Comprende a las empresas e industrias vinculadas a la gran minería del cobre, no sujetas a la regulación de precios.
- **Clientes Libres de Otros Sectores:** Involucra a empresas e industrias de diversos sectores productivos no sujetas a la regulación de precios. Estas se caracterizan en distintos subsectores como la industria de la celulosa, hierro, acero, cemento, marítimo, entre otros.



**Figura 4.2. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario medio).**



**Figura 4.3. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario alto).**



**Figura 4.4. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario+ H2V).**

Los resultados de la proyección para los escenarios Medio y Alto indican un aumento en la demanda durante el año 2023, impulsado por la puesta en marcha de nuevos proyectos. Se estima un incremento de la demanda para este año en un rango del 2,2% al 2,4%. Además, se prevé un aumento continuo de la demanda hasta el año 2028, con tasas anuales de entre el 3% y el 5%, debido principalmente a la entrada en operación de grandes proyectos mineros, datacenters, plantas desaladoras, entre otros.

En la Figura 4.5 y la Tabla 4.1 se presentan los principales resultados de los escenarios de proyección de energía del SEN para el periodo 2023-2043. De los resultados obtenidos de la proyección de energía para los escenarios Medio, Alto y Alto + H2V se observa un crecimiento de la demanda en el horizonte de evaluación de un 67,4% y 82,2% y 163,3%, respectivamente (con respecto al año 2022), con una tasa promedio anual de 2,5%, 2,9% y 4,7%, respectivamente.

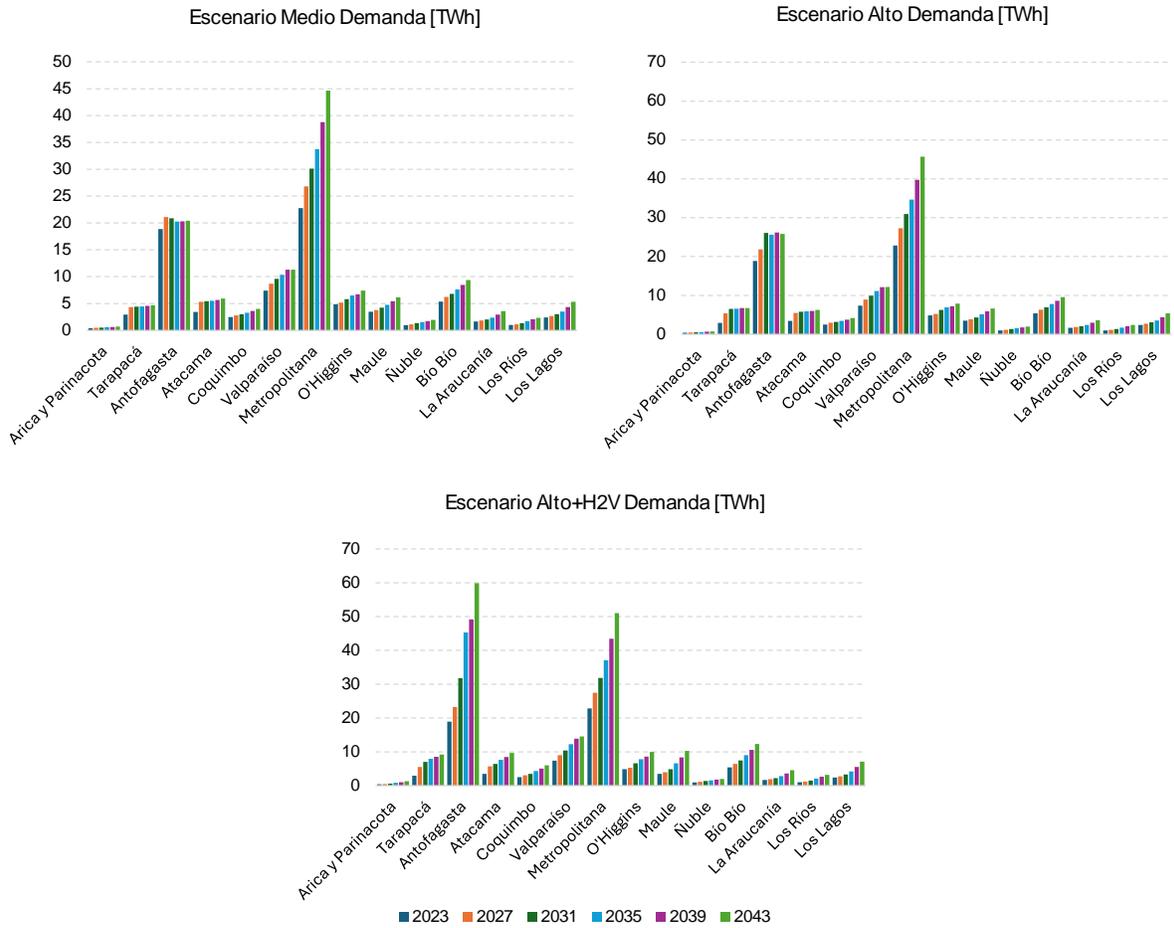


Figura 4.5. Proyecciones de Energía por Región escenarios Medio, Alto y Alto+H2V.

Tabla 4.1. Proyección de energía del SEN, periodo 2023-2043.

Año	Escenario Medio [TWh/año]	Escenario Alto [TWh/año]	Escenario Alto+H2V [TWh/año]	% crecimiento Escenario Medio	% crecimiento Escenario Alto	% crecimiento Escenario Alto+H2V
2023	78,03	78,22	78,26	2,2%	2,4%	2,5%
2024	82,21	82,84	83,00	5,4%	5,9%	6,0%
2025	85,40	86,48	87,05	3,9%	4,4%	4,9%
2026	88,75	90,75	92,32	3,9%	4,9%	6,0%

Año	Escenario Medio [TWh/año]	Escenario Alto [TWh/año]	Escenario Alto+H2V [TWh/año]	% crecimiento Escenario Medio	% crecimiento Escenario Alto	% crecimiento Escenario Alto+H2V
2027	91,44	94,70	97,21	3,0%	4,4%	5,3%
2028	92,80	99,14	102,52	1,5%	4,7%	5,5%
2029	94,37	101,33	105,96	1,7%	2,2%	3,3%
2030	96,80	106,36	112,05	2,6%	5,0%	5,7%
2031	98,56	108,51	118,84	1,8%	2,0%	6,1%
2032	100,36	110,63	125,65	1,8%	1,9%	5,7%
2033	102,39	112,58	133,12	2,0%	1,8%	5,9%
2034	104,00	114,22	140,47	1,6%	1,5%	5,5%
2035	106,20	117,15	149,43	2,1%	2,6%	6,4%
2036	108,84	120,05	154,93	2,5%	2,5%	3,7%
2037	111,60	122,90	160,25	2,5%	2,4%	3,4%
2038	113,93	125,31	165,12	2,1%	2,0%	3,0%
2039	116,58	128,30	170,59	2,3%	2,4%	3,3%
2040	119,76	131,51	176,37	2,7%	2,5%	3,4%
2041	122,69	134,51	184,85	2,4%	2,3%	4,8%
2042	125,76	137,03	193,12	2,5%	1,9%	4,5%
2043	127,82	139,12	201,06	1,6%	1,5%	4,1%

A principios de la próxima década, se proyecta la incorporación de importantes proyectos mineros y desaladoras en la zona norte del SEN. Se destacan las grandes demandas existentes y proyectadas en la Región de Antofagasta y en la Región Metropolitana, asociados a proyectos mineros y una alta concentración de clientes regulados e industrias respectivamente. Estas demandas exigen un sistema de transmisión robusto y flexible entre ambas regiones. En el Apéndice IV se detalla en profundidad la metodología y los resultados obtenidos.

En relación con el desarrollo de la industria del hidrógeno verde (H2V) en el país, a la fecha se cuenta con los lineamientos generales entregados por el Ministerio de Energía mediante el Comité Estratégico para el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030. Es por ello por lo que, en el presente informe, se ha incluido los análisis del escenario H2V realizados por el Coordinador, que se incluye en la sección 8 del presente informe.

## 4.2 OFERTA

De acuerdo con el artículo 87° de la Ley, la planificación de la transmisión debe alinearse con las orientaciones indicadas en la Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía. Esto implica incorporar los supuestos claves utilizados en la elaboración de los planes de obras de generación a largo plazo, como los costos de inversión de las tecnologías de generación, calendario de retiro de centrales a carbón y los supuestos para la creación de escenarios a largo plazo.

- Proyección de la demanda para el período 2023-2043, desarrollada por el Coordinador y detallada en el Apéndice IV - Proyección de Demanda.
- Proyecciones de costos de combustibles. Se utilizan los precios de GNL, Carbón y Diesel elaborados internamente por el Departamento de Análisis Económico del Coordinador a octubre de 2023.
- Se utilizarán como referencia las proyecciones de costos de inversión consideradas para la actualización anual del Informe de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) de junio del año 2022 elaborada por el Ministerio de Energía, para las tecnologías de generación renovable eólica, solar, geotermia e hidráulica. Por otra parte, para determinar las proyecciones de costos de inversión de los sistemas de almacenamientos, entre ellas, baterías de Litio y CSP, se utilizó información de NREL de julio del año 2023.
- Información sobre las centrales e instalaciones en construcción, reportada por la CNE hasta la Res. Ex. N°652 de diciembre de 2023.
- Datos de las centrales e instalaciones existentes obtenidos a través de la plataforma Infotécnica del Coordinador.
- Se consideran como base el cronograma oficial de retiro de unidades a Carbón comprometidas para el período 2020-2029 a través de acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas propietarias de las instalaciones. Adicionalmente, se consideraron uno de tres escenarios de retiro de unidades de carbón contemplados en la PELP.

Posteriormente, se lleva a cabo la optimización de los planes de obra según la metodología descrita se detalla en el Apéndice V - Plan de Obras de Generación. Esto se realiza utilizando modelos simplificados del sistema de transmisión en el software Plexos, los cuales posteriormente se implementan en una modelación de mayor detalle topológico en el modelo PLP.

Por otro lado, es fundamental considerar que el análisis previamente mencionado recomienda la nueva capacidad de generación óptima para el SEN desde una perspectiva sistémica. Antes de su implementación en el modelo PLP y con el propósito de reflejar el interés de la industria en términos

de ubicación y plazos, se ajustan el plan de obras resultante de la simulación de los escenarios en Plexos para incorporar aquellos proyectos que han sido presentados a través del proceso de Acceso Abierto. Esto se hace de manera que refleje el punto de conexión y la fecha estimada de puesta en funcionamiento de proyectos que tienen una mayor probabilidad de materializarse, y que se encuentran en alguna de las siguientes etapas de aprobación:

1. Proyectos que han presentado una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible (SUCTD) y han obtenido la aprobación del Coordinador.
2. Proyectos que han presentado una Solicitud de Autorización de Conexión (SAC) y cuentan con un Informe de Aprobación de Conexión Final y/o Definitivo favorable por parte del Coordinador.

Dentro de las solicitudes seleccionadas con el criterio anterior, se han elegido proyectos candidatos aquellos que representan el 14% de ellas, en línea con la tasa de éxito en el proceso de Acceso Abierto.

El detalle de los proyectos candidatos y proyectos seleccionados se presenta en el Apéndice I - Sistema de Transmisión Nacional<sup>3</sup> del Informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión, publicado por el Coordinador el 16 de noviembre de 2023.

Finalmente, con respecto a la generación distribuida PMG y PMGD, se considera como parte del parque generador, por lo que se modela con el mismo detalle que las centrales de mayor tamaño.

---

<sup>3</sup> [Proyectos en Acceso Abierto PET24](#): Proyectos candidatos y proyectos seleccionados en Acceso Abierto PET24

#### 4.2.1 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

Con el propósito de evaluar escenarios de generación que propendan a la definición de propuestas de expansión de la transmisión robustas, el Coordinador define un nuevo escenario utilizado en su análisis tomando en consideración el proceso colaborativo con la industria y los comentarios al plan de obras utilizado, en el Apéndice V, se describe en detalle el escenario que se presentan en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Escenario considerado para plan de obras de generación.

Combinatoria de supuestos		Escenario A
Transición Energética Año 2030		80% renovable
Retiro de unidades a carbón (PELP 2022)		Escenario 2030
Retiro de unidades térmicas		Retiro carbón 2030
Costos de inversión tecnologías de generación renovables (PELP 2022)	Solar	Bajo
	Eólico	Bajo
	Geotérmica	Referencial
	Hidráulica	Referencial
Costos de inversión sistemas de almacenamiento (Prospectiva 2023)	Baterías	Bajo
	CSP	Referencial
	Batería de Carnot (GIZ) Bombeo hidráulico	Referencial Alto
Reconversión Unidades a Carbón a Batería Carnot		2 unidades candidatas
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Baterías desde 2027 Batería Carnot desde 2028 CSP desde 2029 Bombeo desde 2033 Limitación Geotermia e Hidro Sin proyectos de generación con GNL Limitación desarrollo Transmisión Sur
Condensadores sincrónicos con volante de inercia		Desde 2027
Costos de combustibles		Referencial CEN-DPR
Estadística hidrológica		Seca-10 años
Demanda Energética		Alta CEN
Año descarbonización del sistema		Retiro carbón 2030

Se considera como base el cronograma oficial de retiro de unidades a Carbón comprometidas para el período 2020-2029 a través de acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas propietarias de las instalaciones. Adicionalmente, para las centrales que no disponen de fecha comprometida para su retiro, se utilizará un escenario de retiro anticipado al año 2030 para los análisis, que corresponden a uno de los escenarios de actualización anual de la PELP 2022, y cuyas fechas también se presentan en el Apéndice V.

#### 4.2.2 RESULTADOS

Además de la matriz de capacidad instalada de generación en operación y en relación con el proceso colaborativo con la industria y los comentarios al plan de obras utilizado, se considera un nuevo escenario de generación considerando que en el análisis del sistema de transmisión suma una capacidad instalada que crece desde 40 GW en 2024 a 70 GW para el año 2043. Para una representación visual, la Figura 4.6 muestra la capacidad instalada proyectada desde 2023 hasta 2043. Los detalles completos de los resultados del plan de obras de generación para todos los escenarios se encuentran en el Apéndice V - Plan de Obras de Generación.

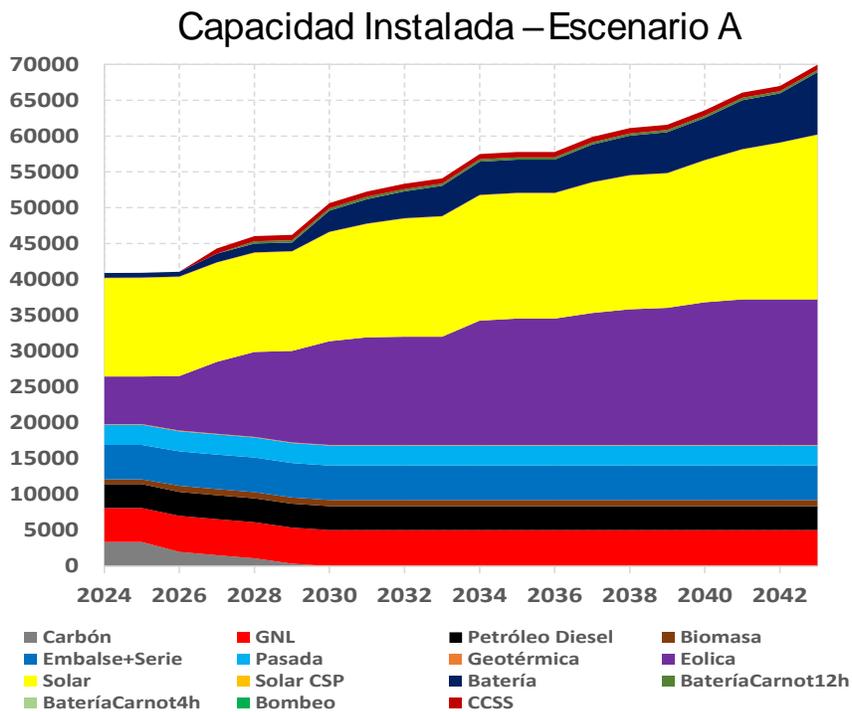


Figura 4.6. Matriz de generación, Escenario A.

## **5 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO**

---

### **5.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL Y ZONAL**

La metodología empleada en el presente documento corresponde a la utilizada por el Coordinador en la elaboración de la Propuesta de Expansión de Transmisión del SEN realizada anualmente, en conjunto con los criterios empleados para ello. Constituida en dos etapas:

- Metodología de análisis de la expansión de la transmisión nacional.
- Metodología de análisis de la expansión de la transmisión zonal.

La metodología de análisis de la expansión de la transmisión nacional describe el proceso aplicado para elaborar el diagnóstico del STN, el análisis del tratamiento hidrológico que justifica la cantidad de hidrologías empleadas en el análisis y finalmente los criterios usados para la evaluación de obras.

Por otro lado, la metodología de análisis de la expansión de la transmisión zonal contiene el proceso aplicado para desarrollar el diagnóstico del STZ, tanto para transformadores AT/MT, AT/AT y líneas de transmisión, así como los criterios empleados para asegurar el abastecimiento de la demanda del sistema de transmisión.

Estas metodologías se encuentran descritas y detalladas en el Apéndice II del informe de diagnóstico 2024<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> [Apéndice II del Informe de Diagnóstico 2024 - Metodología](#): Metodologías de Análisis de la Expansión de la Transmisión Nacional y Zonal.

## 6 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

---

Con fecha 16 de noviembre de 2023 el Coordinador publicó para observaciones el Informe de “Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión”<sup>5</sup>, en el cual se entrega a la industria un análisis sobre la evolución de los flujos de potencia a través del sistema de transmisión nacional y zonal para el mediano y largo plazo. El diagnóstico de uso de las instalaciones de transmisión consideró como base dos de los cinco escenarios del Plan de Obras de Generación, los cuales tienen en común la descarbonización de la matriz energética al año 2030, costos de inversión en generación referenciales-bajos, y difieren en supuestos de demanda energética.

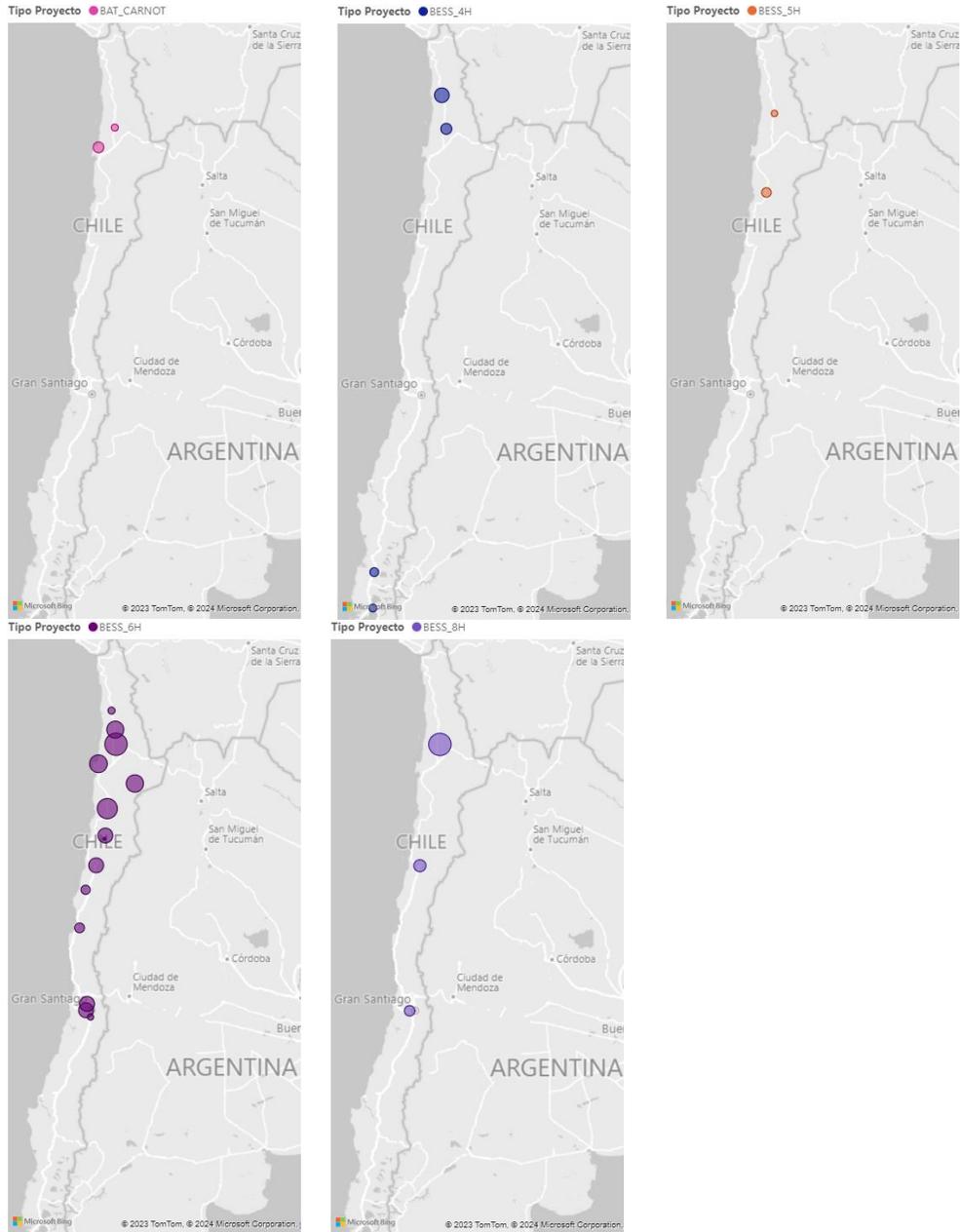
De esta manera, tomando en consideración el proceso colaborativo con la industria y los comentarios del proceso y al diagnóstico en el año 2023, se presenta un escenario que recoge el interés de las empresas en el Diagnóstico de Uso Esperado del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, específicamente en la demanda utilizada en el sistema y en la oferta esperada de generación. En esta sección se presenta la actualización del diagnóstico.

### 6.1 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

El análisis del uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional considera la instalación de hasta 4,7 GW en almacenamiento en el Norte Grande y 3,4 GW en el resto del SEN, principalmente con autonomías de 4, 6 y 8 horas, hasta el año 2043. En la Figura 6.1 se presenta la distribución resultante de los sistemas de almacenamiento provenientes del Plan de Obras de Generación. Estos sistemas de almacenamiento son principalmente BESS, distribuidos principalmente a lo largo del Norte Grande y Norte Chico, de tal forma que actúan como complemento a las centrales de ERV en la zona, lo que ayudaría a reducir las congestiones directas en el Norte Grande del SEN y permite reducir el costo marginal en horas nocturnas en zonas con fuentes de generación térmica costosa.

---

<sup>5</sup> [Informe de Diagnóstico 2024 | Coordinador Eléctrico Nacional](#): El diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión entrega a la industria un análisis sobre la evolución de los flujos de potencia a través del sistema de transmisión nacional y zonal para el mediano y largo plazo, entregando una señal del desarrollo esperado del SEN tanto en generación como en transmisión



**Figura 6.1. Instalación de sistemas de almacenamiento prevista en optimización conjunta generación - transmisión - almacenamiento.**

A pesar de estas medidas, algunas de las posibles congestiones persisten, como el tramo 220 kV Crucero – Kimal, que podría experimentar congestiones de hasta el 21% de las horas anuales durante los años del horizonte<sup>6</sup>, o el tramo 220 kV Nueva Chuquicamata – Kimal, que muestra potenciales congestiones desde 2027 y alcanzando hasta el 45% de las horas anuales al final del horizonte. También se anticipa potenciales congestiones en instalaciones que aún no están en operación, como la Subestación Parinas 500/220 kV y el tramo seccionado 2x500 kV Parinas – Los Changos, que podrían experimentar niveles de congestión importantes desde el año 2031, alcanzando un 24% de congestión en las horas anuales al año 2035.

Nombre Tramo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500														1%	1%	1%
Parinas500->LosChangos500				1%	2%	2%	6%	8%	8%	18%	20%	19%	19%	21%	20%	30%
NvaCardones500->Cumbre500		1%	1%	1%												
NvaMaitencillo500->NvaCardones500					1%											
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	20%	21%	22%	19%	3%											2%
Polpaico500->NvaPAzucar500			1%	4%	5%	1%	1%	3%	3%	4%	6%	7%	8%	8%	10%	15%
LoAguirre500->Polpaico500		1%	1%	1%	1%											
AltoJahuel500->LoAguirre500	13%	3%														
Ancoa500->AltoJahuel500A	2%	10%	12%	15%	10%	7%	7%	7%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	4%	4%
Ancoa500Aux->Ancoa500						1%										

Figura 6.2. Probabilidad de congestión esperada en las líneas de 500 kV del Sistema de Transmisión Nacional.

En cuanto a la conexión del norte con el centro del país, los resultados no muestran la posible congestión de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre de norte a sur en ambos escenarios. Por otra parte, se observa posibles congestiones que llegarían hasta el 22% de las horas anuales en los tramos de 500 kV entre las subestaciones Nueva Maitencillo y Polpaico hasta el año 2029. Estas congestiones disminuirían con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre y con un aumento de la capacidad de transferencia por el sistema de 500 kV entre Parinas – Seccionadora Lo Aguirre. No se anticipa que las congestiones en el tramo 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico superen el 18% de las horas anuales en el resto del horizonte.

En la zona central del país se identifica posibles congestiones en las líneas de 220 kV ubicadas entre las SS/EE Polpaico y Cerro Navia a causa de la nueva S/E Lo Campino, así como también flujos de potencia que exceden los límites de seguridad de los bancos de autotransformadores 500/220 kV en la Región Metropolitana. Algunos de estos autotransformadores perderían su capacidad de operar bajo su capacidad nominal entre los años 2033 y 2042.

<sup>6</sup> El porcentaje del tiempo en congestión corresponde a la proporción del año en que un tramo de transmisión ha alcanzado su máxima capacidad, considerando todos los escenarios hidrológicos simulados.

En el horizonte de análisis se identifican posibles congestiones en los 4 circuitos del tramo 500 kV entre las Subestaciones Ancoa y Alto Jahuel, las cuales, pese a ser mitigadas en parte por el CER en S/E Maipo, persisten en el largo plazo y constituyen el tramo limitante en las transferencias desde el Sur hacia el Centro.

En la zona sur del país, se visualizan posibles congestiones asociadas al aumento esperado de la capacidad instalada de nuevas centrales eólicas. Entre los tramos que ven alcanzadas sus capacidades máximas destacan aquellos tramos de 500 kV entre las subestaciones Ancoa y Alto Jahuel, dados los flujos en dirección sur - norte, llegando a probabilidades de congestión del 10% del tiempo en horario nocturno hacia el año 2040. Por último, en el extremo sur del SEN se identifica posibles congestiones en los tramos en 220 kV entre las SS/EE Ciruelos y Nueva Pichirropulli<sup>7</sup> y el tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte.

### 6.1.1 ANÁLISIS DE RECORTES DE ENERGÍA

Se realiza un análisis del aprovechamiento de los recursos renovables variables del SEN utilizando como referencia los años 2025, 2029 y 2035, que recogen los efectos de los nuevos proyectos y candidatos de generación en sus distintas etapas de concreción.

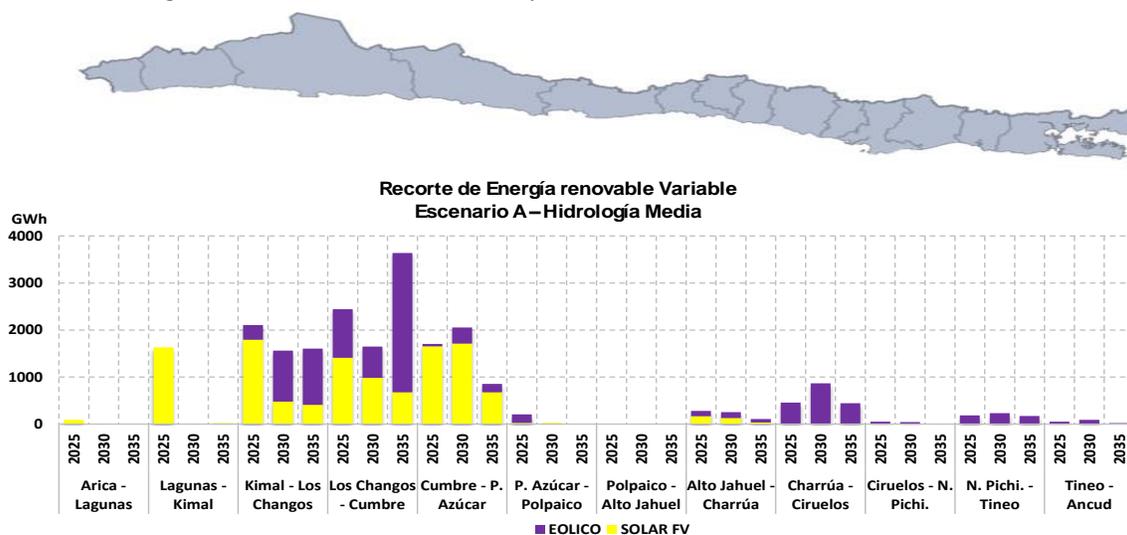


Figura 6.3. Vertimiento por zona en el SEN, Escenario A.

<sup>7</sup> ENEL Generación Chile ha informado la potencial instalación de un sistema de almacenamiento en la zona sur para mejorar las condiciones operativas durante la ejecución de los trabajos de cambio de conductor del tramo 2x220 Ciruelos – Cautín. A la fecha, no se ha confirmado la ejecución de esa obra.

Se visualiza posibles recortes de aproximadamente 9,2 TWh al año 2025, 6,8 TWh al año 2030 y 6,9 TWh en el año 2035. En 2025 en el Norte Grande el recorte alcanzaría 6,3 TWh, sin embargo, este recorte se reduciría a la mitad, aproximadamente 3,2 TWh, con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre en 2029, y será efectivo a largo plazo, siempre que no continúe la sobre instalación de centrales ERV, principalmente Solar FV. También se visualiza un posible recorte de ERV en el entorno de Taltal, en el Norte Chico y desde la SS/EE Charrúa hacia el sur, a pesar de que se han planificado importantes obras de expansión en esas zonas.

### 6.1.2 ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES

Finalmente, se lleva a cabo una revisión de los perfiles de costos marginales de energía esperados, agrupados anualmente. Esta representación permite identificar zonas del sistema de transmisión que podrían presentar desequilibrios debido a congestiones, lo que a su vez ayuda a identificar la necesidad de posibles expansiones en la capacidad de transmisión. Para este propósito, se considera representativas las siguientes ubicaciones de norte a sur: Lagunas 220 kV, Kimal 500 kV, Cumbre 500 kV, Nueva Pan de Azúcar 500 kV, Polpaico 500 kV, Alto Jahuel 500 kV, Charrúa 500 kV y Tineo 220 kV.

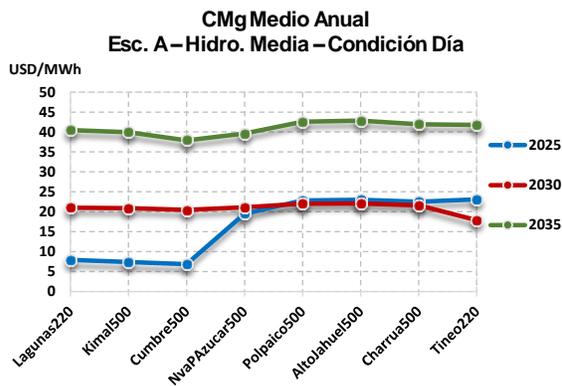


Figura 6.4. Costo marginal promedio anual, en horario diurno e hidrología media.

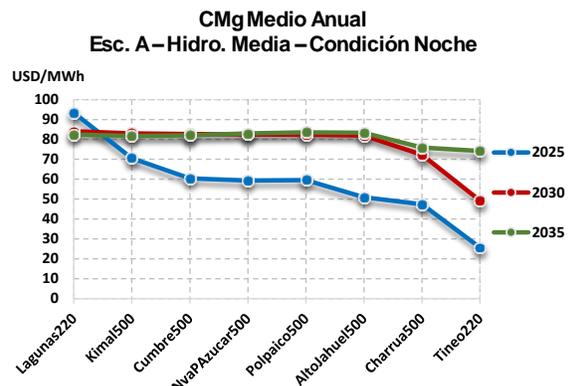


Figura 6.5. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno e hidrología media.

Como se muestra en las figuras anteriores, en horario diurno, se proyecta diferencias de costos marginales promedio para el año 2025 entre el Norte Grande y el resto del país (por ejemplo, el CMg medio Anual en la S/E Cumbre es de 6 USD/MWh en comparación al CMg medio Anual de la S/E Polpaico que es de 22 USD/MWh), donde se observa un alto uso del sistema de transmisión de 500 kV entre las Subestaciones Cumbre y Polpaico. En el año 2030, se observa un costo marginal

medio anual plano en todo el sistema debido a la disponibilidad de las obras de transmisión entre la zona norte y centro del país (costo marginal promedio de 21 USD/MWh). En el año 2035 aún se observa un perfil de costos marginales relativamente plano, con su mínimo en el entorno de S/E Cumbre debido a la capacidad eólica prevista en la zona y una leve brecha con la zona de S/E Polpaico debido a las congestiones en el sistema de transmisión de 500 kV debido al exceso en la capacidad instalada en tecnologías ERV.

En cuanto al horario nocturno, al año 2025 se observa un costo marginal relativamente plano entre las zonas de las Subestaciones Cumbre y Charrúa (en promedio 55 USD/MWh), con grandes diferencias en el extremo norte del sistema debido a la falta de centrales térmicas de bajo costo variable (costo marginal promedio en S/E Lagunas: 93 USD/MWh). Esa diferencia de costos marginales se aplanan principalmente entre las zonas Norte y Centro, con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, y entre las zonas Centro y Sur con las obras de energización parcial en 500 kV de la zona Sur. La condición se mantiene así al menos hasta el año 2035.

En ambos casos se proyectaría costos marginales medios anuales menores para la zona de S/E Tineo, debido al potencial eólico y limitaciones en el actual corredor de 220 kV.

## **6.2 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL**

El análisis del sistema de transmisión zonal se separa en el diagnóstico de transformadores AT/AT y líneas de transmisión, que responden a un uso de demanda coincidente del sistema, y en el estudio de transformadores AT/AM que se determina su cargabilidad proyectada en función de las máximas demandas registradas de forma local. El diagnóstico es distribuido en 6 zonas:

- Zona Arica – Diego de Almagro.
- Zona Diego de Almagro – Quillota.
- Zona Quinta Región.
- Zona Región Metropolitana.
- Zona Alto Jahuel – Charrúa.
- Zona Charrúa – Chiloé.

A continuación, se presenta un resumen global del análisis de suficiencia de todas las instalaciones zonales. Por cada tipo de instalación se incorpora una figura que presenta los niveles de cargabilidad para el periodo 2023-2031, donde los colores, verde, amarillo, naranja y rojo corresponde a niveles de cargabilidad <50%, entre 50% y 85%, entre 85% y 100% y >100% respectivamente. La Figura 6.6 y Figura 6.7 resumen el diagnóstico de líneas y transformadores AT/AT.

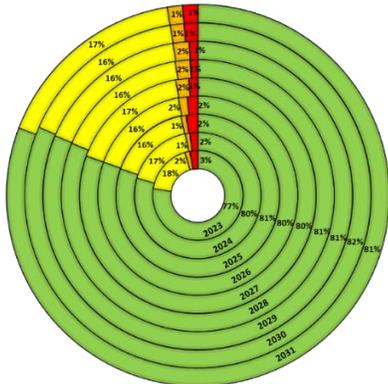


Figura 6.6. Evolución del estado de líneas de transmisión.

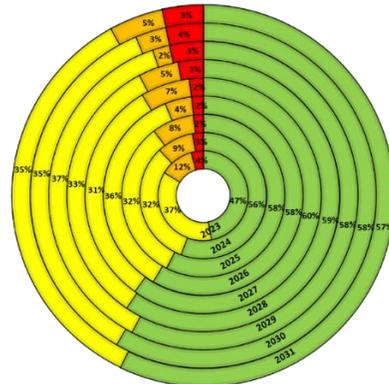


Figura 6.7. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.

- Al año 2031 se identifica que 12 líneas presentarían posibles niveles de cargabilidad superiores al 85% y 12 superarían el 100% de su capacidad.
- Entre las que podrían presentar cargabilidades superiores al 85% destaca la línea 1x220 kV O'Higgins - Nueva La Negra C1, 1x110 kV Tierra Amarilla - Plantas C1, 1x110 kV Copayapu - Copiapó C1, Tap Achupallas - Miraflores 110 kV L2, Tap Altamirano - Altamirano 110kV L2, Chena - Lo Espejo 110 kV L1, Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1, Itahue - Tap Los Maquis 66 kV C1, Tap Los Maquis - Tap San Rafael 66 Kv, Curanilahue - Curanilahue Norte 66 kV y Curanilahue Norte - Carampangue Sur 66kV.
- Respecto a los transformadores AT/AT al año 2031, se podría esperar que 6 superen el 100% de su capacidad nominal, siendo estos: ATR Cardones 220/115/13.8kV 75MVA (N1, N2 y N3), TR Pan de Azúcar 110/69/23kV 60MVA N10, TR Maule 154/69kV 60MVA N1 y N2.
- En relación con la operación de la Región Metropolitana al año 2031, se identifica que el anillo de 110 kV no podría operar sin que la Central Nueva Renca esté en servicio o sin el respaldo de la Central Los Vientos, durante la demanda máxima en los meses de invierno y los meses de temperaturas más altas. Lo anterior, teniendo en servicio las nuevas instalaciones en S/E Lo Campino y S/E Baja Cordillera.
- Por otro lado, se identifica que 5 transformadores podrían presentar niveles de cargabilidad entre el 85% - 100%. Siendo estos: ATR Alto Jahuel 220/115/13.2kV 390MVA N2, ATR Chena 220/110/13.8kV 400MVA N1, ATR Chena 220/110/13.8kV 400MVA N2, ATR Lo Campino 220/110 400 MVA y ATR Esmeralda 220/115/13.8kV 150MVA N1.

La Figura 6.8 resume el diagnóstico de transformadores AT/MT.

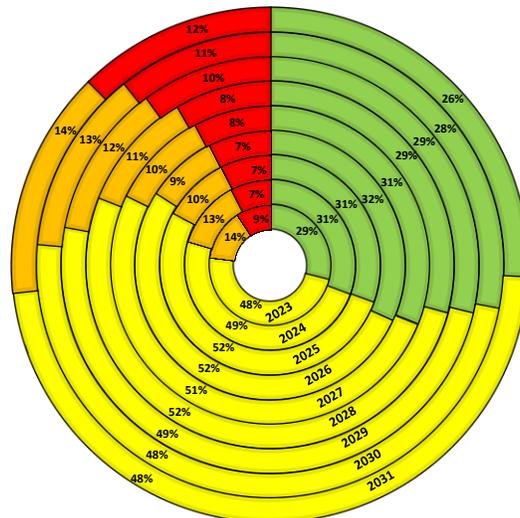


Figura 6.8. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.

De los 726 transformadores AT/MT diagnosticados, al año 2031 105 unidades podrían presentar niveles de cargabilidad entre un 85% y 100% y 90 de ellos podrían superar el 100% de su capacidad nominal. Cabe destacar que, en varios casos, los niveles de uso de estos transformadores podrían ser reducidos si se realizara medidas operativas a nivel de distribución.

### 6.3 DIAGNÓSTICO DEL IMPACTO PMGD EN EL SISTEMA

A continuación, se analiza el impacto que ocasiona la inyección de los pequeños medios de generación en las redes de transmisión zonal. El 11 de octubre de 2022, la CNE mediante la Res. Ex. N°776 que declara en construcción las instalaciones de generación y transmisión, aprueba un bloque de 2.376 MW asociados a proyectos PMGD entre los periodos 2021 a 2025. Este bloque de potencia, sumado a la potencia de centrales PMGD en operación, producirá en el corto plazo congestión en 66 transformadores y 21 líneas de la red de transmisión zonal.

#### 6.3.1 DIAGNÓSTICO SUBESTACIONES

La siguiente tabla muestra la evolución de las subestaciones que presentan congestión por inyección de PMGD, en el periodo comprendido entre mayo 2020 y noviembre 2023.

**Tabla 6.1. Evolución subestaciones que presentan congestión por inyección de PMGD. Mayo 2020 a noviembre 2023.**

Fecha emisión Informe Verificación de Congestión por Inyección de PMGD	Subestaciones informadas por empresas	Subestaciones que presentan transformador(es) con congestión
may-20	2	0
nov-20	5	0
may-21	8	0
nov-21	45	17
may-22	104	30
nov-22	135	58
may-23	141	66
nov-23	230	66

Es importante destacar, que en la última versión del informe no se identifica un crecimiento en el número subestaciones congestionadas. Lo anterior, se debe a que las empresas han comenzado a tomar acciones restringiendo las inyecciones de los nuevos PMGD entrantes, lo cual ha evitado el incremento en las congestiones.

Entre los casos con congestiones el Coordinador estima que en las siguientes 46 subestaciones existen transformadores que presentan congestiones debido a la inversión de flujos por centrales PMGD y que carecen de obras de apoyo decretadas que permitan evitar dicho problema.

- S/E Aihuapi.
- S/E Alcones.
- S/E Bollenar.
- S/E Cabildo.
- S/E Cabrero.
- S/E Chimbarongo.
- S/E Cocharcas.
- S/E Colbún.
- S/E Combarbalá.
- S/E Curanilahue.
- S/E Diego de Almagro.
- S/E Duqueco.
- S/E Marchigüe.
- S/E Monte Patria.
- S/E El Manzano STM II.
- S/E El Manzano CGE.
- S/E La Esperanza.
- S/E La Manga.
- S/E La Negra.
- S/E La Palma.
- S/E Las Cabras.
- S/E Lebu.
- S/E Leyda.
- S/E Licantén.
- S/E Los Sauces.
- S/E Nancagua.
- S/E Negrete.
- S/E Ovalle.
- S/E Panguilemo.
- S/E Panimávida.
- S/E Picoltué.
- S/E Punitaqui.
- S/E Quereo.
- S/E Quiani.
- S/E Ranguili.
- S/E Rengo.
- S/E Retiro.
- S/E Salamanca.
- S/E San Carlos.
- S/E San Vicente T. T.
- S/E Santa Rosa.
- S/E Talca.
- S/E Tap Off Dolores.
- S/E Tres Esquinas.
- S/E Tres Pinos.
- S/E Vicuña.

### 6.3.2 DIAGNÓSTICO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

A continuación, se presenta los principales resultados del análisis de líneas de transmisión con congestión debido al impacto generado por la inyección de los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) en las redes de transmisión zonal. Se realizó un análisis detallado respecto al informe “Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”<sup>8</sup>.

En este caso, se analizaron las líneas con congestión en el software DigSILENT PowerFactory. Se utilizó una base de datos ajustada para el año 2030. Para estudiar la sobrecarga proveniente de la inyección por PMGD, se incluyeron en la base de datos del software los siguientes ajustes:

1. Inclusión de los PMGD en las subestaciones aledañas a las líneas que presentaron congestión en el informe, considerando su inyección a capacidad máxima.
2. Se ajustó la capacidad nominal de las líneas de transmisión a 35°C.
3. Se ajustó la demanda en las subestaciones a su valor de demanda coincidente por zona, en un escenario verano día, aplicando las tasas de crecimiento de demanda para usar un escenario al año 2030.

**Tabla 6.2. Líneas que presentan congestión en el año 2030 por inyección de PMGD.**

Líneas de Transmisión	Cargabilidad por Inyección de PMGD
1x66 kV Linares – Chacahuín	244%
1x66 kV Tap Putagán – Chacahuín	172%
1x66 kV Ovalle – Tap Punitaqui	117%
1x66 kV Tap San Carlos – Tap Buli	103%
1x66 kV Tres Pinos - Quinahue	99%
1x66 kV Central San Javier – Constitución	94%
1x66 kV Las Cabras – El Manzano	87%

Cabe destacar que, el número de líneas de transmisión que resulta con congestión difiere con respecto al informe “Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”, debido a que en este informe el análisis se realiza para el sistema actual, en tanto que el resultado de la tabla anterior, es un análisis al año 2030, que considera el desarrollo del sistema de transmisión, la proyección de la demanda y todos aquellos elementos que constituirán el SEN al año indicado anteriormente.

<sup>8</sup> [Verificación de Posibles Congestionamientos por PMGD noviembre 2023](#) Informe que cumple con lo establecido en el artículo 2-14 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión (NTCO), publicada mediante Resolución Exenta N°409 de la CNE el 5 de julio de 2019.

## 7 OBRAS ANALIZADAS PERO AÚN NO RECOMENDADAS

En esta sección se presenta aquellas obras que han sido sometidas a evaluación por parte del Coordinador, sin embargo, aún no han sido recomendadas, ya que la inversión requerida supera los retornos proyectados. En la Tabla 7.1 se presenta la descripción de las obras analizadas.

**Tabla 7.1. Obras analizadas, pero aún no recomendadas.**

Nombre Obra	Capacidad [MW]	Longitud [km]	Beneficio Operacional MMUSD	Valor Presente Inversión MMUSD	VAN MMUSD	Comentarios
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Rapel – Loica – Alto Melipilla	550	58	17	19,9	-2,9	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara	-	-	10,2	21,4	-11,2	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Línea HVDC LCC 2000 MW Parinas – Polpaico	2000	880	94,8	735,7	-640,9	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Línea HVDC LCC 2000 MW Parinas - Lo Aguirre	2000	962	89,3	745,4	-656,1	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Línea HVDC LCC 2000 MW Parinas - Alto Jahuel	2000	941	109,8	759,6	-649,8	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Línea HVDC LCC 2000 MW Cumbre – Polpaico	2000	770	87,9	669,1	-581,2	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Línea HVDC LCC 2000 MW Cumbre - Lo Aguirre	2000	795	91,3	678,8	-587,5	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.

Nombre Obra	Capacidad [MW]	Longitud [km]	Beneficio Operacional MMUSD	Valor Presente Inversión MMUSD	VAN MMUSD	Comentarios
Línea HVDC LCC 2000 MW Cumbre - Alto Jahuel	2000	823	101,4	693,0	-591,6	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Línea HVDC 500kV 2000 MW Alto Jahuel 220 kV – Tineo 220 kV	2000	893	706,85	138,93	-567,93	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Línea HVDC 500kV 2000 MW Alto Jahuel 220 kV – Pichirropulli 220 kV	2000	742	658,71	125,02	-533,69	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.
Línea HVDC 500kV 2000 MW Alto Jahuel 220 kV – Charrúa 220 kV	2000	402	505,91	232,98	-272,93	La obra presenta beneficio neto negativo por lo cual, no es recomendada en este proceso.

En el apéndice 3, se proporcionan descripciones detalladas de los proyectos HVDC presentados en la tabla anterior, explorando sus rutas, capacidades de transmisión y otros aspectos clave que influyen en su viabilidad y rendimiento analizadas por el Coordinador.

## **8 LINEAMIENTOS GENERALES ESCENARIO H2V**

---

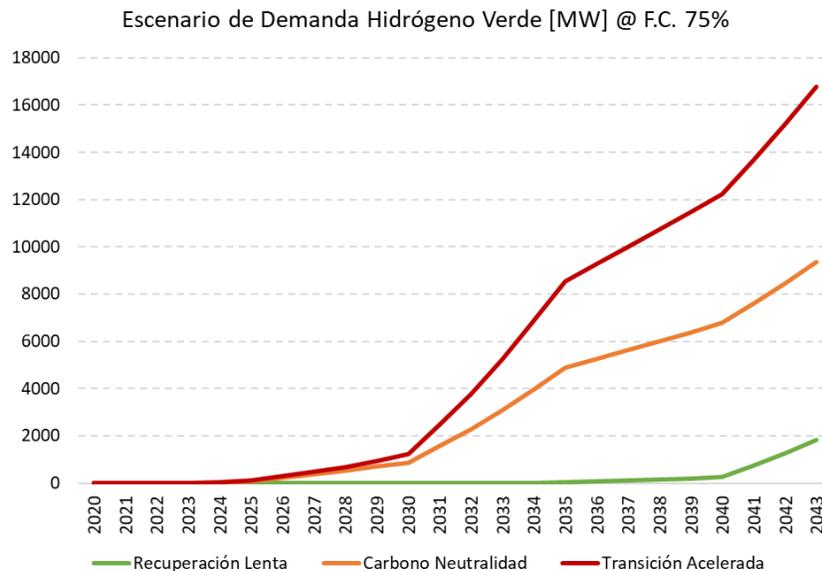
A continuación, se presentan los supuestos y consideraciones del desarrollo de proyectos H2V, en cuanto a las restricciones ambientales en las distintas zonas del país en las cuales se identifican áreas potenciales de desarrollo de proyectos H2V y a las necesidades de infraestructura de transmisión dedicada para permitir la interconexión de estos proyectos al SEN, todo esto, tomando en consideración las proyecciones preliminares de demanda del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP 2023-2027) y la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde del Ministerio de Energía.

### **8.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR H2V EN EL SEN**

A fines del año 2020, el Ministerio de Energía dio a conocer la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (H2V), la que apunta al compromiso del país para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de modo de transitar hacia un desarrollo energético sostenible. Esta estrategia tiene como objetivo establecer una industria competitiva de hidrógeno verde, generado a partir de energía renovable a bajo costo, para uso local y exportación.

De esta forma se espera un amplio desarrollo de la industria H2V en el país, lo que dependerá de nuevos proyectos de producción y consumo de ese energético, los que a la fecha se encuentran en distintas fases de estudio y evaluación. En general los proyectos serán desarrollados de modo de conectarse a la red de transmisión y requerirán de nuevos puntos de conexión (on-grid), mientras que en una menor medida se materializarían mediante una conexión aislada de la red, con fuentes de generación locales que les provean el suministro eléctrico (off-grid).

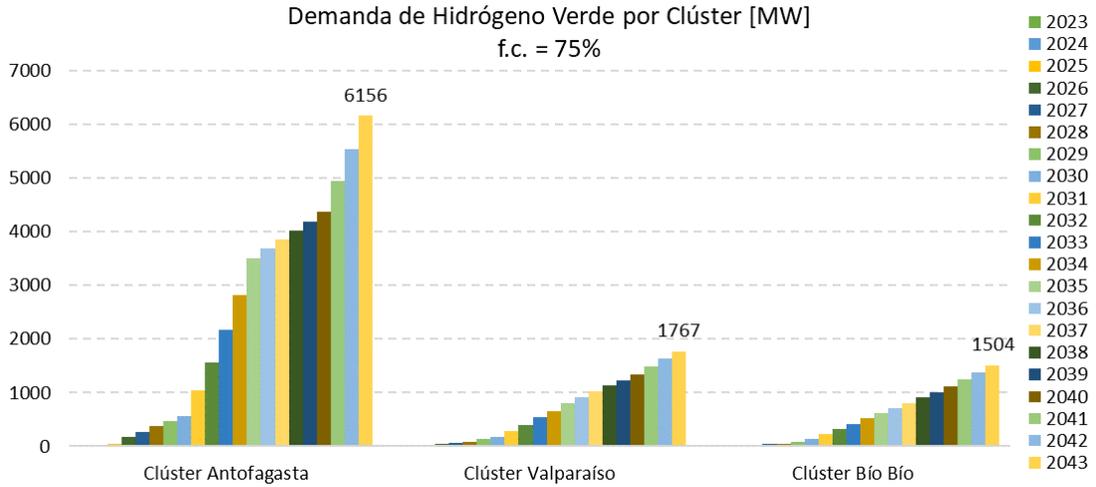
El Coordinador ha realizado un levantamiento de información con el Ministerio de Energía para el desarrollo de un escenario de consumo de energía asociado a la industria de H2V, en base a los antecedentes preliminares de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, lo que facilitará el análisis de la demanda eléctrica prevista por esa industria y sus implicancias en la arquitectura futura del sistema de transmisión del SEN. En la Figura 8.1, se presentan los escenarios de demanda de H2V desarrollados por el Ministerio.



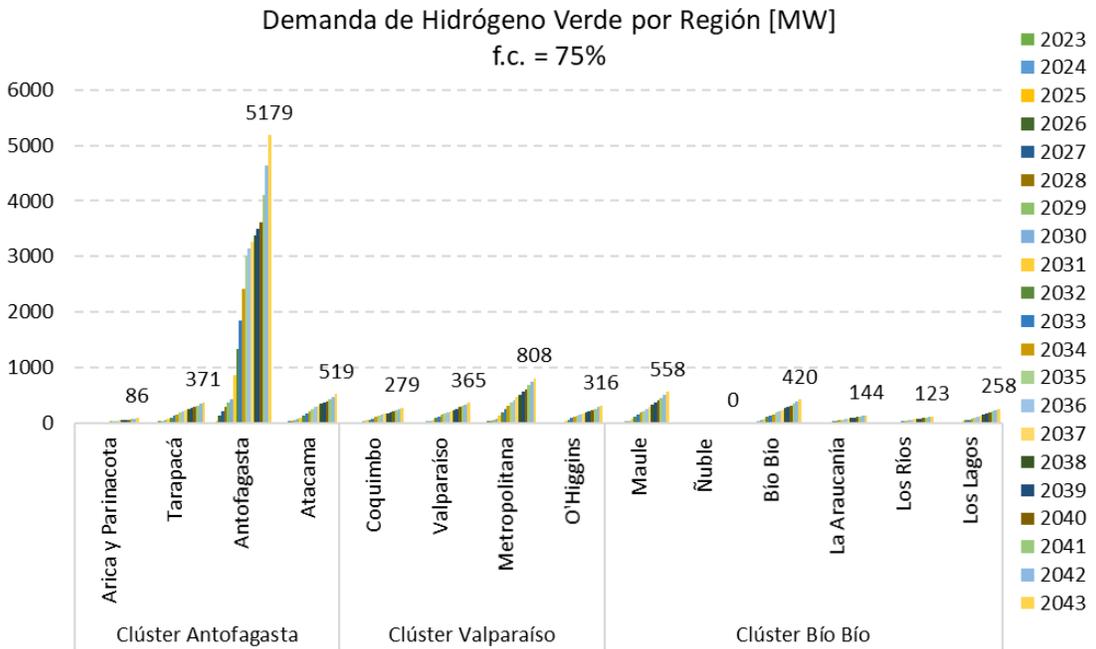
**Figura 8.1: Escenarios de Demanda de Hidrógeno Verde PELP 2023 – 2027.**

- De los tres escenarios de desarrollo de la industria H2V considerados en la PELP, se ha seleccionado el de Carbono Neutralidad para efectos de este análisis.
- La información se encuentra dividida en tres clústeres alrededor de las zonas de Antofagasta, Valparaíso y Biobío (Figura 8.2). Asimismo, también se cuenta con la información por región (Figura 8.3).
- Los consumos asociados a la exportación de H2V se encuentra concentrados en la Región de Antofagasta.
- La proyección de energía corresponde a la energía consumida de la red (on-grid) y no contempla proyectos de tipo off-grid.

A continuación, en la Figura 8.2 y Figura 8.3 se presentan las agrupaciones de demanda máxima esperada de H2V consideradas por el Coordinador, suponiendo un factor de carga del 75%.



**Figura 8.2: Proyección de Demanda de Hidrógeno Verde por Clúster.**



**Figura 8.3: Proyección de Demanda de Hidrógeno Verde por Región.**



## **8.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE POSIBLES DESARROLLOS DE PROYECTOS DE H2V**

La Figura 8.4, Figura 8.5 y Figura 8.6 muestran la ubicación geográfica de los potenciales proyectos de H2V y las áreas potenciales de desarrollo de proyectos en las regiones de Antofagasta, Valparaíso, Metropolitana y del Biobío.

La ubicación geográfica de potenciales proyectos de H2V y áreas de desarrollo, ha sido levantada mediante información proporcionada por la Asociación Chilena de Hidrógeno (H2 Chile) y por la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

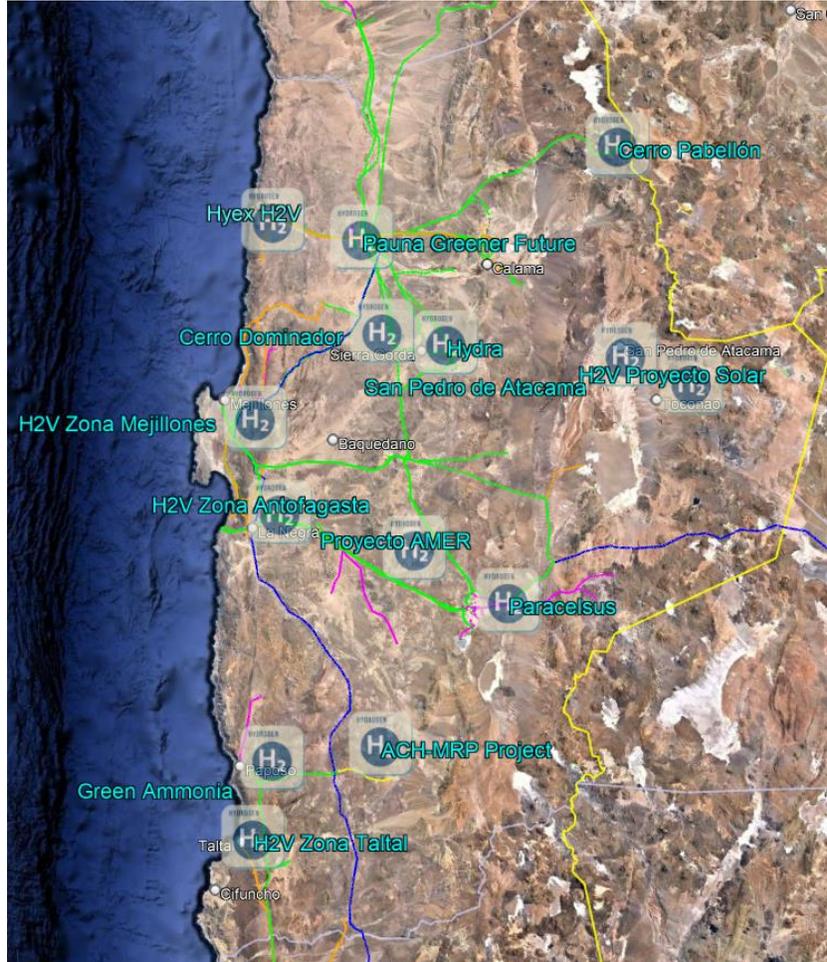


Figura 8.4: Ubicación Geográfica de Proyectos H2V en la Región de Antofagasta.

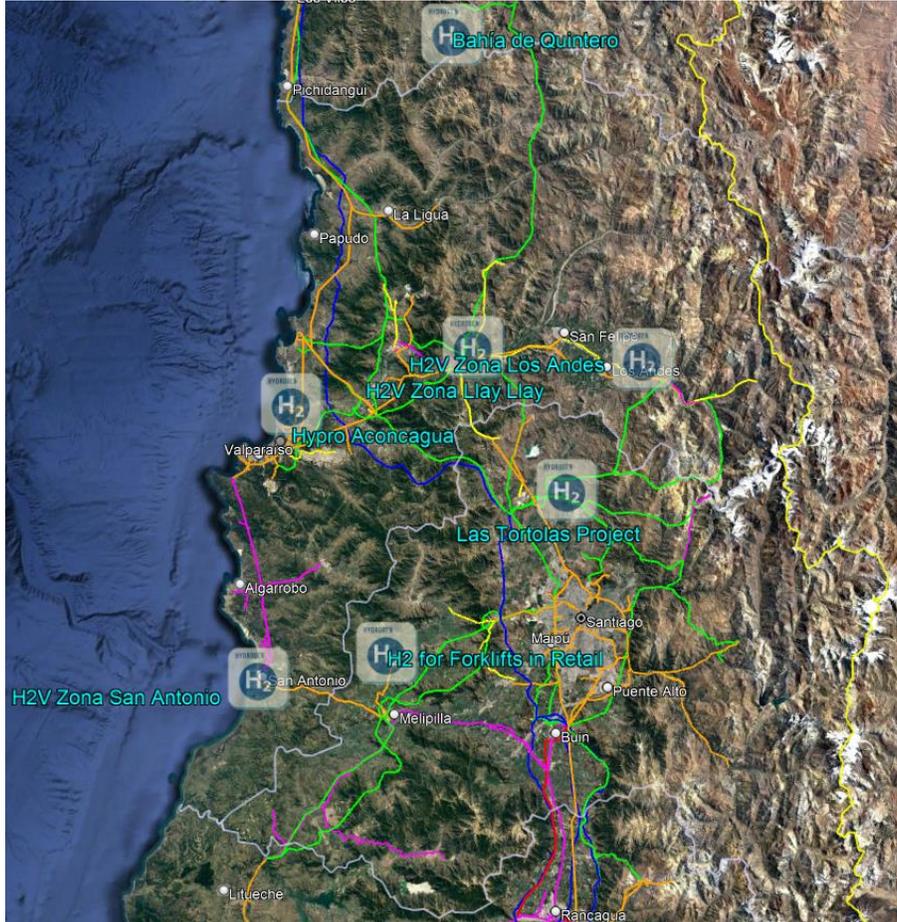
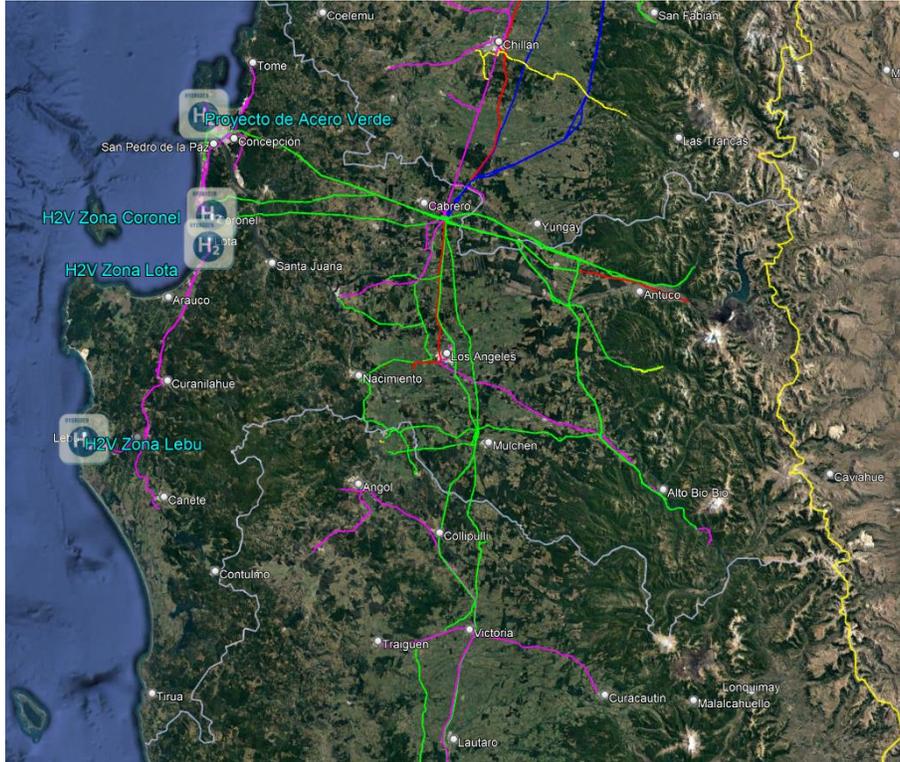


Figura 8.5: Ubicación Geográfica de Proyectos H2V en las Regiones de Valparaíso y Metropolitana.



**Figura 8.6: Ubicación Geográfica de Proyectos H2V en la Región del Biobío.**

### **8.3 RESTRICCIONES AMBIENTALES EN ZONAS DE POSIBLE DESARROLLO DE H2V**

Con el objetivo de realizar una evaluación preliminar de las variables ambientales y territoriales mencionadas en la Figura 8.7, se analizó la información oficial proporcionada por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), el cual consolida los registros de los distintos organismos estatales disponibles públicamente y los registros de las líneas de base de los proyectos ingresados para evaluación ambiental.

La evaluación fue realizada siguiendo los siguientes puntos:

- I. **Identificación de la localización preliminar:** Se proyecta la ubicación de los proyectos de H2V según la información previamente levantada, estableciendo una ubicación georreferenciada estimada de los potenciales proyectos de H2V y las áreas potenciales de desarrollo de proyectos.
- II. **Revisión de antecedentes ambientales de riesgo:** La prioridad de revisión se determina según a la criticidad contemplada en el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental como, por ejemplo, la cercanía de los proyectos a Áreas Protegidas, Comunidades Indígenas (CI) o Áreas de Desarrollo Indígena (ADI), humedales existentes y factores de riesgo para la salud de la comunidad.
- III. **Análisis de los resultados:** Se define la factibilidad, en términos ambientales, de la instalación del proyecto mediante un semáforo de riesgo según los hallazgos ambientales/territoriales destacados de la revisión de los antecedentes anteriores.

Finalmente, y como resultado del análisis, se realiza una definición de la factibilidad en términos ambientales de los proyectos de H2V, mediante un semáforo de riesgo según los principales hallazgos ambientales o territoriales en base a la revisión de los antecedentes disponibles.

<b>Variables Ambientales y Territoriales</b>	
<b>Medio físico</b>	<b>Ecosistemas terrestres</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Planes de descontaminación</li> <li>✓ Riesgo volcánico</li> <li>✓ Riesgo remoción en masa</li> <li>✓ riesgo inundación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Catastro bosque nativo</li> <li>✓ Formaciones xerofíticas</li> <li>✓ Flora en categoría de conservación</li> <li>✓ bosques preservación</li> <li>✓ Fauna en categoría de conservación</li> </ul>
<b>Áreas protegidas y sitios prioritarios para la conservación</b>	<b>Medio Humano</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Reservas Nacionales</li> <li>✓ Parques Nacionales</li> <li>✓ Monumentos Naturales</li> <li>✓ Reserva de Región Virgen</li> <li>✓ Santuarios de la Naturaleza</li> <li>✓ Parque Marino</li> <li>✓ Reserva Marina</li> <li>✓ Reserva Forestal</li> <li>✓ Ramsar</li> <li>✓ Acuíferos</li> <li>✓ Área Marina Costera Protegida</li> <li>✓ Bien Nacional Protegido o Inmueble Fiscal</li> <li>✓ Inmueble Fiscal destinados para Fines de Conservación Ambiental</li> <li>✓ Monumentos Históricos</li> <li>✓ Zonas Típicas o Pintorescas</li> <li>✓ Sitios prioritarios</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estructura espacial de sus relaciones</li> <li>✓ Tamaño de los predios y tenencia de la tierra</li> <li>✓ Flujos de comunicación y transporte</li> <li>✓ Población urbano rural</li> <li>✓ Espacios Costeros Marinos de Pueblos Originarios</li> <li>✓ Actividades productivas dependientes de la extracción y/o uso de recursos naturales</li> <li>✓ Infraestructura y servicios</li> </ul>
	<b>Patrimonio cultural</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inmuebles de conservación Histórica</li> <li>✓ Arqueología</li> <li>✓ Monumentos histórico</li> <li>✓ festividades religiosas</li> <li>✓ Paleontología</li> <li>✓ Paisaje</li> </ul>
<b>Uso del Territorio</b>	<b>Valor turístico Atractivos naturales o culturales</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ PRM, PRIC, PRC, PS, Límite Urbano</li> <li>✓ Zonificación de Borde Costero</li> <li>✓ Propiedad Minera</li> <li>✓ Relaves</li> <li>✓ Red ferroviaria</li> <li>✓ Macrozona Sanitarias</li> <li>✓ Infraestructura, espacios públicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Festividades</li> <li>✓ CEIT (Centro de Interés Turístico)</li> <li>✓ Circuitos Turísticos</li> </ul>
<b>Participación Ciudadana</b>	<b>Proyectos cercanos con RCA vigente</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Grupos Humanos Pertenecientes a Pueblos Indígenas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Proyectos SEA</li> <li>✓ Plazos estimados tramitación SEIA</li> </ul>

**Figura 8.7: Variables Territoriales y Ambientales a evaluar para el desarrollo de un proyecto.**

### 8.3.1 ZONA DE ANTOFAGASTA

La Tabla 8.1 muestra los hallazgos ambientales y territoriales levantados en la región de Antofagasta.

Tabla 8.1: Hallazgos Ambientales/Territoriales en la Zona de la Región de Antofagasta.

ZONA	NOMBRE UBICACIÓN	HALLAZGOS AMBIENTALES/TERRITORIALES	RIESGO
Antofagasta Cordillera	Cerro Pabellón	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Área de Desarrollo Indígena</b> Dto 198/2003.</li> <li>- Área con valor para la observación astronómica.</li> <li>- Potencialidad de <b>hallazgos paleontológicos</b> por depósitos aluviales, eólicos y conjunto de volcanes.</li> <li>- Colinda con <b>vegas y bofedales protegidos</b> bajo Resolución 909/97 de la DGA.</li> </ul>	ALTO
	San Pedro de Atacama	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Área de Desarrollo Indígena</b> Dto 198/2003.</li> <li>- Área con valor para la observación astronómica.</li> <li>- Potencialidad de hallazgos paleontológicos por depósitos aluviales, eólicos y conjunto de volcanes.</li> <li>- <b>A menos de 10 km de Monumentos Histórico Pucará de Quitar, Iglesia San Pedro de Atacama y de zona declarada Típica y pintoresca pueblo de San Pedro de Atacama. Intercepta por circuito turístico de Desierto y Arqueología.</b></li> <li>- <b>Existen registros de al menos 7 comunidades indígenas que se concentran en el pueblo de San Pedro de Atacama.</b></li> <li>- Cercano al aeropuerto de San Pedro de Atacama.</li> </ul>	ALTO
	H2V Proyecto Solar	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Área de Desarrollo Indígena Dto. 198/2003.</li> <li>- Área con valor para la observación astronómica.</li> <li>- Potencialidad de hallazgos paleontológicos por depósitos aluviales, eólicos y conjunto de volcanes.</li> </ul>	MEDIO

ZONA	NOMBRE UBICACIÓN	HALLAZGOS AMBIENTALES/TERRITORIALES	RIESGO
	Paracelsus	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Área con valor para la observación astronómica.</li> <li>- Potencialidad de hallazgos paleontológicos por depósitos aluviales, eólicos y conjunto de volcanes.</li> <li>- Propuesta instalada en sector de <b>salar Imilac, cuyas vegas y bofedales se encuentran protegidos</b> bajo resolución 529/2005.</li> <li>- Propuesta a aprox. 7 km de <b>Prospección Minera Cerro Búfalo</b>.</li> </ul>	ALTO
Antofagasta Valle	Pauna Greener Future	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Las comunas de Sierra Gorda y María Elena corresponden a áreas con valor para la observación astronómica.</li> <li>- A aprox. 14 km de Hydra, entre las localidades Spence y Sierra Gorda se encuentra la <b>zona de interés histórico turístico</b> dada por la presencia de la oficina salitrera Lina.</li> </ul>	MEDIO
	Cerro Dominador	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La propuesta de ubicación de Pauna Greener Future se encuentra a aprox. 8 km <b>comuna de María Elena declarada zona típica y pintoresca</b> la que contiene <b>diversos monumentos históricos</b> por la presencia de la oficina salitrera de María Elena. Junto a la localidad de Pedro de Valdivia se encuentran <b>declaradas zonas saturadas por material particulado respirable</b>.</li> </ul>	BAJO
	Hydra	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencialidad paleontológicos por depósitos aluviales y salinos.</li> </ul>	BAJO
	Proyecto AMER	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Área con valor para la observación astronómica.</li> <li>- Potencialidad de hallazgos paleontológicos por depósitos aluviales.</li> </ul>	BAJO
	ACH-MRP Project	Taltal se encuentra clasificada como área con valor para la observación astronómica.	BAJO
Antofagasta Costa	Hyex H2V	Producción de hidrógeno verde y Síntesis de amoniaco verde con RCA aprobada, agosto 2021.	BAJO
	H2V Zona Mejillones	H2V Zona Mejillones se encuentra <b>a menos de 2 km del proyecto de desarrollo minero</b> Marimaca de la Compañía Minera Cielo Azul Ltda.	ALTO
	H2V Zona Antofagasta		BAJO

ZONA	NOMBRE UBICACIÓN	HALLAZGOS AMBIENTALES/TERRITORIALES	RIESGO
		Ambas instalaciones en área con valor para la observación astronómica. Potencialidad paleontológica en formaciones de cerros y dunas.	
	Green Ammonia	Taltal se encuentra clasificada como área con valor para la observación astronómica.	BAJO
	H2V Zona Taltal	Ambas instalaciones se encuentran en zonas de quebradas.	BAJO

### 8.3.2 ZONA DE VALPARAÍSO Y REGIÓN METROPOLITANA

La Tabla 8.2 muestra los hallazgos ambientales y territoriales levantados en la región de Valparaíso y Metropolitana.

**Tabla 8.2: Hallazgos Ambientales/Territoriales en la Zona de la Región de Valparaíso y Metropolitana.**

ZONA	NOMBRE UBICACIÓN	HALLAZGOS AMBIENTALES/TERRITORIALES	RIESGO
Coquimbo Centro - Sur	Bahía de Quintero	- Ubicación propuesta colinda o intercepta el <b>Santuario de la Naturaleza Quebrada Llau Llau</b> . - Registros de <b>bosque nativo</b> .	ALTO
Valparaíso Cordillera	H2V Zona Los Andes	- Registros de presencia de bosque esclerófilo mediterráneo andino y matorral espinoso mediterráneo interior, <b>Bosque nativo</b> . - Localidad propuesta ubicada en la quebrada El Guapi.	BAJO
Valparaíso Valle	H2V Zona Llay Llay	- Propuesta localizada en terrenos agrícolas y silvícolas, cercana a áreas urbanas e industriales.	BAJO

ZONA	NOMBRE UBICACIÓN	HALLAZGOS AMBIENTALES/TERRITORIALES	RIESGO
Valparaíso Costa	Hypro Aconcagua	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Las comunas de Quinteros, Concón y Puchuncaví se encuentran declaradas zonas saturadas por material particulado respirable 2,5 y MP10.</li> <li>- <b>El río Aconcagua (humedal) corresponde a un Sitio de Estrategia regional de biodiversidad.</b></li> <li>- Áreas urbanas e industriales con "parches" matorral arborescente esclerófilo mediterráneo costero de Peumus boldus y Schinus latifolius.</li> </ul>	MEDIO
	H2V Zona San Antonio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalación propuesta <b>cercano a circuito turístico litoral de Los Poetas.</b></li> <li>- Área urbana cercana a condominios sociales e infraestructura de servicios.</li> <li>- Registros de presencia de <b>bosque nativo y sistema hídrico</b> río Mapocho y El Sauce.</li> </ul>	BAJO
RM Sector Norte	Las Tórtolas Project	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La RM se encuentra declarada zona saturada por O3, material particulado respirable 2,5, CO y partículas en suspensión y latente por NO2.</li> <li>- Registros de presencia de <b>bosque nativo</b> espinoso de mediterráneo andino, <b>especies en categoría de conservación</b> Acacia caven y Baccharis paniculata</li> </ul>	BAJO
RM Sector Poniente	H2 Forklifts in Retail	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Propuesta en comuna María Pinto con terrenos preferentemente agrícolas con áreas urbanas e industriales. Sin embargo, existen registros de <b>bosque nativo esclerófilo</b> mediterráneo costero de Lithrea caustica y Cryptocarya alba.</li> </ul>	BAJO

### 8.3.3 ZONA DEL BIOBÍO

La Tabla 8.3 muestra los hallazgos ambientales y territoriales levantados en la región del Biobío.

Tabla 8.3: Hallazgos Ambientales/Territoriales en la Zona de la Región del Biobío.

ZONA	NOMBRE UBICACIÓN	HALLAZGOS AMBIENTALES/TERRITORIALES	RIESGO
Biobío	Proyecto de Acero Verde	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plan Regulador Metropolitanos de Concepción determina el área como Zona Industrial, sin embargo, existen <b>registros de bosque nativo</b> esclerófilo mediterráneo costero de Lithrea caustica y Azara integrifolia.</li> <li>- La comuna de Talcahuano se encuentran declarada zona saturada por material particulado respirable 2,5 y latente por MP10 las comunas de Concepción metropolitano.</li> </ul>	BAJO
	H2V Zona Coronel	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas urbanas e industriales con registros de <b>presencia de bosque nativo</b> esclerófilo mediterráneo costero de Lithrea caustica y Azara integrifolia.</li> </ul>	BAJO
	H2V Zona Lota	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Las comunas de Lota y Coronel se encuentran declarada zona saturada por material particulado respirable 2,5 y latente por MP10 las comunas de Concepción metropolitano.</li> </ul>	BAJO
	H2V Zona Lebu	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Propuesta instalada en terrenos agrícolas, con registros cercanos a presencia bosque mixto templado costero de Nothofagus dombeyi y N. obliqua, áreas urbanas e industriales. Esta propuesta se encuentra <b>a aprox. 2 y 3 km de las comunidades indígenas</b> más cercanas.</li> </ul>	MEDIO

#### **8.4 INFRAESTRUCTURA POTENCIAL DE TRANSMISIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE PROYECTOS H2V**

El abastecimiento de la demanda eléctrica del escenario H2V proyectada en el período 2023-2043 requeriría el desarrollo de nueva oferta de generación, sistemas de almacenamiento de energía de larga duración y nueva infraestructura de transmisión.

- Oferta de generación eléctrica y almacenamiento
  - Para el suministro de la demanda futura On-Grid existen dos opciones: generación local renovable con almacenamiento para aprovechar el potencial disponible, en especial en el Norte Grande del país, y abastecimiento desde otras zonas del SEN. En cualquier caso, se requiere encontrar los costos de energía más bajos para la operación de plantas de H2V.
  - El objetivo será desarrollar la solución más económica para suministrar la demanda local, que puede ser vía centrales solares FV o eólicas con almacenamiento (híbridas), centrales CSP, o solares FV más almacenamiento de larga duración distribuido en la zona. El desarrollo de los sistemas de almacenamiento será fundamental para asegurar costos de la energía bajos en horas nocturnas, y se podrían considerar, por ejemplo, centrales CSP o hidro-bombeo en el Norte Grande. La conexión de esas centrales con la nueva demanda se realizaría a través de nuevos sistemas de transmisión dedicados, dimensionados acorde a la demanda y oferta locales.
  - La alternativa de transmisión requerirá sistemas nacionales o dedicados que permitan abastecer la demanda local de H2V desde zonas alejadas, con centrales de características similares a las descritas en el punto anterior.
  - Hay que considerar que después del 2030, cuando la demanda por H2V esté en plena expansión, el SEN no contará con centrales a carbón en operación y las centrales a gas natural que podrían operar de noche, constituyen una solución de costo muy elevado y además, con emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que podría poner en riesgo los niveles de precios de la energía que espera la industria, de modo de ser competitiva a nivel de exportación del H2V.
- Desarrollo del sistema eléctrico para hidrógeno verde
  - El objetivo del análisis conceptual a realizar consiste en identificar los cambios posibles en la topología futura del sistema de transmisión del SEN, para el escenario

H2V seleccionado, identificando preliminarmente la cantidad de proyectos a desarrollar, sus características básicas y la estimación de los valores de inversión asociados.

- Con la información disponible a la fecha, este análisis preliminar no identifica un nivel de certeza para efectuar la primera propuesta de obras en transmisión, del segmento nacional, que permitan el abastecimiento del primer grupo de proyectos H2V. Además, aún no se conoce cuáles serán los primeros en desarrollarse y donde estos se emplazarían. Dadas las características de sobreoferta de proyectos ERV en el Norte Grande, es la zona de Antofagasta la que sería la indicada, y en ese caso el desarrollo de la transmisión se iniciaría con proyectos de transmisión dedicada para conectar la oferta con la nueva demanda.
- En relación con la zona Norte Grande, es importante considerar que al 2030 la demanda máxima de la zona será de unos 3 GW, y contará con un gran excedente de capacidad de generación ERV local, más una capacidad de transmisión de 1,7 GW a través del sistema 500 kV AC y 3 GW a través del sistema  $\pm 600$  kV HVDC.
- En el largo plazo, después del año 2030, los costos de desarrollo de la generación en las zonas norte y centro serán dados por centrales ERV, con costos levemente inferiores en el Norte Grande, dadas las economías de escala en proyectos de mayor envergadura y con menores restricciones territoriales y ambientales en comparación con otras zonas del país. En consecuencia, el desarrollo de nuevos grandes sistemas de Transmisión Nacional entre el norte y el centro obedecerían principalmente a los desequilibrios locales de oferta y demanda entre ambos.

A partir de la información levantada con respecto a la ubicación geográfica de los potenciales proyectos de H2V y las potenciales áreas de desarrollo de proyectos de H2V, además de las restricciones particulares de cada zona, en cuanto a los hallazgos ambientales y territoriales realizados en las regiones de Antofagasta, Valparaíso, Metropolitana y del Biobío, a continuación, se realiza una definición conceptual de infraestructura de Transmisión Dedicada en base a las necesidades identificadas para permitir la interconexión de los proyectos de H2V al SEN.

#### **8.4.1 INFRAESTRUCTURA POTENCIAL PARA LA ZONA DE ANTOFAGASTA**

De las proyecciones de demanda por proyectos H2V en la zona de Antofagasta, se puede observar que esta se encuentra distribuida por toda la región, sin embargo, la mayoría de estos se ubicaría a las cercanías de infraestructura del SEN existente o proyectada a ser construida en el mediano plazo. Considerando lo anterior, podría requerirse la construcción de infraestructura de Transmisión Dedicada para la interconexión de los proyectos de H2V al SEN cerca de nodos de generación ERV, dentro de la cual se puede identificar en forma preliminar la siguiente:

- 2x220 kV Hyex H2V – Crucero (opción 1x500 kV Hyex H2V – PGF – Kimal).
- 1x220 kV Pauna Greener Future – Crucero (opción en 1x500 kV Hyex H2V – PGF – Kimal).
- 2x220 kV Green Ammonia – Lalackama.
- 1x500 kV ACH-MRE Project – Lullaillaco.
- 1x220 kV Proyecto AMER – Hades.
- 2x220 kV Paracelsus – Andes.

Con respecto a las zonas con alto potencial para el desarrollo de proyectos de H2V en la región de Antofagasta, se identifica preliminarmente la siguiente infraestructura de Transmisión Dedicada necesaria para su interconexión al SEN:

- 2x220 kV H2V Mejillones – Los Changos.
- 2x220 kV H2V Antofagasta – O'Higgins.
- 2x220 kV H2V Taltal – Cachiyuyal.

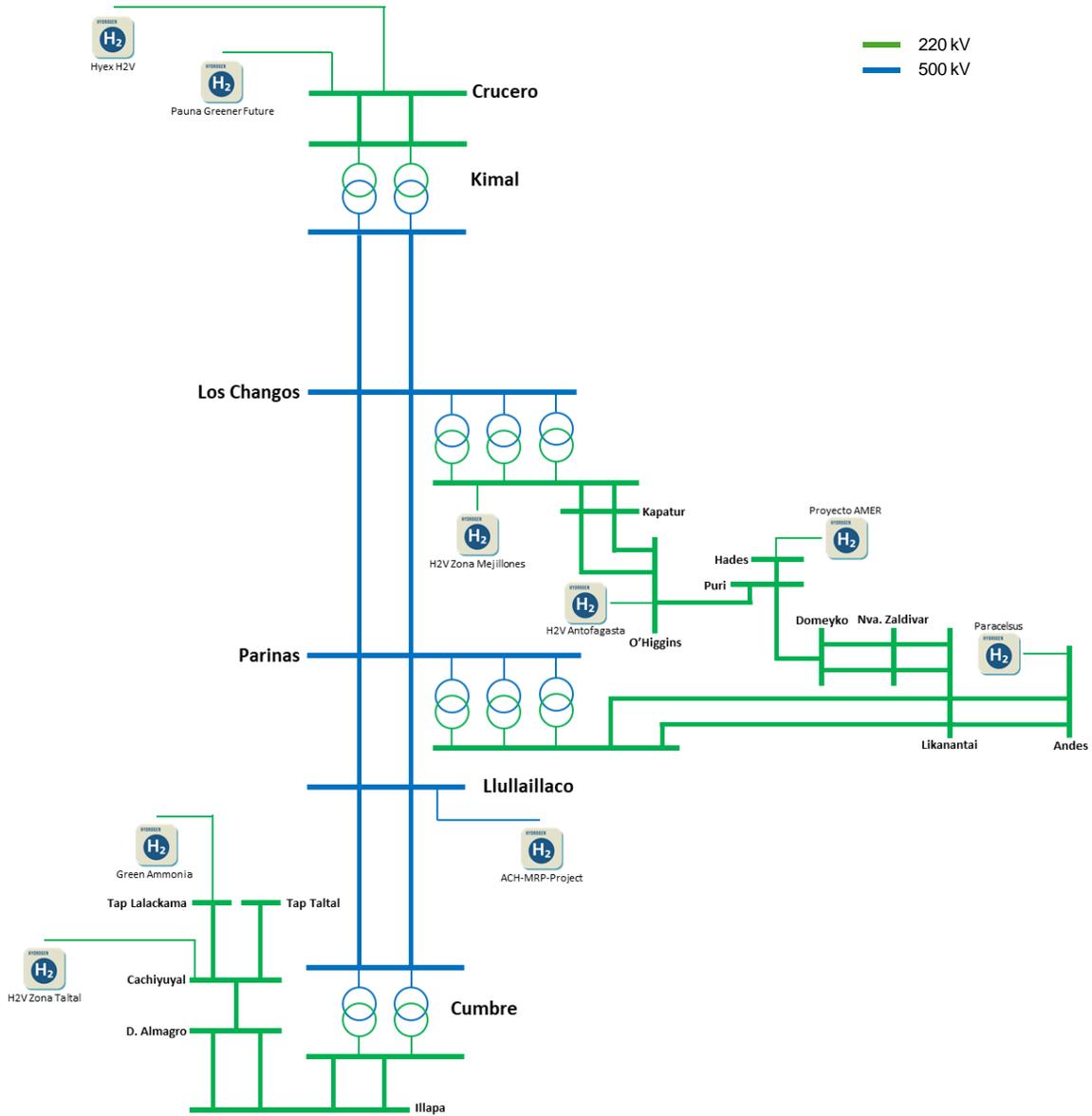


Figura 8.8: Diagrama Unilineal Simplificado de Infraestructura Dedicada Región de Antofagasta.

#### **8.4.2 INFRAESTRUCTURA POTENCIAL PARA LA ZONA DE VALPARAÍSO Y REGIÓN METROPOLITANA**

Considerando las proyecciones de demanda eléctrica de H2V en la zona de la Región de Valparaíso y Región Metropolitana, se puede observar que existen tres áreas principales con un alto potencial de desarrollo de proyectos H2V. Estos corresponden a los Hub de H2V en las áreas de Los Andes, Llay Llay y San Antonio. Considerando lo anterior, además de que la proyección indica que los proyectos se ubicarían a las cercanías de infraestructura del SEN existente o proyectada a ser construida en el mediano plazo, en forma preliminar se identifica la necesidad de construcción de infraestructura de Transmisión Dedicada para la interconexión de los proyectos de H2V al SEN cerca de nodos de generación ERV, dentro de la cual se puede identificar la siguiente:

- 1x220 kV H2V Los Andes - Los Maquis.
- 1x220 kV H2V Llay Llay - Río Aconcagua.
- 1x220 kV H2V San Antonio - Seccionadora Alto Melipilla.

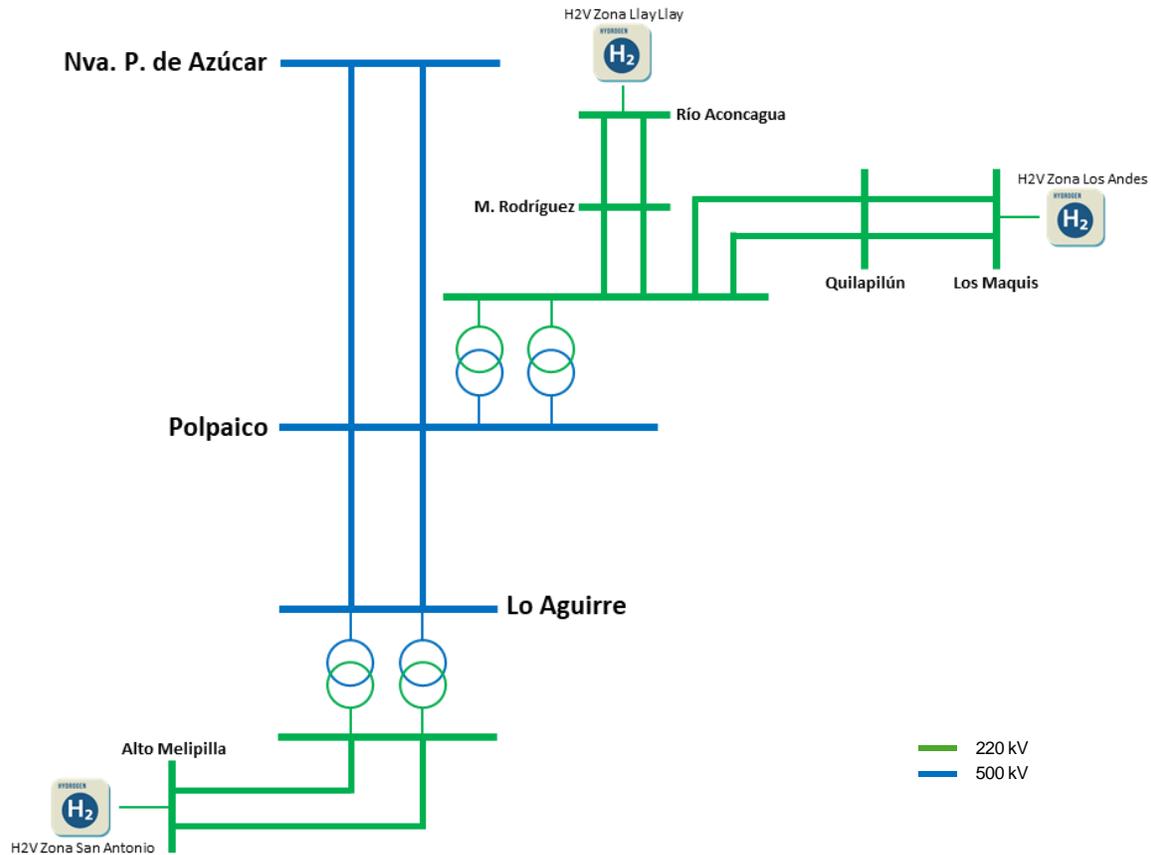


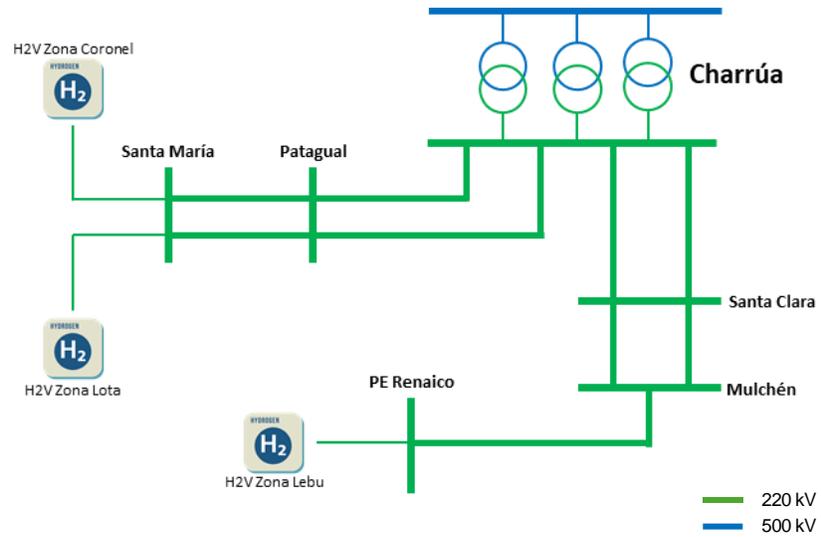
Figura 8.9: Diagrama Unilineal Simplificado de Infraestructura Dedicada Región de Valparaíso y Metropolitana.

### 8.4.3 INFRAESTRUCTURA POTENCIAL PARA LA ZONA DE BIOBÍO

De igual manera, y en base a las proyecciones de demanda por proyectos H2V en la zona de la región del Biobío, se puede observar que existen tres áreas principales con un alto potencial de desarrollo de proyectos H2V, las cuales corresponden a Coronel, Lota y Lebu. Considerando lo anterior, además de que la proyección indica que los proyectos se ubicarían a las cercanías de infraestructura del SEN existente o proyectada a ser construida en el mediano plazo, preliminarmente se identifica la necesidad de construcción de infraestructura de Transmisión Dedicada para la interconexión de los proyectos de H2V al SEN cerca de nodos de generación ERV, dentro de la cual se puede identificar la siguiente:

- 1x220 kV H2V Coronel - Santa María.

- 1x220 kV H2V Lota - Santa María.
- 1x220 kV H2V Lebu - PE Renaico.



**Figura 8.10: Diagrama Unilineal Simplificado de Infraestructura Dedicada Región del Biobío.**

#### 8.4.4 RESUMEN DE V.I. REFERENCIALES PARA LA INFRAESTRUCTURA POTENCIAL DE TRANSMISIÓN DEDICADA DE H2V

A continuación, en la Tabla 8.4 se presenta un resumen de los Valores de Inversión referencial que requeriría la potencial Infraestructura de Transmisión Dedicada identificada en forma preliminar para permitir la interconexión de los proyectos de H2V al SEN en las zonas de la Región de Antofagasta, Valparaíso, Metropolitana y Biobío, esta infraestructura no considera los sistemas de transmisión dedicados asociados a los nuevos proyectos de generación renovable que deberían desarrollarse para abastecer esta nueva demanda.

**Tabla 8.4: V.I. Referencial de Infraestructura de Transmisión Dedicada**

N°	Obra de Transmisión Dedicada	VI Ref. [MMUSD]
1	1x220 kV Pauna Greener Future - Crucero	10
2	2x220 kV Hyex H2V - Crucero	64
3	2x220 kV Green Ammonia - Lalackama	18
4	2x500 kV ACH-MRE Project - Llullaillaco	50
5	1x220 kV Proyecto AMER - Hades	20
6	2x220 kV Paracelsus - Andes	44
7	2x220 kV H2V Mejillones - Los Changos	12
8	2x220 kV H2V Antofagasta - O'Higgins	12
9	2x220 kV H2V Taltal - Cachiyuyal	25
10	1x220 kV H2V Los Andes - Los Maquis	10
11	1x220 kV H2V Llay Llay - Río Aconcagua	7
12	1x220 kV H2V San Antonio - Seccionadora Alto Melipilla	27
13	1x220 kV H2V Coronel - Santa María	7
14	1x220 kV H2V Lota - Santa María	10
15	1x220 kV H2V Lebu - PE Renaico	68
<b>Total</b>		<b>384</b>

## 9 ANALISIS DE OBRAS CON PROCESO DE LICITACIÓN/CONSTRUCCIÓN NO CONCLUIDO

El desarrollo de una obra de transmisión conforme al proceso regular de expansión de la red descrito en la LGSE, que incluye el procedimiento de planificación de la transmisión y licitación de una obra, contempla tiempos de ejecución que pueden ser incompatibles con las necesidades de expansión del sistema. Por tal motivo, el artículo 102° de la LGSE otorga un camino alternativo para desarrollar una obra de expansión con el propósito de atender necesidades urgentes en plazos acotados. En este sentido, es que en el presente capítulo se exponen las obras de expansión que se recomiendan realizar vía artículo 102°, con el fin de abastecer y/o dar seguridad a la demanda en plazo y forma.

Las obras declaradas desiertas y aquellas a las cuales se aplicó el Artículo N°157<sup>9</sup>, pueden generar un desajuste entre la planificación y la necesidad de una obra, por lo que es inevitable monitorear cada una de estas obras en virtud de detectar el efecto de su retraso sobre el sistema de transmisión. En este sentido es que se lleva a cabo un análisis de los procesos de adjudicación de las obras de transmisión, licitadas durante el año 2023, con el propósito de evaluar el impacto de éstas en la suficiencia y seguridad de servicio del sistema. El resultado se presenta en la Tabla 9.1 la cual contiene el listado de obras en las que se recomienda evaluar la aplicación del Artículo 102° o volver a licitar.

**Tabla 9.1. Set de obras con proceso de licitación/construcción no concluido y estatus.**

Nombre Obra Desierta	Motivo	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Estatus
Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota –Marbella	Sin Ofertas	Suficiencia	Efecto en suficiencia. Línea alcanza 100% de cargabilidad el 2025.	Se recomienda volver a licitar. Se propondrá obra alternativa en PET 2024
Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro – Quillota	Sin Ofertas	Seguridad	Afecta seguridad. Debido a salida de centrales a carbón zona quinta.	Se recomienda volver a licitar.
Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)	Oferta supera Vmax	Suficiencia	Suficiencia S/E Quilpué Riesgo de abastecimiento al año 2024.	Propuesta Expansión CNE 2022 contiene obra alternativa NUEVA S/E MARGARITA Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MARGARITA - AGUA

<sup>9</sup> **Artículo N°157:** En caso de que el adjudicatario de una Obra de Ampliación incumpla las obligaciones establecidas en las bases de licitación o las contenidas en el decreto de adjudicación de construcción de Obras de Ampliación, el Coordinador deberá emitir un informe que indique el estado de avance físico y financiero de la obra y las condiciones de continuidad de la obra interrumpida, pudiendo disponer la realización de un nuevo proceso de licitación para la ejecución de aquella parte de la obra que se encuentra inconclusa, proceso que se regirá por las disposiciones del presente Título. Los antecedentes necesarios para la nueva licitación deberán estar contenidos en el señalado informe.

Nombre Obra Desierta	Motivo	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Estatus
				SANTA con efecto sistémico sobre S/E Quilpué
Ampliación en S/E Las Balandras (HTR ATMT)	Oferta supera VI	Suficiencia	Efecto en suficiencia. TR1 S/E Balandras llega al 100% de cargabilidad el 2024.	Propuesta Expansión CNE 2022 contiene obra alternativa AMPLIACIÓN EN S/E LOS POETAS (NTR ATMT) con efecto sistémico sobre S/E Balandra
Ampliación en S/E Pucón (NBC AT)	Oferta supera VI	Calidad de Servicio	Efecto en Seguridad y Calidad del Servicio. Problemas de regulación de tensión.	Propuesta Expansión CNE 2022 contiene obra alternativa S/E Rukapillán con efecto sistémico sobre S/E Pucón
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel –Arenas Blancas	Sin Ofertas	Suficiencia	No afecta suficiencia, pero si afecta seguridad.	Propuesta Expansión CNE 2022 contiene obra alternativa S/E Schwager con efecto sistémico sobre esta instalación
Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa –Hualpén, Tramo Concepción –Hualpén	Sin ofertas que hayan calificado técnicamente	Seguridad	Efecto en seguridad. Debido a salida de centrales a carbón zona Concepción. Se requiere una vez que salga de servicio Bocamina II.	Adjudicada. DE 200/185 OA
Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nva Maitencillo – P. Colorada	Oferta supera VI	Eficiencia Operacional	Evita congestiones de transmisión, favoreciendo el desarrollo de generación renovable en la zona.	Adjudicada. DE 200/185 OA
Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	Obra desierta Administrativa	Suficiencia	Afecta suficiencia- S/E isla Maipo llega al 75% de cargabilidad conjunta el 2025.	Se recomienda volver a licitar. Se propondrá obra alternativa en PET 2024
Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	Oferta supera VI	Suficiencia	Efecto en suficiencia y seguridad - S/E Las Cabras llega al 89% de cargabilidad conjunta el 2025.	Adjudicada. DE 200/185 OA
Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis –Hualañé	Desierta sin presentación de ofertas	Suficiencia	No afecta suficiencia. Transformador alcanza 95% de cargabilidad el 2029. Transformadores del entorno alcanza capacidad nominal el 2028.	Se recomienda volver a licitar. Se propondrá obra alternativa en PET 2024
Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	Oferta supera VI	Suficiencia	Efecto en suficiencia y seguridad - S/E Panguilemo llega al 90% de cargabilidad conjunta el 2025.	Adjudicada. DE 200/185 OA
Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II	Sin Ofertas	Suficiencia	Riesgo de abastecimiento al año 2025.	Adjudicada. DE 257/200 ON

Nombre Obra Desierta	Motivo	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Estatus
Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	Sin Ofertas	Suficiencia	Riesgo de abastecimiento al año 2025.	Adjudicada. DE 257/200 ON
Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	Sin Ofertas	Suficiencia	Riesgo de abastecimiento al año 2025.	Adjudicada. DE 257/200 ON

Cabe indicar que aun cuando hay proyectos que se recomienda desarrollar vía artículo 102°, el desarrollo de estos depende del interés de los propietarios de las instalaciones y nuevos interesados en presentar estas obras urgentes. En caso de no haber interesados se deben relucitar estos los proyectos desiertos.

## **10 APÉNDICES**

---

- 10.1 APÉNDICE I – DESCRIPCIÓN DE OBRAS PROPUESTAS**
- 10.2 APÉNDICE II - RESPUESTA A OBSERVACIONES**
- 10.3 APÉNDICE III – OBRAS ANALIZADAS PERO AÚN NO RECOMENDADAS**
- 10.4 APÉNDICE IV – PROYECCIÓN DE DEMANDA**
- 10.5 APÉNDICE V – ESCENARIOS DE OBRAS DE GENERACIÓN**
- 10.6 APÉNDICE VI – REUNIONES DE TRABAJO Y PROPUESTAS POR PARTE DE LOS GREMIOS**
- 10.7 APÉNDICE VII - ANÁLISIS DE LÍNEAS POR CONGESTIÓN PMGD**
- 10.8 APÉNDICE VIII – BASES DE DATOS**