



Informe Preliminar

Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2028-2032

JULIO 2026



RESUMEN EJECUTIVO

La Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) es un proceso establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en sus artículos 83° al 86°. Este proceso provee escenarios de proyección de oferta y demanda energética¹ y, en particular, eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia y objetivos de eficiencia energética entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo. Asimismo, la PELP considera dentro de sus análisis los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía.

El Informe Preliminar PELP 2028-2032 propone cinco Escenarios Energéticos Preliminares: Escenario Exploratorio Desfavorable, Escenario Exploratorio Tendencial, Escenario Exploratorio Favorable, Escenario Normativo Desfavorable Mitigado y Escenario Normativo Tendencial Mitigado, asociados a diferentes trayectorias del crecimiento (PIB), costos y acciones.

Entre los resultados principales del Informe Preliminar PELP 2028-2032 se destacan:

- Crecimiento de la demanda energética en el largo plazo en todos los escenarios, variando desde un 4,1% a un 47,8%. El aumento es mayor en los escenarios donde se utiliza un crecimiento económico favorable.
- El sector Transporte es el mayor consumidor de energía del país tanto en la actualidad como en lo proyectado, principalmente debido al segmento de vehículos livianos.
- En todos los escenarios se proyecta que los combustibles fósiles son el principal energético del país, seguido por la electricidad, biocombustibles y, en menor medida, el hidrógeno.
- Para la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, se identifica un desarrollo sostenido de energía eólica en tierra, principalmente en las regiones del Maule y Biobío, así como en solar PV en el Norte, apalancada por sistemas de almacenamiento de baterías, especialmente en escenarios en que aumentan la diferencia de precios por efecto de que alza de costos de combustibles fósiles, retiro de centrales a carbón y consideración de impuesto de CO₂ en el costo variable.
- En cuanto a las tecnologías de generación y almacenamiento emergentes, solo se desarrolla instalación de eólica marina en los escenarios donde la reducción de costos es media o favorable (tres de cinco), con año de desarrollo más favorable 2041, y 2048 en el resto de

¹ Escenario energético: Escenario que permite abastecer la o las proyecciones de demanda energética de forma eficiente de acuerdo, al menos, a las circunstancias actuales y tendencias previstas en materia de precios y costos relevantes para el sector, disponibilidad física de recursos energéticos, usos esperados de energía, prospectiva de cambios tecnológicos y las condicionantes ambientales y territoriales. Cada escenario deberá de considerar una oferta de energía para tales fines.

los casos, y en cuanto al almacenamiento, solo hay expansión de almacenamiento basado en BESS.

- Se refuerza la necesidad de expandir la transmisión en el corredor Charrúa-Ancoa-Alto Jahuel-Lo Aguirre en 500 kV por al menos 1.750 MVA, permitiendo la inyección de energía eólica hacia el Centro del país y el Norte (vía Kimal-Lo Aguirre), así como también se identifica la necesidad de expansiones en 220 kV, con líneas que necesitan una expansión de hasta seis veces su tamaño, en todos los escenarios, lo que indica que son obras robustas frente a variaciones en supuestos de modelamiento. Estas expansiones de líneas en 220 kV se concentran en la Región de Antofagasta y la Región del Maule.

En el presente proceso de planificación, no se identifican potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, conforme a lo dispuesto en el artículo 85° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El Informe Preliminar se someterá a observaciones y comentarios del Registro de Personas Interesadas, según lo dispuesto en el artículo 13° del Reglamento de la Planificación Energética de Largo Plazo hasta el 24 de agosto de 2026. Posterior a ello, el Ministerio de Energía publicará el Informe Final que también podrá recibir comentarios, para luego elaborar el Informe Definitivo y el respectivo Decreto de Planificación.



CONTENIDOS

1.	ANTECEDENTES	8
1.1.	Contexto general del proceso	8
1.2.	Planificación energética a nivel internacional	9
1.3.	Antecedentes Integración Regional	13
1.3.1.	Interconexión Eléctrica	13
1.3.2.	Integración Gasífera	15
2.	PROCESO DE ELABORACIÓN	16
2.1.	Proceso participativo.....	17
2.2.	Trabajo con contrapartes	19
3.	ESCENARIOS ENERGÉTICOS	21
3.1.	Factores externos	22
3.1.1.	Crecimiento del PIB	22
3.1.2.	Precio de combustibles fósiles	23
3.1.3.	Costos de generación renovable y almacenamiento	23
3.2.	Acciones.....	23
3.2.1.	Acciones escenarios exploratorios	24
3.2.2.	Acciones escenarios normativos	24
3.3.	Escenarios Energéticos Preliminares	28
3.3.1.	(E1) Escenario Energético Preliminar 1 – Exploratorio desfavorable	29
3.3.2.	(E2) Escenario Energético Preliminar 2 – Exploratorio tendencial	29
3.3.3.	(E3) Escenario Energético Preliminar 3 – Exploratorio favorable	29
3.3.4.	(N1) Escenario Energético Preliminar 5 – Normativo desfavorable mitigado	29
3.3.5.	(N2) Escenario Energético Preliminar 4 – Normativo tendencial mitigado	29
4.	METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN	30
4.1.	Esquema metodológico	30



4.2.	Modelo de proyección energética	31
4.3.	Modelo de expansión del SEN.....	34
4.4.	Análisis y obtención de resultados.....	36
5.	PROYECCIONES ENERGÉTICAS	37
5.1.	Parámetros del modelo por sector de consumo	38
5.1.1.	Transporte.....	38
5.1.2.	Industria	48
5.1.3.	Minería	55
5.1.4.	Residencial	60
5.1.5.	Comercial, Público y Servicios	63
5.1.6.	Consumo Propio	66
5.1.7.	Uso No Energético.....	67
5.2.	Resultados	67
5.2.1.	Proyección por sector económico	71
5.2.2.	Proyección por región.....	76
6.	EXPANSIÓN DEL SEN	78
6.1.	Parámetros del modelo.....	78
6.1.1.	Modelamiento de la situación existente.....	78
6.1.2.	Modelamiento de los candidatos de expansión	81
6.1.3.	Trayectorias de costos.....	83
6.1.4.	Planteamiento del problema de expansión	86
6.2.	Resultados	87
6.2.1.	Expansión de la infraestructura del SEN.....	87
6.2.2.	Operación de la infraestructura del SEN	132
6.2.3.	Candidatos a polos de desarrollo.....	144
7.	VERIFICACIÓN DE MÉTRICAS DE DESEMPEÑO	148
7.1.	Desempeño de las proyecciones energéticas	148



7.1.1.	Emisiones	148
7.1.2.	Intensidad Energética	149
8.	CONCLUSIONES Y SIGUIENTES PASOS	153
9.	Anexos.....	156
9.1.	Fuentes de información, estructura sectorial y supuestos de modelación.	156
9.1.1.	Transporte.....	156
9.1.2.	Industria	158
9.1.3.	Minería	159
9.1.4.	Residencial	161
9.1.5.	Comercial, Público y Servicios	162
9.2.	Informe de sistematización del proceso participativo	163
9.2.1.	Introducción	163
9.2.2.	Diseño de proceso participativo	163
9.2.3.	Metodología de sistematización	168
9.2.4.	Resultados de la sistematización	169
9.2.5.	Caracterización y análisis de los aportes	193
	Material de apoyo utilizado en las instancias participativas	199
9.2.6.	Resultados de las actividades realizadas	203
9.3.	Resultados de proyección energética.....	209
9.3.1.	Consumo propio	209
9.3.2.	Uso No Energético.....	210
9.4.	Consideraciones territoriales y ambientales	211
9.4.1.	Marco normativo	211
9.4.2.	Antecedentes del proceso PELP 2023-2027	212
9.4.3.	Enfoque conceptual: certezas	213
9.4.4.	Marco metodológico de las consideraciones territoriales y ambientales	214
9.4.5.	Consideraciones y actualizaciones propuestas (PELP 2028-2032).....	217



9.4.6. Eólico marino en la PELP 2028-2032: primera incorporación..... 218

9.5. Red de transmisión representativa 223

1. ANTECEDENTES

1.1. Contexto general del proceso

Conforme a lo dispuesto entre los artículos 83° y 86° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), modificada por la Ley N° 20.936, el Ministerio de Energía, cada cinco años, debe desarrollar un proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (en adelante, PELP) para los distintos Escenarios Energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años, de modo que éstos escenarios sean considerados en la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que llevará a cabo la Comisión Nacional de Energía, según indica dicha Ley.

De esta forma, este instrumento incluye el desarrollo de escenarios de oferta y demanda energética, con énfasis en la eléctrica, la identificación de potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia, objetivos de eficiencia energética, y planes estratégicos regionales.

Según lo establecido en el artículo 8° del Decreto N° 134, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la planificación energética de largo plazo (en adelante, el reglamento)², el Ministerio de Energía debe abrir, para cada proceso de planificación, un Registro de Interesados, cuya apertura dará inicio al respectivo proceso de planificación. De esta forma, mediante la Resolución Exenta N° 77³, de 2025, del Ministerio de Energía, que declara abierto el proceso de inscripción en el registro de participación ciudadana del proceso de Planificación Energética De Largo Plazo 2028-2032, establece sus plazos y condiciones, publicada en el Diario Oficial el 24 de noviembre, comienza el proceso oficialmente el 25 de noviembre de 2025.

En conformidad con los plazos dispuestos en la dicha resolución, entre los días 25 de noviembre y 16 de diciembre de 2025 se encontró habilitada la plataforma web⁴ para la inscripción en dicho registro de participación ciudadana, en el que se pudo inscribir a toda persona natural o jurídica con interés ser parte proceso. Posteriormente, el Ministerio de Energía revisó los antecedentes presentados por las y los solicitantes entre los días 17 y 18 de diciembre de 2025, para que entre los días 19 y 26 de diciembre de 2025 las personas pudiesen subsanar la falta o corrección de información, según correspondiera. Finalmente, el Ministerio de Energía publicó la nómina de

² Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1098751>

³ Disponible en: <https://www.diariooficial.interior.gob.cl/publicaciones/2025/11/24/44307/01/2728969.pdf>

⁴ <https://minenergia.cerofilas.gob.cl/>

integrantes del Registro de Interesados/as en el sitio web⁵ del proceso el día 30 de diciembre de 2025. El artículo 10° del reglamento define los derechos de este registro.

Además, a través de los Oficios Ordinarios N° 1721 y N° 1838, de 2025, del Ministerio de Energía, se han solicitado contrapartes técnicas a distintos Ministerios (de Hacienda, de Economía, Fomento y Turismo, de Minería, de Obras Públicas, del Medio Ambiente, de Vivienda y Urbanismo y de Ciencia, y de Tecnología, Conocimiento e Innovación), organismos como la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO), InvestChile y el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres,, y Gobiernos Regionales para sumarse a este proceso y aportar con las visiones sectoriales y regionales respectivas.

Cabe destacar que el 13 de febrero de 2026 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.804 que mandata explícitamente Planificación Energética de Largo Plazo respecto al sistema eléctrico nacional y a los sistemas medianos. En vista de ello, y considerando que el presente proceso 2028-2032 inició previo a este cambio legal, la planificación de los sistemas medianos y, en particular, la expansión proyectada en generación eléctrica y en los sistemas de transmisión eléctrica, será incluida en futuras etapas.

1.2. Planificación energética a nivel internacional

La planificación energética es una herramienta estratégica que se usa en múltiples países y regiones en el mundo para orientar el desarrollo energético frente a desafíos de seguridad energética, transición energética, competitividad, entre otras. Organismos internacionales, como la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) destacan que las planificaciones energéticas de largo plazo permiten traducir objetivos políticos y climáticos en trayectorias cuantificadas de inversión, infraestructura y transformación tecnológica.

A nivel internacional, los procesos de planificación energética han ido evolucionando desde enfoques centrados exclusivamente en la expansión de la oferta y demanda energética hacia metodologías que integran resiliencia climática, flexibilidad, transmisión, descarbonización, electrificación de usos finales, participación ciudadana y gobernanza, en otras. De esta forma, hoy en día los procesos de planificación energética basadas en análisis técnicos permiten que los países puedan anticiparse a posibles desafíos energéticos y, con ellos, desarrollar políticas energéticas que permitan enfrentarlos al mismo tiempo que se busca alcanzar sus metas⁶.

⁵ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/registro_de_interesados_as_pelp_2028-2032_0.pdf

⁶ Developing Capacity for Long-Term Energy Policy Planning: A Roadmap, International Energy Agency, 2024. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/developing-capacity-for-long-term-energy-policy-planning-a-roadmap>

Por ejemplo, IRENA por medio de su red de escenarios energéticos de largo plazo (*Long-term energy scenarios* (LTES) *network*) ha buscado en los últimos años fortalecer tanto las capacidades técnicas de modelación como los arreglos institucionales necesarios para que los escenarios influyan efectivamente en la formulación de políticas pública, destacando los LTES como una buena práctica para la toma de decisiones gubernamentales en contextos de alta incertidumbre⁷.

La **Unión Europea** es uno de los referentes más avanzados en la materia. A partir del Reglamento de Gobernanza (*Governance Regulation* EU 2018/1999) los Estados Miembros deben elaborar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (NECP) con horizonte de diez años, donde cada país planifica cómo dará cumplimiento a las metas del bloque europeo, incluyendo descarbonización, eficiencia energética, seguridad energética, reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), resiliencia de la infraestructura energética, flexibilidad eléctrica, y pobreza energética. Además, cada país también debe elaborar reportes de progresos de dichos planes cada dos años (NECR). De esta forma, los NECPs han permitido coordinar inversiones públicas y privadas, asegurar coherencia entre políticas sectoriales y alcanzar la meta de neutralidad climática al 2050. Es decir, en esta región se está implementando una visión integrada entre planificación energética y metas climáticas, con un marco de monitoreo y actualización periódica⁸.

En el caso de **Latinoamérica y el Caribe**, la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE) es el organismo impulsor del fortalecimiento de las capacidades de planificación energética y promotor de una mayor coordinación regional en América Latina y el Caribe. De acuerdo con OLACDE, al menos 15 países de la región cuentan actualmente con instrumentos nacionales de planificación energética, identificando diversos desafíos, tales como capacidades institucionales, uso sistemático de herramientas prospectivas y búsqueda de una consolidación de la integración energética regional.

En la región latinoamericana destaca también el Foro Regional de Planificadores Energéticos (FOREPLEN), creado el 2018 por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), con participación de IRENA, IEA, OLACDE, banca multilateral, entre otros, siendo la principal plataforma permanente de intercambio técnico en planificación energética, aportando con estudios, capacitación y asistencia técnica⁹. Además, recientemente en 2025 OLACDE ha profundizado en la materia con la creación del Consejo Regional de Planificación Energética de América Latina y el Caribe, con el objetivo de alinear visiones, coordinar estrategias y promover soluciones integradas

⁷ Más información disponible en: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Country-engagement/Long-term-energy-scenarios-network>

⁸ Más información disponible en: https://energy.ec.europa.eu/strategy/energy-union/national-energy-and-climate-plans_en

⁹ Más información disponible en: <https://www.cepal.org/es/proyectos/foreplen>

frente a los actuales retos del sector energético¹⁰. Con este panorama general, hay algunos países que representan casos interesantes a tener en cuenta para la mejora constante del proceso PELP, teniendo en consideración las condiciones únicas de cada caso.

Por ejemplo, **Brasil** destaca por la solidez institucional en sus procesos de planificación energética, dado el rol de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) como organismo técnico especializado dependiente del Ministerio de Minas y Energía. Tiene a cargo la elaboración del Plan Nacional de Energía (PNE), con horizonte temporal de 30 años, y el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE), orientado a la expansión en el mediano plazo, teniendo así una hoja de ruta estructurada para integrar su alta cantidad de energías renovables, ampliar la infraestructura de la red y mejorar la eficiencia energética¹¹.

Por otra parte, también en Latinoamérica, **Argentina** destaca por la institucionalización de la prospectiva energética por medio del fortalecimiento de la Subsecretaría de Transición y Planeamiento Energético, dependiente de la Secretaría de Energía. Entre sus funciones se encuentra realizar proyecciones de consumo futuro para determinar las necesidades de inversión del país, considerando horizontes al 2030, 2040 y 2050. En particular en el documento “Hacia una visión compartida de la Transición Energética Argentina al 2050” se definieron cuatro pilares de la planificación energética al 2050: seguridad energética, sostenibilidad ambiental, eficiencia y competencia, e, inclusión social y empleo. De esta forma, en el país vecino se busca que la planificación energética sea inclusiva, dinámica, estable, federal, soberana, y, sustentable¹².

Fuera de la región, **Reino Unido** también destaca por la fuerte relación entre planificación energética y climática de largo plazo. En efecto, el país es pionero en vincular legalmente la planificación energética con objetivos de carbono neutralidad mediante metas y presupuestos de carbono de largo plazo. Además, la planificación británica no se limita al sector energético, sino que también incluye objetivos de desarrollo económico, competitividad industrial, seguridad energética, y adaptación al cambio climático^{13 14}. El elemento central en este caso es la *Climate Change Act* del 2008 que fijó un sistema de presupuestos de carbono legalmente vinculante, que se actualiza cada cinco años en

¹⁰ Más información disponible en: <https://www.olade.org/noticias/primera-reunion-del-consejo-regional-de-planificacion-energetica-de-OLACDE-fortalece-la-integracion-en-america-latina-y-el-caribe/>

¹¹ Brazil 2025. Energy Policy Review, International Energy Agency, 2025. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/brazil-2025>

¹² Escenarios para la Transición Energética. Experiencia y buenas prácticas en América Latina y el Caribe, International Renewable Energy Agency, 2022. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Long_term_scenarios_LAC_SP_2022.pdf

¹³ United Kingdom 2024. Energy Policy Review, International Energy Agency, 2024. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/united-kingdom-2024>

¹⁴ Más información disponible en: <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-9888/>

miras a cumplir la carbono neutralidad al 2050. Por su parte, la *Net Zero Strategy* incorpora escenarios sectoriales para lograr dicha meta, y establece orientaciones para la expansión de energías renovables, electrificación, captura de carbono, hidrógeno, eficiencia energética y transformación industrial. Todos estos procesos se apoyan en el trabajo técnico del *Climate Change Committee* (CCC), organismo asesor del Parlamento y el Gobierno, que desarrolla escenarios prospectivos, analiza trayectorias tecnológicas, construye hojas de rutas detalladas para sectores y monitorea su avance¹⁵.

En el caso de **Australia**, el país enfrenta desafíos similares a Chile, como la incorporación de grandes volúmenes de energía renovable no convencional y rápido retiro de centrales a carbón. En esta tarea, ha sido fundamental como herramienta el Plan del Sistema Integrado (*Integrated System Plan* - ISP), elaborado por el *Australian Energy Market Operator* (AEMO), siendo la principal hoja de ruta para la transición de su mercado de electricidad nacional (NEM) en un horizonte de 20 años. Cada ISP incluye una Ruta de Desarrollo Óptimo (*Optimal Development Path* - ODP) que evalúa las opciones disponibles e identifica la vía más económica, resiliente y pragmática hacia el futuro energético del NEM, determinando así la combinación de inversiones de generación, almacenamiento y transmisión necesaria cumplir con la demanda de los consumidores y las metas gubernamentales de energía y emisiones, como la de tener cero emisiones netas al 2050¹⁶.

Finalmente, en **Estados Unidos** como país opera de forma descentralizada con una combinación de estrategias federales de largo plazo desarrolladas por diversos operadores de red y empresas eléctricas. En particular, la experiencia del Estado de **California** es un referente a nivel internacional y para Chile, dada su transición hacia un sistema eléctrico altamente renovable y su orientación hacia inversiones estratégicas. La Planificación Integrada de Recursos (*Integrated Resource Planning* - IRP), liderada por la *California Public Utilities Commission* (CPUC), obliga a las empresas suministradoras de electricidad a presentar periódicamente planes de largo plazo para cubrir la demanda de forma costo-efectiva, confiable y al mismo tiempo cumpliendo con los objetivos climáticos del Estado, como el 100% de electricidad libre de emisiones al 2045. A partir de este ejercicio prospectivo se elabora una cartera óptima de recursos futuros (*Preferred System Portfolio* - PSP) que sirve, a su vez, como base para la planificación de transmisión, a cargo del *California Independent System Operator* (CAISO)¹⁷.

En este contexto, la planificación energética de Chile, caracterizada por una institucionalidad estable anclada en la LGSE, una visión prospectiva de largo plazo, una estrecha articulación con los compromisos climáticos nacionales, y mecanismos formales de participación y transparencia, la

¹⁵ Más información disponible en: <https://www.theccc.org.uk/>

¹⁶ Más información disponible en: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp>

¹⁷ Más información disponible en: <https://www.cpuc.ca.gov/irp/>

posicionan como un ejercicio prospectivo a la par de los procesos más avanzados internacionalmente a la fecha. Al mismo tiempo, entendiendo que la planificación energética es un proceso dinámico y que debe responder al contexto y metas de cada periodo, la capacidad de mejora continua constituye al mismo tiempo una de sus principales fortalezas, especialmente en contextos de creciente incertidumbre tecnológica, climática y geopolítica.

1.3. Antecedentes Integración Regional

En el ámbito internacional, las interconexiones eléctricas y gasíferas son proyectos y oportunidades de largo plazo que ha analizado Chile con otros países de la región desde hace varios años, siendo parte de la Política Energética Nacional al 2050 y la Ruta Energética 2026-2030. De esta forma, la integración regional tiene una relevancia estratégica para nuestro país en vista de su potencial para fortalecer la seguridad y resiliencia energética, y optimizar el uso de recursos renovables.

1.3.1. Interconexión Eléctrica

Actualmente Chile tiene solo una interconexión eléctrica activa con **Argentina**, permitido a través del Acuerdo de Complementación Económica (ACE 16). Esta correspondiente a la línea Andes–Cobos, en la Región de Antofagasta, de la Empresa AES Andes de 345 kV y que se extiende por 409 km, interconexión de interés privado y que opera en modo isla. El intercambio eléctrico se realiza solo cuando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) presenta excedentes, los que se entregan al sistema argentino mientras la central se desconecta del SEN. Si bien se encuentran también autorizadas las importaciones desde Argentina en horarios nocturnos, a la fecha no se ha importado electricidad desde el país vecino. Entre algunos de los desafíos para potenciar esta interconexión está la necesidad de invertir en su funcionamiento de forma síncrona, y el fortalecimiento del sistema en el lado argentino que se encuentra saturado en la zona.

Por otra parte, existe actualmente un segundo proyecto de interconexión Los Cóndores - Río Diamante, en la Región del Maule, de la empresa ENEL que contempla una línea de 314 km en 500 kV con una capacidad de 735 MW. El proyecto se encuentra actualmente en etapa de obtención de diversos permisos, tanto en Chile como en Argentina. En el lado chileno se debe completar aun la obtención de permisos ambientales (proceso iniciado en 2021), de ejecución de obra (Art 99bis, LGSE) y de importación/exportación (Art. 82°), con fechas de construcción y e inicio de operación aún en confirmación.

En el caso de **Perú**, a la fecha no existen líneas construidas ni se dispone aún de un marco normativo que permita la interconexión eléctrica. En 2013 se realizó un primer estudio de interconexión con Perú, financiado por el BID en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), dando como resultado dos alternativas con beneficios económicos: una en 500kV y otra en 200kV. Posteriormente en 2019 se actualizó el estudio profundizando en la línea de 220 kV entre Arica y

Tacna, y en 2025 se profundizó nuevamente dicho estudio mostrando como alternativa con más beneficios para ambos mercados eléctricos la línea de 500kV/1000MW Montalvo (PE) – Kimal (CH). En este contexto, desde el punto de vista técnico el próximo paso será un estudio eléctrico, que permita desarrollar la ingeniería conceptual y determinar la factibilidad técnica y presupuesto de la interconexión eléctrica en 500 kV entre ambos países, proceso en el cual se cuenta nuevamente con el apoyo del BID.

En paralelo, bilateral y multilateralmente se han realizado diversos análisis e instancias de negociación para viabilizar la normativa que autorice los intercambios de electricidad entre Chile y Perú. El camino por seguir sería a través de la Decisión 816 de la Comunidad Andina (CAN) (y sus reglamentos) que crea y rige el Mercado Andino Eléctrico Regional, lo que permitiría a Chile al largo plazo interconectarse no solo con Perú, sino que también con Colombia, Ecuador y Bolivia. Frente a esto, la Cancillería chilena inició en 2024 las conversaciones formales con la CAN para avanzar en la adopción del marco normativo, lo que sería a través de un tratado internacional entre Chile y la CAN, al mismo tiempo que se concretan negociaciones internamente en la CAN. Todo esto muestra que los próximos pasos de la interconexión con Perú y la región andina son de largo aliento, pero se cuenta con el apoyo tanto de las Cancillerías como del SINEA y BID para lograr este objetivo común.

En cuanto a **Bolivia**, a la fecha tampoco existen líneas construidas ni se dispone de un marco normativo habilitante para la interconexión eléctrica. El año 2023 se llevó a cabo el primer estudio de análisis de alternativas de Interconexión entre ambos países, financiado por el BID en el marco del SINEA. Como parte de los resultados preliminares del estudio se relevó la complejidad de llevar a cabo la interconexión debido desafíos económicos, medioambientales y técnicos. Por ello, el estudio de la potencial interconexión se pausó y posteriormente se retomó en el 2025, preparando los Términos de Referencia para la segunda fase del estudio, el cuál será licitado por parte del BID. Además, en el 2025, durante el Consejo de Ministros del SINEA, se firmó un Memorándum de Entendimiento con Bolivia para promover el desarrollo de la integración energética entre ambos países, por medio la creación de un Comité Técnico Binacional (CBT).

Por otra parte, más allá de los países vecinos, además de SINEA, Chile también participa del Sistema de Integración Energética de los Países del Sur (SIESUR) desde su creación en 2018, en miras a avanzar en la integración energética (eléctrica y gasífera) con Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay, y Bolivia (desde 2024). Para ello, actualmente se está trabajando conjuntamente para avanzar en la implementación de acciones en materia normativa, regulatoria, técnica e institucional por medio de su Hoja de Ruta 2022-2032, desde el aprovechamiento de infraestructura de interconexión existente, hacia la expansión e incremento de intercambios energéticos en el largo plazo. Para ello, en el caso chileno es fundamental concretar en primer lugar avances en materia de interconexión con Argentina.

1.3.2. Integración Gasífera

Existen 7 gasoductos habilitados entre Chile y Argentina, los cuales comenzaron sus importaciones en el año 1997, generándose un *peak* en el año 2004, cuando Argentina comenzó a restringir la oferta de gas natural a Chile, a raíz de lo cual en Chile se construyeron terminales marítimos de regasificación de gas natural licuado (GNL) para evitar la dependencia hacia el gas argentino así importar gas natural desde otros países. Posteriormente, en el marco del Plan de Promoción del Gas Natural Argentino (Plan Gas.Ar), en el 2022 se retomaron las importaciones/exportaciones de GNL entre ambos países tras un acuerdo de integración energética, con el compromiso y ambición de aumentar los volúmenes de gas progresivamente. Esto se profundizó desde el 2024, cuando el mercado argentino evolucionó hacia una progresiva liberalización del mercado exportador.

A la fecha, excluyendo Magallanes (cuyas importaciones abastecen directamente a Methanex) en períodos estivales (octubre–abril) se han autorizado exportaciones en firme desde Argentina de hasta 9 MMm³/día, principalmente desde la Cuenca Neuquina. Estos volúmenes ingresan a Chile fundamentalmente a través del Gasoducto GasAndes y, en menor escala, por el Gasoducto del Pacífico. Por otra parte, el intercambio también opera en sentido inverso. A partir de 2024 se han autorizado exportaciones desde Chile hacia Argentina a través del Gasoducto NorAndino, con el fin de asistir al norte de Argentina en su proceso de reversión del Gasoducto Norte.

Actualmente Argentina está pasando de un esquema de autorización de permisos de exportación y licitación de contratos de abastecimiento anuales, a un mercado de exportaciones liberalizado, lo que traería mayor certidumbre y demanda del lado chileno. A su vez, Chile puede desempeñar un rol clave en viabilizar el desarrollo a gran escala de Vaca Muerta, en Argentina, no solo como demanda estable y confiable, sino también como plataforma logística hacia mercados del Pacífico.

La nueva etapa de integración gasífera entre Chile y Argentina requiere pasar desde intercambios puntuales hacia esquemas estructurales sustentados en reglas claras, estabilidad regulatoria y contratos de largo plazo, permitiendo así dejar atrás una etapa de dependencia a una etapa de beneficios mutuos, tanto para las empresas como para los ciudadanos. Para poder gatillar inversiones a largo plazo, se requiere de la cooperación no solo técnica y normativa sino política a ambos lados de la cordillera. En esa línea, la visita de la Ministra Ximena Rincón a Argentina en mayo 2026 fue un puntapié para traer mayor certidumbre a este mercado en desarrollo, abriendo espacios para fortalecer la coordinación técnica y habilitar contratos de largo plazo, junto con promover instancias permanentes de trabajo entre autoridades y sector privado de ambos países.

Dicho todo lo anterior, si bien existen avances destacables en materia de interconexión eléctrica y gasífera, aún falta trabajo que hacer junto con los países vecinos, tanto en lo técnico, normativo y político, para poder entregar mayores certidumbres a los inversores en cada país y así incorporar los proyectos y demandas futuras en la planificación energética de largo plazo de nuestro país.

2. PROCESO DE ELABORACIÓN

El proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2028-2032 tiene etapas acordes con lo establecido en el Reglamento de la Planificación Energética de Largo Plazo (Decreto N°134/2017). Estas son, en orden cronológico, Informe Preliminar, Potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, Informe Final, Informe Definitivo, Decreto de Planificación Energética e Informes de Actualización de Antecedentes. A continuación, se define brevemente cada uno:

- **Informe Preliminar:** De acuerdo con la Ley, el Informe Preliminar contendrá, como mínimo, las proyecciones de oferta y de demanda energética, y en particular eléctrica, y describir los Escenarios Energéticos preliminares indicando sus potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, cuando corresponda. Para cada Escenario Energético preliminar, se abordará: Proyección de demanda energética y de demanda eléctrica, proyección de la oferta energética y del plan de obras de generación eléctrica esperado, y descripción de los supuestos. El Ministerio de Energía deberá publicar este informe dentro de los ocho meses siguientes al inicio del proceso, es decir, al 24 de julio de 2026 en este caso.
- **Potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica:** En el Informe Preliminar se podrá identificar provincias candidatas para Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, los cuales deberán someterse a una Evaluación Ambiental Estratégica según la normativa vigente. Dentro de 20 días hábiles de publicado el informe preliminar, el Ministerio de Energía iniciará el diseño de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), cuyos resultados — incluyendo el anteproyecto técnico y el informe ambiental— se someterán a consulta pública tras la aprobación del Ministerio del Medio Ambiente. Luego de analizar las observaciones, se emitirá la resolución de término de la EAE y finalmente se elaborarán los informes técnicos definitivos de cada polo, conforme a los contenidos mínimos establecidos por la reglamentación.
- **Informe Final:** Contiene los resultados del proceso de planificación, incluyendo la identificación de los Escenarios Energéticos y sus respectivos Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica. Tendrá la siguiente estructura: Aspectos metodológicos del proceso de planificación, identificación de Escenarios Energéticos, descripción de supuestos propios de cada Escenario Energético, plan de obras de generación eléctrica para cada Escenario Energético, polos de Desarrollo de Generación Eléctrica para cada Escenario Energético, según corresponda. Se somete a observaciones del Registro de Interesados.
- **Informe Definitivo y Decreto de Planificación Energética:** El Informe Definitivo es el informe emitido por el Ministerio de Energía que incorpora las observaciones realizadas por los inscritos en el Registro de Interesados al Informe Final que hubiesen sido acogidas. Finalmente, el proceso culmina con la publicación en el Diario Oficial del Decreto de

Planificación Energética 2028-2032, acto que lo transforma automáticamente en la planificación vigente. Este decreto incluirá los Escenarios Energéticos, sus factores, supuestos de modelamiento y resultados de demanda y oferta energética, así como los PDGE y sus zonas identificadas.

- **Informe de Actualización de Antecedentes:** Según el artículo 22° del Reglamento, el Ministerio de Energía puede emitir cada abril un Informe de Actualización de Antecedentes para comparar proyecciones de demanda, escenarios macroeconómicos y demás variables de los Escenarios Energéticos vigentes con datos actualizados. A partir de esta comparación, se identifican diferencias, se evalúa su impacto y se decide si corresponde actualizar las proyecciones de oferta y demanda. En caso de publicarse, el informe se difunde en el sitio web institucional, se envía al Registro de Personas Interesadas y se comunica a la Comisión Nacional de Energía (CNE) dentro de cinco días hábiles. Además, si las actualizaciones modifican los escenarios energéticos, el Ministerio podrá iniciar anticipadamente un nuevo proceso de planificación sin esperar el vencimiento del período correspondiente.

Considerando los plazos establecidos reglamentariamente y la secuencia proyectada de los procesos de planificación, la interacción entre los Informes de Actualización y los ciclos PELP se visualizaría, tentativamente, de la siguiente manera:

- 2026: Informe Preliminar PELP 2028–2032
- 2027: Informe Definitivo PELP 2028–2032
- 2028: Inicio de vigencia del Decreto PELP 2028–2032
- 2029: Informe de Actualización de Antecedentes (Decreto 2028–2032)
- 2030: Informe de Actualización de Antecedentes (Decreto 2028–2032)
- 2031: Informe Preliminar PELP 2033–2037

Sin perjuicio de lo anterior, podrán darse cambios y tener un Informe de Actualización de Antecedentes de la PELP 2023-2027 en el año 2027, lo que será debida y anticipadamente comunicado a la CNE, en el marco del trabajo coordinado y colaborativo en materia de planificación.

2.1. Proceso participativo

Las instancias participativas implementadas en el marco del proceso PELP 2028–2032 fueron concebidas como apoyo al desarrollo técnico del proceso de planificación, orientada a informar y dar a conocer sus principales elementos constitutivos, así como a recoger antecedentes, observaciones y aportes por parte de las personas e instituciones pertenecientes al Registro de Personas Interesadas. En particular, este espacio tuvo por finalidad socializar el proceso de elaboración de la PELP, incluyendo sus etapas, metodología, modelos y fuentes de información, y, al mismo tiempo,

complementar y validar los elementos principales considerados para la construcción de los Escenarios Energéticos Preliminares.

En concordancia con lo establecido en la versión definitiva del [Plan de Trabajo PELP 2028–2032](#), el proceso participativo se organizó en tres ciclos temáticos consecutivos y complementarios, cada uno de ellos asociado a un ámbito específico de discusión técnica. El diseño se estructuró sobre la base de una secuencia de talleres progresivos y articulados entre sí, en la cual cada instancia de participación cumplió una función específica dentro del conjunto a partir de una comprensión común de la planificación, para luego avanzar hacia materias de mayor profundidad relacionadas con la definición de escenarios y la identificación de insumos para el análisis prospectivo. En la Tabla 1 se resume los objetivos de cada ciclo.

Tabla 1. Ciclos del proceso participativo de la PELP 2028 - 2032

Ciclo	Nombre	Objetivo principal
Ciclo 1	Metodología de la planificación	Presentar la metodología general de la PELP, su alcance y la interacción entre los modelos utilizados, con el fin de generar una comprensión compartida de sus elementos principales y favorecer una participación informada en las etapas posteriores.
Ciclo 2	Definición de los factores de los escenarios energéticos	Someter a revisión los supuestos estructurales de los escenarios energéticos, incorporando visiones externas sobre su pertinencia y tratamiento.
Ciclo 3	Insumos e información para la planificación	Enfocado en revisar fuentes de información e insumos cuantitativos, identificar brechas y recoger antecedentes complementarios para fortalecer la planificación.

En términos generales, la metodología de sistematización consistió en registrar y transcribir de forma textual los insumos recogidos en las distintas instancias participativas, posteriormente se realizó un análisis de contenido. Sobre esta base, la información fue clasificada mediante categorías y subcategorías definidas para facilitar su trazabilidad, procesamiento y análisis.

El detalle de las sesiones de cada ciclo y los resultados de la sistematización se encuentran disponibles en el “Informe del proceso participativo PELP 2028-2032” del anexo de la sección 0. A modo general, las principales mejoras que permitió este proceso fueron¹⁸:

- Corregir supuestos iniciales del escenario tendencial (*business as usual*) donde se consideraba incorporar acciones como compromisos nacionales y/o sectoriales (por

¹⁸ Cabe destacar que estos aspectos son destacados en cuanto son preponderantes en los resultados de las proyecciones, pero existen una serie de otras mejoras derivadas del proceso participativo que permitieron robustecer este Informe Preliminar, sus fuentes de información y modelamiento.

ejemplo, metas de electromovilidad o hidrógeno verde), pero finalmente se optó por tomar de base las obligaciones y tendencias actuales.

- Respecto al modelo de proyección de demanda energética, se separó el antiguo sector “Comercial, Público y Residencial” en “Comercial, Público y Servicios” y “Residencial”, permitiendo una mejor desagregación. Asimismo, y complementado con otros intercambios técnicos, el subsector “Centros de Datos” fue agregado.
- En cuanto a los energéticos, se mejora todo el segmento de biocombustibles (anteriormente llamado biomasa) y se distingue la leña certificada, en línea con la Ley 21.499. Por su lado, se actualizan las proyecciones del hidrógeno verde y sus derivados, en línea con la actualización 2026 de su estrategia, utilizando el escenario conservador de esta en contraposición con el uso de las metas del país.

2.2. Trabajo con contrapartes

Conforme al artículo 7° del reglamento, el Ministerio de Energía solicitó a otros ministerios y servicios públicos, el Coordinador Eléctrico Nacional su participación y antecedentes requeridos. Esto se realizó a través de un trabajo continuo y sostenido con las instituciones específicas que permitieron mejorar las proyecciones y la definición de supuestos.

A continuación, se resumen las principales solicitudes realizadas en este contexto:

- Ministerio de Hacienda: Proyección del Producto Interno Bruto (PIB) de Chile al 2057 para un escenario alto, medio y bajo, junto a la proyección de población utilizada para dichos efectos.
- Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones: Antecedentes del Registro Nacional de Transporte Público de Pasajeros, datos de actividad ferroviaria y aérea, flota de buses eléctricos de transporte público, y antecedentes sobre perfiles de demanda eléctrica asociados a buses eléctricos del transporte público metropolitano RED.
- Ministerio de Minería: Antecedentes de la producción y consumo de energéticos en la minería de litio para la incorporación explícita de este nuevo sector, en línea con la Estrategia Nacional de Minerales Críticos y, específicamente, su Pilar 5: Capacidades Habilitantes para los Minerales Críticos.
- Ministerio de Ciencias, Tecnología, Conocimiento e Innovación: Prospectiva en la instalación de centros de procesamiento de datos en el país para la incorporación de este nuevo sector, identificado como consumo eléctrico emergente.
- Comisión Nacional de Energía (CNE): Trabajo técnico sostenido para coordinar las mejoras e interoperabilidad de los modelos y procesos de planificación de ambas instituciones. En particular, análisis de resultados parciales y pronunciamientos técnicos específicos, además de todas las fuentes de información públicas citadas a lo largo del informe.

- Comisión Chilena del Cobre: Proporción de consumo de combustibles y de electricidad en cada área de proceso (Anuario de Estadísticas del Cobre y otros Minerales, 2005-2024) y proyección de la producción de cobre a 2034 en distintos escenarios (proyección de la Producción de Cobre en Chile, Período 2024-2034).
- Coordinador Eléctrico Nacional (CEN): Trabajo técnico sostenido para coordinar las mejoras e interoperabilidad de los modelos y procesos de planificación de ambas instituciones. En particular, análisis de resultados parciales y pronunciamientos técnicos específicos, además de todas las fuentes de información públicas citadas a lo largo del informe.

Además, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) desarrolló, a solicitud del Gobierno de Chile y en estrecha colaboración con el Ministerio de Energía, la Hoja de Ruta de la Transición Energética Chile 2050¹⁹, lanzada en 2026, que establece una senda para que el país alcance su meta legalmente vinculante de carbono neutralidad, al tiempo que impulsa el crecimiento económico y mejora la seguridad y la asequibilidad energética. Este trabajo ha sido utilizado con dos principales enfoques, uno para comparar los resultados y otro para utilizar proyecciones sectoriales en caso de que no existan a nivel nacional.

¹⁹ Chile 2050 Energy Transition Roadmap, International Energy Agency, 2026. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/chile-2050-energy-transition-roadmap>

3. ESCENARIOS ENERGÉTICOS

El artículo 3° del reglamento define un Escenario Energético como aquel que permite abastecer la o las proyecciones de demanda energética de forma eficiente de acuerdo, al menos, a las circunstancias actuales y tendencias previstas en materia de precios y costos relevantes para el sector, disponibilidad física de recursos energéticos, usos esperados de energía, prospectiva de cambios tecnológicos y las condicionantes ambientales y territoriales. Cada escenario deberá de considerar una oferta de energía para tales fines.

Asimismo, el artículo 13° define que el Informe Preliminar deberá describir los Escenarios Energéticos preliminares indicando sus potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, cuando corresponda y detallar, al menos, la proyección de demanda energética y de demanda eléctrica, la proyección de la oferta energética y del plan de obras de generación eléctrica esperado y la descripción de los supuestos.

En el marco del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, los Escenarios Energéticos tienen el objetivo particular de guiar la expansión de la transmisión eléctrica, no obstante, también permiten:

- Aportar insumos para guiar el diseño o evaluación de políticas públicas nuevas o en desarrollo, respectivamente, tanto del sector energía como de otros sectores relacionados.
- Identificar oportunidades para el desarrollo de soluciones tecnológicas innovadoras, de forma de tomar las acciones que se requieran para su adopción e implementación.
- Releva necesidades específicas de las comunidades y territorios a lo largo de Chile en cuanto a la calidad de los servicios energéticos y el desarrollo de proyectos de infraestructura.
- Desarrollar análisis y estudios adicionales, tanto por parte del Ministerio de Energía, como por otras instituciones, tanto públicas como privadas.
- Aportar en el diseño y definición de metas climáticas, tanto del sector energía como de otros (minería, transporte, infraestructura, entre otros) o a nivel nacional.

Los escenarios que se presentan a continuación fueron contruidos en conjunto con las Personas Interesadas, a través de talleres y observaciones, así como con las autoridades y los equipos técnicos del Ministerio de Energía y las instituciones participantes del proceso.

En particular, para este proceso de planificación energética, se proponen cinco escenarios, en línea con el máximo que podrá definir el Decreto de Planificación (artículo 21° del reglamento), donde tres son de naturaleza exploratoria y dos normativas. Los escenarios exploratorios tienen como propósito examinar el espacio de incertidumbre, de modo que las acciones a implementar se relacionen con

los niveles de desarrollo considerados más probables y en el estado actual compromisos vinculantes o cualquier iteración dentro del marco de lo consensuado. Por su parte, los escenarios normativos se enfocan en determinar qué configuraciones de acciones permiten alcanzar resultados satisfactorios ante la materialización de situaciones desfavorables.

Los escenarios se construyen sobre la base de factores externos y acciones. Los factores externos son elementos del entorno que influyen en los resultados y proyecciones, pero que no están dentro del control de tomadores de decisiones. En ese sentido, no se pueden modificar y pueden alterar, positiva o negativamente, el desempeño de los escenarios.

3.1. Factores externos

3.1.1. Crecimiento del PIB

Proyección realizada por el Ministerio de Hacienda y actualizada en marzo del 2026. Las bandas inician en 2025 con un crecimiento anual del 2,5% y caen, aproximadamente a 0,9% (medio), 0,6% (bajo) y 1,7% (alto) en el año 2057. La trayectoria referencial considera un crecimiento nulo de la fuerza de trabajo y un incremento de 0,2% de la productividad (promedio de la productividad total entre 1999 y 2025). La trayectoria inferior considera un crecimiento nulo de productividad y de fuerza de trabajo, y hasta el año 2030 considera el escenario de PIB tendencial del comité de expertos. La trayectoria superior considera un incremento de la productividad de 0,55% (promedio de los dos últimos años) y un incremento de la fuerza de trabajo de 0,2% (incremento de la población del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) y la relación con la fuerza de trabajo).

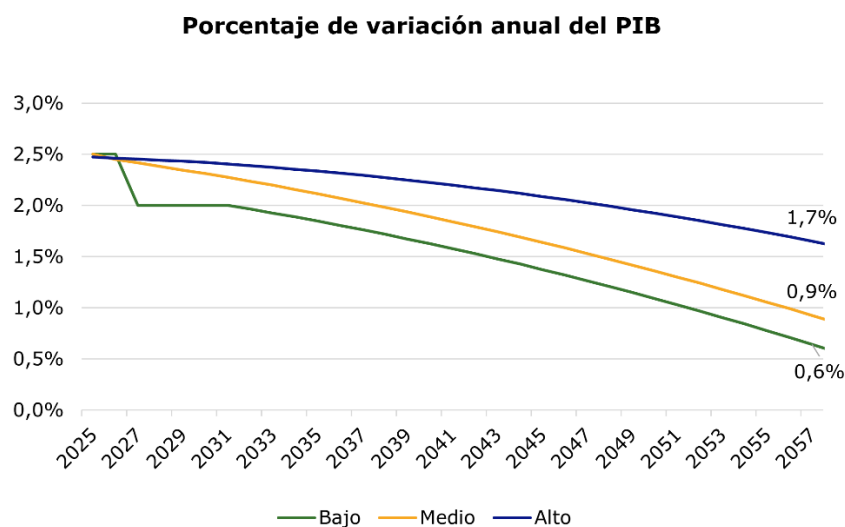


Figura 1. Proyección al 2057 de la variación anual del Producto Interno Bruto (PIB). Fuente: Ministerio de Hacienda, 2026.

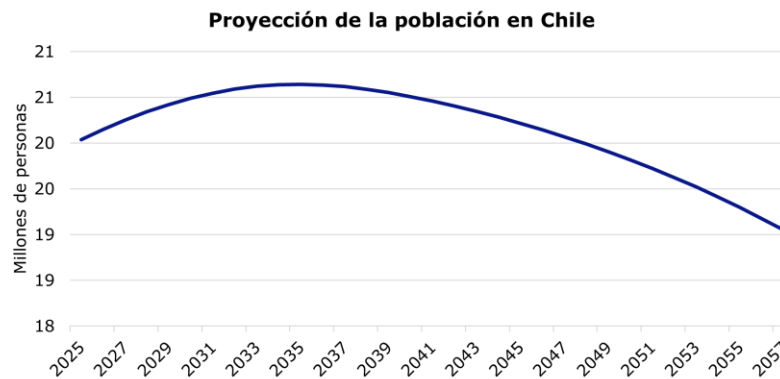


Figura 2. Proyección de la población a nivel nacional en Chile al 2057. Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas, 2024.

3.1.2. Precio de combustibles fósiles

Proyecciones desarrolladas por el Ministerio de Energía. Se divide en combustibles para uso final (gasolina y diésel, entre otros) y combustibles para generación eléctrica (gas natural y carbón, entre otros), en el primer caso se utilizan principalmente en las econometrías del sector transporte del modelo de proyección de demanda, mientras que lo segundo se considera en la optimización tecnológica del modelo de expansión del SEN.

3.1.3. Costos de generación renovable y almacenamiento

Proyecciones generadas utilizando información de carácter internacional para capturar la tasa de decrecimiento de costos de las tecnologías, principalmente producto de la maduración tecnológica; así como información de carácter nacional para capturar cuánto cuesta desarrollar estos proyectos en el país, informadas por la CNE mediante el Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento, que tiene una actualización anual.

3.2. Acciones

Por su parte, este proceso integra formalmente el concepto de acciones (*policy levers*) que son elementos de diseño que representan instrumentos de política pública o decisiones que la autoridad puede tomar y/o modificar, en el marco de la planificación. La introducción del espacio de decisión, correspondiente al conjunto de valores parametrizables que pueden tomar las acciones, orienta el problema de planificación hacia encontrar los mejores valores para estas acciones, dado una materialización de la incertidumbre en el escenario bajo estudio.

El esquema metodológico del proceso de planificación tiene una etapa de retroalimentación basada en el rendimiento que generan las acciones y la iteración sobre los valores de estas. El objetivo es obtener una ruta de acciones con los valores óptimos de cada acción para cada escenario.

3.2.1. Acciones escenarios exploratorios

Las acciones, que son iguales en todos los escenarios exploratorios, se describen a continuación:

- Impuesto a las emisiones: Se considera el valor actual (5 USD/tonCO₂, no considerado en el cálculo del costo variable para el sector eléctrico).
- Cierre y/o reconversión de centrales: Se considera un calendario de cierre y/o reconversión al 2040.
- Transporte eficiente y electromovilidad: Se consideran los estándares de rendimientos de vehículos de la Ley 21.305 (livianos y medianos) e incorporación de vehículos cero emisiones según las tendencias actuales del mercado. Para vehículos pesados, dado que aún no se dispone de una trayectoria publicada del estándar de eficiencia, el avance tecnológico del segmento se representa mediante la incorporación de electromovilidad en transporte de carga.
- Sistema de Gestión de Energía (SGE): Se considera el resultado de la implementación de las medidas por parte de los Consumidores con Capacidad de Gestión Energética (CCGE) en los sectores Industria y Minería, según los reportes anuales de seguimiento SGE²⁰.
- Hidrógeno: Con el fin de no sobrerrepresentar este energético en la proyección de la matriz nacional, se considera un escenario conservador, alineado con las tendencias actuales del mercado y coherente con la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados (2026²¹).
- Biocombustibles Sólidos: Se considera la obligación de la Ley 21.499 de que, a cinco años de la entrada en vigor de su reglamento, todas las regiones de Chile comercializarán leña certificada.

3.2.2. Acciones escenarios normativos

Basalmente, se consideran acciones más ambiciosas correspondientes a las comprometidas en el Plan Sectorial de Mitigación y de Adaptación al Cambio Climático en Energía (mandato de la Ley 21.455 y aprobado mediante Decreto Supremo N° 91/2024 del Ministerio de Energía), en adelante, PSMA. Algunas de estas acciones fueron consideradas sin modificación, en cuanto están en desarrollo y podrán ser alcanzadas de cumplirse sus condiciones habilitantes.

No obstante, en aquellos casos en que las trayectorias originalmente consideradas fueron definidas bajo supuestos de mayor velocidad de implementación, el presente ejercicio ajusta su ritmo y magnitud para reflejar de mejor manera la evolución observada del mercado, la factibilidad actual de

²⁰ Más información disponible en: <https://energia.gob.cl/panel/informe-anual-sobre-sge>.

²¹ Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados. Actualización 2026, Ministerio de Energía, 2026. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_y_derivados.pdf

adopción y la evidencia disponible. Estos ajustes no modifican la orientación general de las medidas, sino que buscan representarlas de manera más realista y consistente para efectos de modelación.

De acuerdo con lo anterior, las acciones consideradas para la definición de escenarios normativos son las siguientes:

- **Sistemas de Gestión de la Energía en grandes consumidores:** Se considera una reducción en la intensidad energética, en la proporción de consumo de los CCGE, en los sectores Industria y Minería, equivalente al 1,9% para el período 2025-2030; un 1,0% entre 2031 y 2044 y un 0,6% entre 2045 y 2050.
- **Hidrógeno:** Se considera un escenario medio, superior a las tendencias actuales del mercado y coherente con la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados (2026).
- **Electrificación en el sector Residencial:** Se considera un aumento de la participación de la electricidad en los usos de cocción y calefacción. En cocción, se proyecta que la participación de la electricidad a nivel nacional alcance un 20% en casas y un 25% en departamentos al año 2050. En calefacción, se proyecta que la participación de la electricidad a nivel nacional alcance un 10% al año 2057.
- **Electrificación de usos motrices:** Se considera el reemplazo de diésel por electricidad en los subsectores Industrias Varias y Minas Varias, disminuyendo la participación del primero en un 56% en Industrias Varias y en un 65% en Minas Varias, a 2057.
- **Electrificación de usos térmicos:** Se considera un aumento de la participación de electricidad en el subsector Minas Varias, pasando de un 2,6% en 2024 a un 36% en 2057, desplazando diésel inicialmente y luego gas natural.
- **Estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS):** Se considera un aumento de la eficiencia de usos motrices con electricidad de un 87,9% a un 89,5% en los sectores Industria y Minería, a partir de 2030.

Por otro lado, algunas de ellas debieron ser ajustadas porque, a la fecha, no se han cumplido parcial o totalmente. En este caso, se describe la acción original y su corrección o reemplazo:

- **Cierre de centrales a carbón:** Se considera un calendario de cierre de centrales actualizado donde se ajustan aquellas centrales que, en el PSMA²², tenían fecha de cierre al 2025 o 2026 y, a julio de 2026, no ha ocurrido. Se utiliza el 2030 como año de reemplazo para estas.
- **Transformación de vehículos livianos convencionales a eléctricos:** Se redefine el enfoque originalmente considerado en el PSMA respecto a la transformación del stock de vehículos

²² Calendario con año de retiro de unidades que operan a carbón en el SEN para los distintos escenarios se encuentra detallado en la página 216 del Plan Sectorial de Mitigación y de Adaptación al Cambio Climático en Energía. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/proyecto_definitivo_plan_sectorial_energia_13_dic.pdf

convencionales a eléctricos²³, dado que la evolución observada del mercado, a la fecha, no permite sostener los niveles de adopción previstos inicialmente. Para este ejercicio, el efecto de la medida se representa preferentemente a través de una mayor participación de la electromovilidad en las ventas de vehículos nuevos en el escenario N1.

- Impulso a la electromovilidad en el parque privado de vehículos: Se ajusta la trayectoria originalmente considerada en el PSMA para reflejar de mejor manera la evolución observada del mercado y de las ventas de vehículos eléctricos. En este contexto, se mantiene la meta final de largo plazo, pero se ajusta la trayectoria de adopción intermedia, resguardando una representación más realista de su implementación en el horizonte de análisis. Para el escenario N2, se considera una participación de vehículos eléctricos livianos equivalente al 4% del parque privado a 2030, 16% a 2040 y 70% a 2057.
- Impulso al hidrógeno y electrificación en transporte de carga: Se ajustan los niveles de participación del hidrógeno en segmentos del transporte de carga utilizados en el PSMA²⁴, complementándolos con participación de electromovilidad en este segmento, alternativa que no se encontraba considerada en dicho instrumento. Esta incorporación reemplaza la medida asociada al estándar de rendimiento de vehículos pesados considerada originalmente en el PSMA, representando el avance tecnológico del segmento mediante la electrificación del transporte de carga, en línea con la Estrategia Nacional de Electromovilidad 2030. Para el escenario N2, se considera una participación de 20% de hidrógeno en transporte de carga pesado, complementada con una electrificación de 50%.
- Generación Distribuida: Se actualiza la trayectoria de la medida originalmente considerada en el PSMA²⁵, alineándola con la evolución y penetración de la tecnología, así como con la meta vigente de la Ruta Energética 2022–2026, que establece alcanzar 1 GW de capacidad instalada de generación distribuida bajo el esquema *Net Billing* al 2030.
- Impulso al hidrógeno y electrificación en usos motrices de la minería: Se sustituye la trayectoria originalmente considerada en el PSMA para el reemplazo de diésel por diésel renovable en camiones CAEX²⁶ por una trayectoria de electrificación en combinación con uso de hidrógeno, en línea con la evolución tecnológica y las perspectivas de desarrollo observadas en este segmento.

También, con un menor impacto, se consideraron medidas como actualización de la reglamentación térmica, electromovilidad en taxis y buses públicos urbanos, uso de combustibles de aviación

²³ Reemplazo del 15% del stock de vehículos livianos convencionales a 2035, curva creciente desde el 2025.

²⁴ 44% de participación tecnológica de camiones de carga pesada a 2050.

²⁵ 4,99 TWh a 2030 (equivalentes a una capacidad instalada de 3,3 GW).

²⁶ Aumento lineal de participación en mezcla desde 0% hasta 10% en periodo 2025-2035, para mantenerse constante.

sostenibles, hidrógeno en transporte aéreo marítimo, entre otros. Asimismo, no se consideraron introducción de energías renovables en procesos industriales y mineros y *blending* de gasolina con bioetanol.

Además, se consideran acciones aumentadas que reemplazarán algunas de las medidas del PSMA en el escenario 4 (N1), con el fin de contrarrestar el desempeño desfavorable del escenario 1 (E1). Estas son:

- Impulso al hidrógeno y electrificación en transporte de carga: Se mantiene el mismo nivel de adopción tecnológica de hidrógeno respecto de N2, pero se adopta una trayectoria más acelerada y se aumenta la incorporación de electromovilidad en segmentos de transporte de carga, con una participación tecnológica equivalente al 70% a 2057.
- Impulso a la electromovilidad en el parque vehicular privado: En el escenario N1 se adopta una trayectoria más acelerada que en N2, con el fin de anticipar los efectos de la medida sobre la sustitución de combustibles fósiles y el ahorro de energía. En este contexto, se considera una participación de vehículos eléctricos livianos equivalente al 5% del parque privado a 2030, 25% a 2040 y 70% a 2057, manteniéndose la misma meta final de largo plazo.
- Impulso al hidrógeno y electrificación en usos motrices de la minería: Se considera una trayectoria de electrificación que alcanza una participación de electricidad 10 puntos porcentuales superior a la lograda con la medida de reemplazo de diésel en camiones CAEX indicada en el punto 3.2.2.
- Se supone una demanda eléctrica adicional en la zona norte del país, asociada a anuncios de desarrollo de proyectos de centros de datos. Se modela con una capacidad instalada de 500 MW hacia 2030, aumentando hasta 1 GW hacia 2057.

3.3. Escenarios Energéticos Preliminares

Las consideraciones de los escenarios pueden resumirse como en la Tabla 2.

Tabla 2. Descripción de los parámetros de cada uno de los Escenarios Energéticos Preliminares.

PARÁMETROS		EXPLORATORIO			NORMATIVOS	
		(1) DESFAVORABLE	(2) TENDENCIAL (BAU)	(3) FAVORABLE	(4) DESFAVORABLE MITIGADO	(5) TENDENCIAL MITIGADO
EXTERNOS	CRECIMIENTO DEL PIB	Inferior	Referencial	Superior	Inferior	Referencial
	PRECIO COMBUSTIBLES FÓSILES	Superior	Referencial	Inferior	Superior	Referencial
	COSTOS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	Superior	Referencial	Inferior	Superior	Referencial
ACCIONES	POLÍTICAS DE INJERENCIA DEL MINISTERIO DE ENERGÍA	<u>POLÍTICAS BASE:</u> - Impuesto a las emisiones (obligación 5 USD/ton) - Cierre y/o reconversión de centrales a carbón (2040) - Ley Eficiencia Energética: Estándares de rendimiento - Electromovilidad: Tendencia actual del mercado - Ley Biocombustibles Sólidos: Plazo leña certificada - Hidrógeno: Escenario conservador Estrategia Nacional 2026			<u>ACCIONES AUMENTADAS:</u> Metas más ambiciosas en sectores donde existen oportunidades concretas para ello.	<u>COMPROMISO VINCULANTE:</u> Plan Sectorial Cambio Climático (DS 91/2024) con ajustes a la realidad al 2026.

A continuación, se detalla cada uno de estos.

3.3.1. (E1) Escenario Energético Preliminar 1 – Exploratorio desfavorable

Acá se analiza el impacto de un crecimiento económico bajo del país junto a costos altos, tanto de combustibles como de tecnologías. Al ser un escenario exploratorio, considera como acciones las políticas u obligaciones basales del Ministerio de Energía combinadas con las tendencias actuales de las tecnologías y el mercado (por ejemplo, la penetración de vehículos eléctricos).

3.3.2. (E2) Escenario Energético Preliminar 2 – Exploratorio tendencial

Este caso analiza el caso referencial (*business as usual* o BAU), es decir, crecimiento y costos en un nivel medio siguiendo la tendencia observada, junto al mismo caso de acciones del escenario anterior.

3.3.3. (E3) Escenario Energético Preliminar 3 – Exploratorio favorable

Contrario al primer escenario, este analiza un caso favorable que combina un crecimiento económico alto combinado con costos bajos, junto al mismo caso de acciones del escenario anterior.

3.3.4. (N1) Escenario Energético Preliminar 5 – Normativo desfavorable mitigado

El objetivo de los escenarios normativos es mejorar los peores desempeños (en términos de costos, intensidad energética, emisiones, etc.) de los escenarios exploratorios. En este caso, se busca mejorar el desempeño del caso más negativo y desfavorable para Chile (escenario 1) donde se tiene un crecimiento bajo y costos altos.

Como se presentará más adelante, del escenario 1 (E1) se obtiene una menor demanda energética, lo que es consecuencia de una economía ralentizada, sectores productivos que no operan a niveles óptimos, necesidades de la población no cubiertas, entre otros, por lo que se busca compensar a través de acciones, tales como políticas públicas, que impulsen inversiones, propicien ahorros y mejoren la calidad de vida, desde el sector energético. Ejemplo de ello es estimular la electromovilidad y la eficiencia energética, avanzar en los recambios tecnológicos y gatillar más proyectos de infraestructura eléctrica.

3.3.5. (N2) Escenario Energético Preliminar 4 – Normativo tendencial mitigado

En ese caso, este escenario mejora el rendimiento del escenario 2 (tendencial) a través de acciones más ambiciosas y comprometidas en el Plan Sectorial de Cambio Climático.

4. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN

4.1. Esquema metodológico

El desarrollo de los Escenarios Energéticos Preliminares considera, principalmente, la operación de dos herramientas: el modelo de proyección energética y el modelo de expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Estos se relacionan entre sí a partir del resultado de proyección de demanda eléctrica por región en el horizonte temporal de 30 años del proceso de planificación.

Existe un proceso iterativo entre ellos, enmarcado en la evaluación del desempeño por época de análisis para, finalmente, dar para a los resultados de cada escenario. La Figura 3 resume este esquema metodológico que, además, se detalla en las siguientes subsecciones.

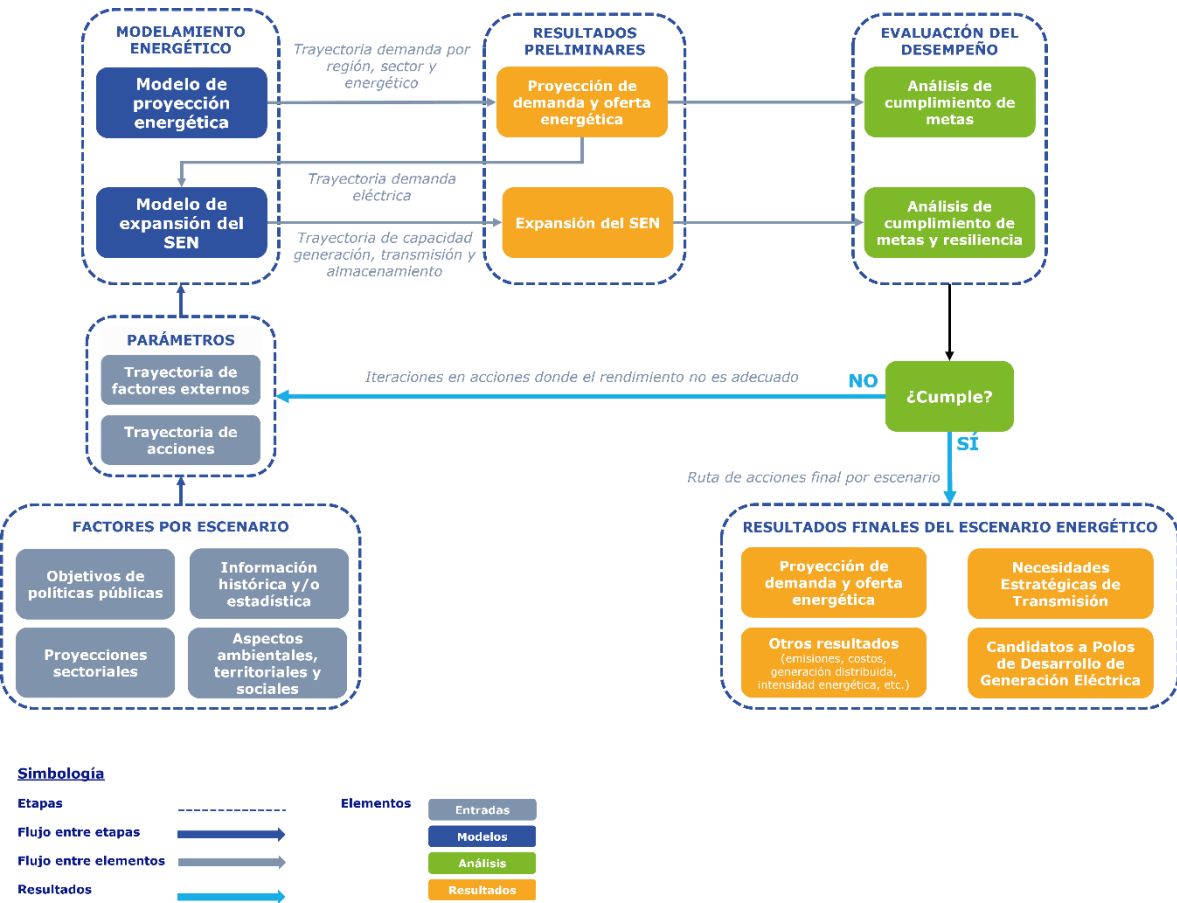


Figura 3. Diagrama del esquema metodológico de la Planificación Energética de Largo Plazo 2028-2032.

4.2. Modelo de proyección energética

El modelo de proyección energética se estructura desagregando el consumo energético del país en sus 16 regiones y en 7 sectores de consumo, los cuales, a su vez, se subdividen en 30 subsectores, tal como se muestra en la Figura 4.

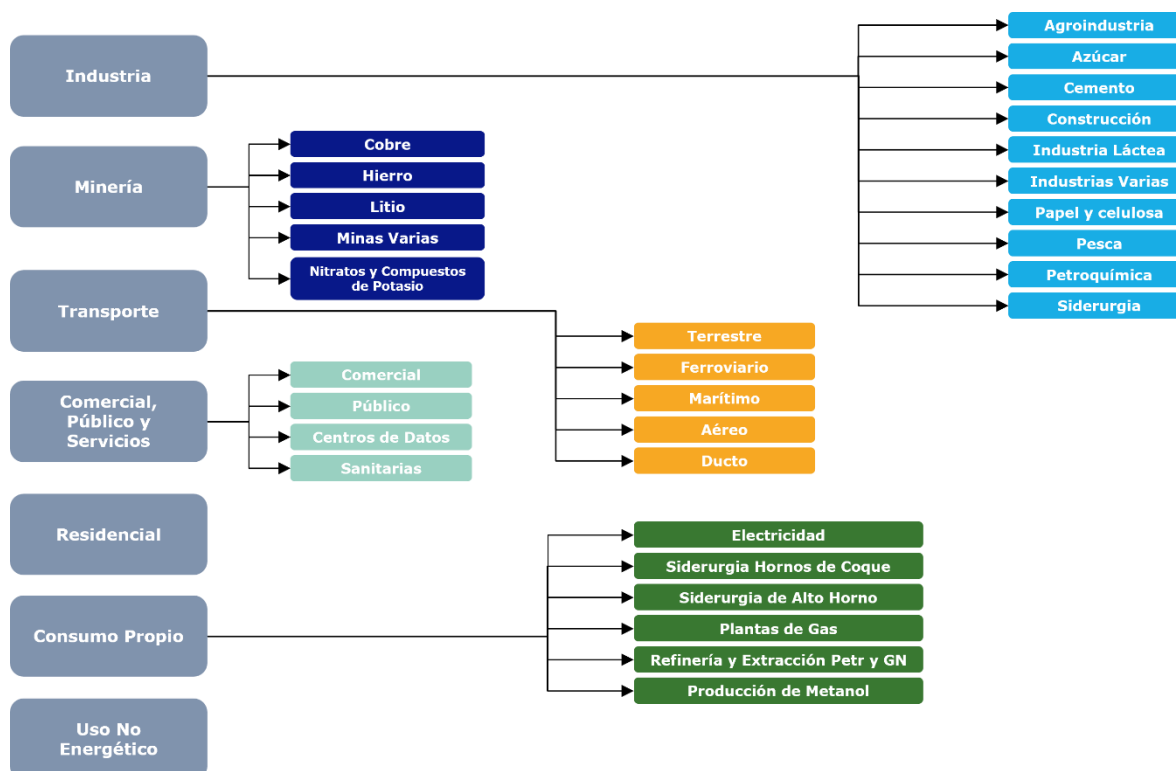


Figura 4. Desagregación del modelo de proyección energética en sectores y subsectores.

Del mismo modo, y en función de la calidad de la información disponible y de la necesidad de modelar acciones específicas, la desagregación sectorial y sus respectivos procesos finales de consumo se estructuran de la siguiente manera:

- Industria y Minería No Cuprífera (Hierro, Litio, Nitratos y Compuestos de Potasio y Minas Varias): Se dividen directamente en los procesos finales de consumo Motriz, Térmico y Otros Usos Eléctricos.
- Minería del Cobre: Se divide en los subsectores de Extracción (mina rajo y subterránea), Procesamiento —abarcando la vía de sulfuros (concentración, fundición y electrorrefinación) y la vía de óxidos (lixiviación, extracción por solventes y electroobtención)—, Servicios, y Obtención de Agua de Mar. Cada una de estas etapas finaliza en los procesos de consumo Motriz, Térmico y Otros Usos Eléctricos.
- Transporte: Se categoriza en las modalidades Terrestre, Ferroviario, Marítimo, Aéreo y Ductos.

- Comercial, Público y Servicios: Se subdivide en las ramas Comercial, Público, Centros de Datos y Sanitarias (incluyendo el tratamiento de aguas y la desalación para consumo urbano).
- Residencial: Se segmenta en Casas y Departamentos, los cuales se diferencian en cuatro categorías según su estándar de reglamentación térmica, desagregándose finalmente en los usos de Calefacción, Climatización, Agua Caliente Sanitaria, Cocción y Otros Usos Eléctricos.
- Consumo Propio: Considera el consumo interno de los sectores de Electricidad, Siderurgia (Hornos de Coque y Alto Horno), Plantas de Gas, Refinerías, Extracción de Petróleo y Gas Natural, y Producción de Metanol.
- Usos No Energéticos: Contempla el uso de derivados industriales del petróleo, el hidrógeno como materia prima en refinerías y los insumos para la producción de nitrato de amonio y formaldehído.

Por su parte, los energéticos considerados son:

- Electricidad.
- Combustibles fósiles, tales como diésel, petróleo crudo, petróleo combustible, gas natural, gas licuado de petróleo, gas de refinería, gas de coque, gas de alto horno, kerosene, kerosene de aviación, nafta, gasolina de motor, gasolina de aviación, derivados de la industria de petróleo, carbón mineral, coque de petróleo, coque metalúrgico y alquitrán.
- Biocombustibles, tales como biomasa, leña certificada, pellet, biogás y licor negro.
- Hidrógeno.

Los valores de consumo de cada energético en el año base (correspondiente al último Balance Nacional de Energía disponible, es decir, 2024) para cada región y subsector se obtienen del Cuadro Regional de Consumo, y son proyectados hasta 2057 de manera tal de contemplar el horizonte de 30 años a partir de 2028 exigido por el reglamento.

Las proyecciones se realizan bajo un esquema de descomposición del consumo energético en los parámetros que lo componen, modelado en la plataforma LEAP (*Low Emissions Analysis Platform*) del *Stockholm Environment Institute*. El consumo energético anual de cada subsector puede descomponerse como la suma de los consumos en cada uno de los procesos que lo compone. A su vez, el consumo en cada proceso se calcula como el producto de su nivel de actividad (por ejemplo, el número de unidades producidas al año) y su intensidad final de energía, definida como la cantidad final requerida para producir una unidad de actividad.

Por su parte, la intensidad final de energía depende de la intensidad útil de energía, que representa la energía efectivamente entregada al proceso por unidad de actividad, y de la eficiencia de las

tecnologías utilizadas. En términos generales, la intensidad final se obtiene dividiendo la intensidad útil por la eficiencia del proceso; cuando intervienen múltiples tecnologías o combustibles, esta relación se calcula considerando la participación y la eficiencia de cada uno.

Así, el consumo energético de cada proceso dentro de un subsector puede ser descrito por la siguiente ecuación:

$$C_p = NA_p \cdot \sum_i IUE_p \frac{S_i}{e_i}$$

Donde,

C_p es el consumo energético total en el proceso p (Tcal).

NA_p es el nivel de actividad en el proceso p (Unidad de medida específica dependiendo del proceso).

IUE_p es la intensidad útil energética del proceso p (Tcal/unidad de medida del nivel de actividad).

S_i es la participación de la tecnología i en el suministro de energía útil (%).

e_i es la eficiencia de la tecnología i (%).

El proceso de proyección se divide en dos fases. La primera consiste en calibrar los parámetros de la ecuación anterior que determinan el consumo anual de cada energético por subsector y región para el año base. La segunda consiste en proyectar dichos parámetros de acuerdo con sus trayectorias esperadas según las particularidades de cada escenario.

Para la fase de calibración de parámetros en cada subsector y región, se utiliza el consumo energético del Balance Nacional de Energía 2024 y el nivel de actividad durante el mismo año, sobre la base de fuentes sectoriales respectivas. Debido a que esta información es insuficiente para calcular la intensidad energética de cada proceso de consumo y la proporción de energéticos consumidos, los cálculos incorporan estimaciones de la fracción de cada energético que fue destinado a cada proceso, así como la eficiencia en el uso de la energía en cada uno de ellos.

Sobre la base de lo anterior, se calcula la Intensidad Útil de Energía (entendida como la intensidad si la eficiencia energética fuese del 100%), la cual, al integrar las proyecciones de eficiencia energética, permite estimar la intensidad final de energía en el futuro.

La fase de proyección consiste en calcular la demanda energética de cada sector, por región, mediante la variación proyectada de los parámetros calculados en la primera fase. Para el nivel de actividad anual se utiliza información de las instituciones públicas correspondientes, si esta se encuentra disponible, o se estima a partir de modelos econométricos (basados en el PIB, población y precios, entre otros). Las trayectorias de los parámetros de intensidad útil de energía, eficiencia energética y participación de cada energético por proceso de consumo varían de acuerdo con las acciones que definen a cada escenario.

Como resultado, se obtienen las trayectorias de demanda de cada energético, en cada sector de consumo y en cada región, para cada uno de los escenarios definidos en todo el horizonte temporal del proceso. En particular, se obtiene la demanda eléctrica proyectada para cada región, utilizada como insumo en el modelo de expansión del SEN.

4.3. Modelo de expansión del SEN

Las proyecciones de demanda eléctrica, obtenidas con el modelo de proyección energética, se incorporan en un modelo de expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo cual permite determinar la necesidad de infraestructura de generación, almacenamiento y transmisión que permita abastecer dicha demanda eléctrica proyectada.

El modelo de expansión del SEN es un modelo basado en optimización matemática, cuyo fin es determinar cuáles son las inversiones en transmisión, generación y almacenamiento que debieran ocurrir para que el SEN pueda abastecer la demanda a mínimo costo, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas. Este conjunto de restricciones determina, entre otras cosas, cómo se puede operar la infraestructura existente, así como su expansión, de forma que la operación resultante del modelo también es óptima.

En simple, el modelo de expansión del SEN se puede plantear como el siguiente problema de optimización:

$$\min z = \text{costos de operación} + \text{costos de inversión}$$

Sujeto a:

- *Generación + Pérdidas = Demanda, para cada nodo, e instante.*
- *Capacidades técnicas de cada central, unidad de almacenamiento, línea de transmisión.*
- *Balance de agua en red hidráulica.*
- *Capacidad de desarrollo anual por tecnología.*
- *Restricciones de seguridad (inercia, reserva).*

Donde para cada trayectoria de demanda eléctrica, obtenida con el modelo de proyección energética, se resuelve el problema de optimización planteado en forma determinista. Cabe mencionar que, como este modelo co-optimiza inversión en activos de transmisión, generación y almacenamiento, así como su operación, entonces los resultados del modelo deben ser siempre analizados teniendo estos cuatro elementos a la vista, de manera que las inversiones en un segmento pueden estar ligadas a las inversiones en otro segmento, así como también a su perfil operacional.

El modelo de expansión del SEN, denominado PyPSA-CL o PyPSA-Chile, corresponde a una rama de la herramienta PyPSA (*Python for Power System Analysis*) adaptada al caso chileno. PyPSA es una librería basada en Python, gratuita y de código abierto, que permite el cálculo de la operación y

expansión de sistemas eléctricos de potencia, y cuenta con una amplia comunidad internacional de desarrolladores²⁷. Dentro de las características de PyPSA, esta librería permite interactuar directamente con el problema de optimización que se genera al modelar el sistema eléctrico, lo cual a su vez permite incorporar restricciones personalizadas al problema de optimización mediante la librería Linopy, así como también realizar la personalización de todos los parámetros disponibles de los *solvers* soportados por PyPSA (entre ellos, *solvers* libres como Highs, CBC, GLPK, y comerciales como Gurobi, CPLEX, entre otros). Esta flexibilidad, sumada a que es una herramienta gratuita, influye en la elección de PyPSA como la plataforma flexible que requiere el proceso PELP 2028-2032 para poder modelar un sistema eléctrico que cada vez tiene más particularidades, y que solo pueden ser exploradas mediante el acceso directo al problema de optimización que genera el modelo. Adicionalmente, en este proceso PELP se utilizó una red de transmisión con un detalle ampliamente mayor al proceso PELP del período quinquenal previo (234 nodos vs 26 nodos), lo cual requiere de una calibración o *tuning* de los parámetros del problema de optimización donde PyPSA permite el mismo nivel de control que el solver correspondiente.

El modelo de expansión del SEN abarca en forma detallada el segmento de generación y almacenamiento *utility-scale*, modelando cada una de las unidades actuales del SEN, así como también la red hidráulica asociada a las unidades de generación hidroeléctrica y balance entre unidades y nodos hídricos. Por otra parte, el segmento de transmisión se modela mediante una red reducida de nodos representativos, de forma que se logre un compromiso adecuado que permita asegurar la convergencia del problema de optimización matemática, sin sacrificar la representatividad de los cambios estructurales del SEN para abastecer la demanda futura. Esta red corresponde a la red de transmisión de 234 nodos del modelo PLP²⁸ que utiliza el CEN en el marco de la elaboración de su Propuesta de Expansión de la Transmisión en forma anual, permitiendo una mayor alineación entre los procesos de ambas instituciones. De esta forma, la red del SEN queda representada mediante 234 nodos, lo cuales abarcan niveles de tensión desde los 500 kV hasta los 66 kV, cubriendo no solo tramos del Sistema de Transmisión Nacional, sino también de los Sistemas de Transmisión Zonal y Dedicados, permitiendo una mejor representación de congestiones que lo informado por redes más reducidas como la utilizada en el proceso PELP previo. Asimismo, el perfil horario de demanda por nodo, que luego es escalado según los resultados del modelo de proyección energética de la PELP, también deriva de esta misma red del PLP, contribuyendo a la interoperabilidad de modelos utilizados en el sector, y por tanto a poder contar con resultados más

²⁷ Más información disponible en: <https://pypsa-meets-earth.github.io/>

²⁸ Más información en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion/informacion-relacionada-con-el-modelo-plp/>

comparables. Para revisar con mejor detalle la extensión de esta red, revisar el Anexo 9.5 que incluye distintas vistas a la red de transmisión de 234 nodos.

En cuanto al detalle de operación, el modelo de expansión del SEN utiliza una resolución horaria, con un conjunto de meses representativos por año, y un día representativo por mes, con el objeto de capturar la variabilidad intradiaria y estacional. Si bien se plantea el problema de optimización indicando qué centrales tienen variables binarias de encendido y apagado, en la práctica, y para mantener las corridas dentro de tiempos razonables, se utiliza la funcionalidad de linealización de dichas variables que incorpora PyPSA nativamente.

La expansión del SEN se resuelve utilizando una lógica de planificación con horizonte móvil, es decir, de los 30 años futuros que debe cubrir el modelo, se resuelve un subproblema de este horizonte y la infraestructura resultante de la expansión se pasa al subproblema siguiente como elementos existentes. Esta decisión de modelamiento tiene su base en que, por una parte, los tomadores de decisión no consideran los siguientes 30 años en forma determinista, y que resolver 30 años con un modelo MILP no es logable con las capacidades computacionales actuales del Ministerio de Energía.

Así, cada subproblema que se resuelve en la planificación con horizonte móvil puede ser ajustado de acuerdo con las necesidades de los resultados y la certeza que se espera en las proyecciones. Por ejemplo, para el corto plazo se puede utilizar una cantidad de meses representativos mayores que para el largo plazo, con el objetivo de informar de la mejor manera las decisiones de corto plazo, a la vez que se balancea el tiempo total de cómputo del horizonte de 30 años.

4.4. Análisis y obtención de resultados

El proceso de obtención de resultados se desarrolla de manera secuencial a partir de la interacción entre el modelo de proyección energética y el modelo de expansión del SEN. En una primera etapa, el modelo de proyección energética estima las trayectorias de demanda energética final por sector, energético y región para cada Escenario Energético Preliminar. Posteriormente, la demanda eléctrica regional resultante se utiliza como insumo del modelo de expansión del SEN, mediante el cual se estiman los requerimientos de generación, almacenamiento y transmisión, así como la identificación de provincias candidatas a polos de desarrollo de generación eléctrica.

Los resultados de ambos modelos son analizados por épocas y contrastados con las métricas de desempeño definidas para el proceso. Entre ellas se consideran referencias normativas relevantes, como la evolución de la intensidad energética del país, en línea con la Ley de Eficiencia Energética, y la coherencia de los escenarios con los presupuestos sectoriales de emisiones de GEI definidos en el contexto de la Ley Marco de Cambio Climático. Esta revisión se utiliza como antecedente para el análisis del desempeño de cada escenario y no como una evaluación formal de cumplimiento. A

lo anterior se suman criterios de resiliencia y vertimiento de generación eléctrica. Cuando se identifican desviaciones relevantes, las trayectorias de acciones son ajustadas iterativamente para mejorar la coherencia técnica de los escenarios con el fin dar cumplimiento a las métricas de la forma más eficiente posible.

5. PROYECCIONES ENERGÉTICAS

A partir de la estructura metodológica descrita en la sección anterior, este capítulo presenta los principales parámetros sectoriales utilizados para proyectar la demanda energética y los resultados obtenidos para el horizonte de análisis. Mientras la sección 4.2 describe la formulación general del modelo, la presente sección detalla la forma en que dicha estructura se implementa en cada sector de consumo, considerando sus niveles de actividad, intensidades energéticas, eficiencias, participaciones tecnológicas y de energéticos. Cabe destacar que la definición de cada sector de consumo se basa en la cuarta revisión de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas²⁹.

Los parámetros utilizados en la modelación varían según las características de cada sector, la disponibilidad de información y las acciones consideradas en cada escenario. En términos generales, la evolución de los niveles de actividad se estima a partir de modelos econométricos basados en variables económicas, demográficas y de precios, tales como el PIB, la población y los precios de combustibles. No obstante, cuando existe información sectorial específica, por ejemplo, producción física o proyecciones institucionales, esta es utilizada como insumo prioritario para representar la dinámica propia de cada subsector. Asimismo, las trayectorias de eficiencia, sustitución tecnológica y participación de energéticos responden a los supuestos definidos para cada Escenario Energético Preliminar y a las particularidades de cada sector.

Dado que el objetivo del modelo es proyectar el consumo energético, el nivel de actividad constituye una variable auxiliar utilizada para representar la evolución de la demanda energética. Por lo tanto, las variables seleccionadas para representar el nivel de actividad de cada subsector (por ejemplo, toneladas de cemento producido o masa de productos lácteos) se emplean como indicadores agregados de la dinámica de cada subsector y no necesariamente como una estimación directa de la localización regional de la producción física.

En el año base, el nivel de actividad utilizado como indicador no siempre coincide con la distribución regional de los consumos registrados en el Balance Nacional de Energía, ya que estos últimos incorporan actividades complementarias como almacenamiento, distribución o procesamiento secundario. Para evitar intensidades energéticas distorsionadas a nivel local (por ejemplo, por

²⁹ Disponible en: <https://unstats.un.org/unsd/classifications/Econ>

registros de producción igual a cero), el nivel de actividad se estima inicialmente a escala nacional y posteriormente se distribuye entre las regiones utilizando como ponderador la participación histórica de cada una en el consumo energético del subsector. Este procedimiento constituye un criterio de calibración que asegura la consistencia de las intensidades energéticas iniciales. Para las proyecciones, la distribución regional de la actividad se acopla a las dinámicas de cada región en particular.

La sección se organiza en dos bloques principales. En primer lugar, se presentan los parámetros del modelo por sector de consumo, describiendo los principales insumos, fuentes de información y supuestos utilizados en los sectores de consumo. Posteriormente, se presentan los resultados de las proyecciones energéticas, incluyendo la evolución de la demanda por sector, energético y región, así como aquellos resultados específicos que sirven de insumo para los análisis posteriores del sistema energético.

5.1. Parámetros del modelo por sector de consumo

5.1.1. Transporte

El sector transporte comprende los consumos energéticos asociados a la prestación de servicios de transporte de pasajeros y carga dentro del territorio nacional, tanto de carácter público como privado, considerando los distintos medios y modos de transporte. En línea con la estructura metodológica del Balance Nacional de Energía, el sector transporte se desagrega en los subsectores de transporte terrestre, ferroviario, aéreo, marítimo y por ducto. Asimismo, para efectos de la modelación energética utilizada en el presente proceso de planificación, dicha desagregación es profundizada a un mayor nivel de detalle, incorporando segmentaciones específicas según tipo de transporte, servicio y/o ámbito operacional.

Cabe señalar que, para el caso del transporte terrestre, se consideran únicamente los consumos asociados a desplazamientos efectuados en vías públicas, excluyéndose aquellos consumos realizados al interior de instalaciones productivas o faenas, los cuales son asignados al sector de consumo correspondiente. Por ejemplo, los consumos energéticos asociados a maquinaria y vehículos utilizados al interior de operaciones mineras son contabilizados dentro del sector minería.

El sector transporte corresponde a uno de los principales consumidores de energía final del país. En 2024, representó un 33,7% del consumo final nacional, equivalente a 111 Pcal, y su matriz energética se caracterizó por una alta dependencia de derivados del petróleo, los cuales alcanzaron una participación de 98,8% del consumo sectorial.

Al interior del sector, el transporte terrestre concentra la mayor parte del consumo energético, con aproximadamente un 83,7% del total en 2024. Le siguen el transporte aéreo, con un 12,4%, mientras

que los subsectores marítimo, ferroviario y por ducto presentan participaciones considerablemente menores, equivalentes a 2,6%, 0,85% y 0,38%, respectivamente.

Metodología general del sector transporte

La proyección de demanda energética del sector transporte se basa en la estimación de variables de niveles de actividad, utilizando pasajeros-kilómetro (PKM) para el transporte de pasajeros y toneladas-kilómetro (TKM) para el transporte de carga. Para ello, en una primera etapa se construyen y calibran las series históricas observadas para los distintos subsectores modelados, incluyendo transporte terrestre, ferroviario, marítimo y aéreo, los cuales son posteriormente proyectados mediante modelos econométricos regionales con variables económicas y de precio de combustibles.

A partir de dichas proyecciones de niveles de actividad, se estiman los consumos energéticos mediante cálculos asociados a intensidad energética, rendimiento energético y participación de combustibles para las distintas tecnologías, entre otros parámetros que serán descritos en las siguientes subsecciones (ver Figura 5).

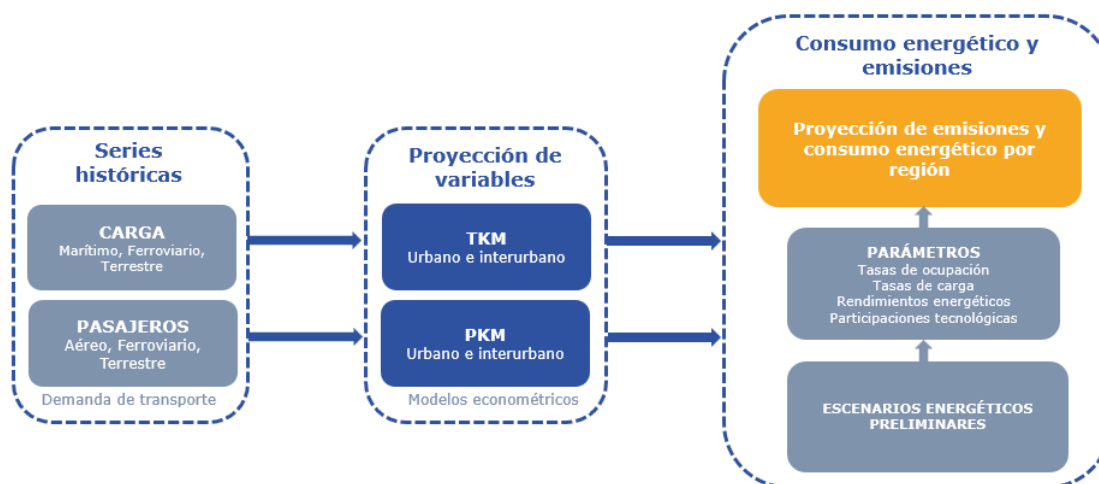


Figura 5. Esquema metodológico de proyección de demanda energética y emisiones del sector transporte

Estimación de niveles de actividad

Las series históricas de niveles de actividad utilizadas en la modelación del sector transporte son construidas a partir de distintas fuentes de información sectorial, dependiendo del modo de transporte considerado. En términos generales, se utilizan antecedentes de consumo energético, estadísticas de transporte, parque vehicular, rendimientos energéticos y registros operacionales provenientes de organismos sectoriales especializados, tales como la Agencia de Sostenibilidad Energética, la Junta de Aeronáutica Civil (JAC), la Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante (DIRECTEMAR) y el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), entre otros. El detalle de las fuentes de información utilizadas para la construcción de los niveles de actividad y parámetros

específicos de cada modo de transporte se presenta en las subsecciones correspondientes y en el Anexo 9.1.1. Las metodologías empleadas son consistentes con ejercicios previos de modelación desarrollados por el Ministerio de Energía, y en el marco de los proyectos MAPS-Chile del Ministerio del Medio Ambiente³⁰ y STEP³¹ del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones y el Ministerio de Energía.

La construcción de las series históricas presenta diferencias metodológicas entre modos de transporte. En aquellos casos donde la actividad no es directamente observable de manera sistemática, como ocurre principalmente en el transporte terrestre, los niveles de actividad son estimados a partir de variables derivadas asociadas al consumo energético y parámetros operacionales. Por su parte, en modos como el transporte aéreo, ferroviario y marítimo, las series históricas pueden ser obtenidas o aproximadas directamente mediante estadísticas sectoriales específicas de pasajeros transportados y carga movilizada por kilómetro.

Las metodologías específicas utilizadas para cada modo de transporte se describen en las subsecciones correspondientes.

Proyección de niveles de actividad

La proyección de los niveles de actividad del sector transporte se desarrolla mediante modelos econométricos regionales contruidos a partir de series históricas de PKM y TKM, actividad económica y precios de combustibles, permitiendo estimar la evolución futura de los principales indicadores utilizados en la modelación sectorial.

En el contexto de la actualización de insumos para el proceso PELP 2028–2032, se realizó una revisión y reestimación de los modelos econométricos utilizados para proyectar los niveles de actividad asociados al transporte de pasajeros y carga. En particular, se actualizaron los modelos correspondientes a pasajeros-kilómetro urbanos, pasajeros-kilómetro interurbanos, toneladas-kilómetro del transporte terrestre de carga y toneladas-kilómetro ferroviarios.

La actualización metodológica respondió principalmente a la necesidad de corregir ciertas distorsiones observadas en las especificaciones utilizadas en ejercicios anteriores, particularmente discontinuidades entre el último año histórico y el primer año proyectado, así como trayectorias de corto plazo inconsistentes con la evolución reciente de las series históricas observadas. En este contexto, el ejercicio tuvo como objetivo mejorar la coherencia económica y la trazabilidad

³⁰ Proyecto MAPS-Chile (*Mitigation Action Plans and Scenarios*), impulsado por el Ministerio del Medio Ambiente. Más información disponible en: <https://mma.gob.cl/cambio-climatico/proyecto-maps-chile/>

³¹ Actualización metodológica del Modelo de Consumo Energético y Emisiones para el Sector Transporte (STEP) Etapa II - Centro de Energía FCFM, Universidad de Chile, 2022. Más información disponible en: <https://biblioteca.mtt.gob.cl/documento/e1c35fad-4f27-4dc8-88be-2c9509de56a0>

metodológica de las proyecciones regionales utilizadas posteriormente como insumo para la modelación energética sectorial.

Las estimaciones econométricas consideran como los principales drivers el PIB regional y precios de combustibles, diferenciados según subsector de transporte. En términos generales, para el transporte urbano de pasajeros se incorporan variables asociadas a gasolina, mientras que, para el transporte interurbano de pasajeros, transporte terrestre de carga y transporte ferroviario se consideran variables asociadas a diésel.

La estructura general utilizada en las estimaciones corresponde a:

$$\ln(Y_t) = \alpha + \beta_1 \cdot \ln(PIB_t) + \beta_2 \cdot \ln(COMB_t) + \beta_3 \cdot DUMMY_t + \varepsilon_t$$

Donde,

Y_t es la variable de transporte proyectada.

PIB_t es PIB de la región t.

$COMB_t$ es el precio del combustible.

$DUMMY_t$ son las eventuales variables de quiebre estructural incorporadas en algunas especificaciones regionales post pandemia.

Las series regionales de PIB corresponden a datos reales encadenados publicados por el Banco Central de Chile. Para efectos de proyección, se utilizó la trayectoria de crecimiento del PIB nacional desarrollada por el Ministerio de Hacienda, la cual fue posteriormente regionalizada utilizando la distribución observada del PIB regional reportada por el Banco Central de Chile. Dicha participación regional se mantuvo constante respecto del último año observado durante el horizonte de proyección, considerando las limitaciones metodológicas y de información existentes para desarrollar proyecciones regionales de PIB consistentes de largo plazo.

Subsectores transporte

Transporte terrestre

El subsector transporte terrestre³² corresponde al componente de mayor nivel de desagregación dentro de la modelación sectorial, debido a la diversidad de categorías vehiculares, tecnologías y combustibles representados. Asimismo, concentra la mayor parte del consumo energético del sector transporte y constituye el principal determinante de la evolución de la demanda energética sectorial en el largo plazo. En 2024, este subsector registró un consumo energético de 92,9 Pcal, explicado

³² En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de transporte terrestre de carga y pasajeros contenidas en el Grupo 492 (Otras actividades de transporte por vía terrestre).

casi en su totalidad por derivados del petróleo, que representaron un 99,6% del consumo. La electricidad y el gas natural tuvieron participaciones menores, equivalentes a 0,3% y 0,1%, respectivamente. La representación del subsector transporte terrestre considera una diferenciación entre transporte de pasajeros y transporte de carga, incorporando además segmentaciones urbano e interurbano según corresponda. El detalle de las categorías vehiculares modeladas, tecnologías representadas y combustibles considerados para cada segmento se presenta en el Anexo 9.1.1.

La construcción de las series históricas de pasajeros-kilómetro (PKM) y toneladas-kilómetro (TKM) para el subsector transporte terrestre se desarrolla utilizando antecedentes de consumo de combustibles, parque vehicular, niveles de actividad, rendimientos energéticos, tasas de ocupación y tasas de carga. Este enfoque permite representar explícitamente la relación entre actividad de transporte, composición modal y consumo energético, así como incorporar cambios tecnológicos y modificaciones en la participación modal del subsector.

Las series históricas de actividad para el transporte terrestre son estimadas mediante las siguientes expresiones:

$$PKM_t = \sum_i C C_t \cdot X_{i,t} \cdot TO_{i,t} \cdot FdC_{i,t} \cdot 1000$$

$$TKM_t = \sum_i C C_t \cdot X_{i,t} \cdot TC_{i,t} \cdot FdC_{i,t} \cdot 1000$$

Donde,

PKM_t es la demanda de transporte de pasajeros en el año t [pas-km].

TKM_t es la demanda de transporte de carga en el año t [ton-km].

CC_t es el consumo de combustible en el año t [m3].

$X_{i,t}$ es la participación del modo i en el consumo de combustibles del año t [-].

$TO_{i,t}$ es la tasa de ocupación promedio del modo i en el año t [pas-veh].

$TC_{i,t}$ es la tasa de carga promedio del modo i en el año t [ton/veh].

$FdC_{i,t}$ es el rendimiento energético promedio del modo i en el año t [km/L].

Luego, la estimación del consumo energético del subsector se desarrolla a partir de la demanda de transporte proyectada por región, las cuales son posteriormente transformados en niveles de actividad vehicular mediante parámetros operacionales asociados a partición modal, tasas de ocupación y composición vehicular. A partir de ello, se estiman los consumos de combustibles para cada categoría vehicular y energético representado en el modelo.

En particular, la metodología considera la cuantificación del consumo de combustible por categoría vehicular y energético, con el objetivo de estimar matrices de participación modal en el consumo de combustibles por región. Para ello, el consumo de combustible por categoría se estima mediante la siguiente expresión:

$$NA_{i,j} = \frac{PKM_t \cdot PM \cdot X_v}{TO_{i,t}}$$

$$CC_{i,j} = N_{i,j} \cdot \frac{NA_{i,j}}{FdC_{i,j} \cdot 1000}$$

Donde,

$CC_{i,j}$ es el consumo de combustible de la categoría i y combustible j [m^3].

$N_{i,j}$ es el número de vehículos de la categoría i y combustible j [veh].

$NA_{i,j}$ es el nivel de actividad promedio de la categoría i y combustible j [km/año].

$FdC_{i,j}$ es el rendimiento promedio de combustible del modo i y combustible j [km/L].

PM es la proporción de partición modal urbana o interurbana categoría i [-].

$TO_{i,t}$ son las tasas de ocupación promedio del modo i [pas-veh].

X_v : proporción de vehículos livianos/medianos [-].

Las proyecciones del subsector transporte terrestre incorporan la evolución de los principales parámetros que determinan el consumo energético, incluyendo niveles de actividad, rendimientos energéticos y participación tecnológica de las distintas categorías vehiculares. En el caso de la actividad de transporte, las trayectorias de pasajeros-kilómetro (PKM) y toneladas-kilómetro (TKM) son obtenidas a partir de los modelos econométricos descritos previamente, permitiendo representar la evolución esperada de la demanda de transporte de pasajeros y carga por región.

Adicionalmente, el modelo incorpora trayectorias de participación tecnológica diferenciadas por segmento de transporte, permitiendo representar la adopción progresiva de tecnologías de bajas emisiones en el horizonte de planificación. Estas trayectorias constituyen un supuesto de entrada del modelo y determinan la proporción del nivel de actividad que es atendida por cada tecnología en los distintos segmentos de transporte. En particular, se considera una penetración creciente vehículos eléctricos en los segmentos livianos, medianos, taxis y buses, mientras que en transporte de carga se incorpora, adicionalmente, el uso de hidrógeno en aquellos segmentos donde la electrificación presenta mayores restricciones operacionales. Las trayectorias adoptadas son consistentes con los lineamientos de la Estrategia Nacional de Electromovilidad 2030³³ y la actualización 2026 de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados. El detalle de las trayectorias de participación

³³ Estrategia Nacional de Electromovilidad 2030, Ministerio de Energía, 2026. Disponible en:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_nacional_de_electromovilidad_2030.pdf

tecnológica consideradas para los principales segmentos del transporte terrestre se presenta en el Anexo 9.1.1.

Finalmente, la representación del subsector transporte terrestre se basa en la integración de múltiples fuentes de información sectorial, orientadas a caracterizar el consumo energético, el parque vehicular, los niveles de actividad y los principales parámetros operacionales utilizados en la modelación. En aquellos casos en que se dispone de información actualizada, esta es incorporada en la calibración del subsector; cuando no se cuenta con nuevos antecedentes, se mantienen los parámetros utilizados en el proceso de planificación energética vigente, resguardando la consistencia metodológica con ejercicios anteriores. El detalle de las fuentes, parámetros y supuestos utilizados se presenta en el Anexo 9.1.1, junto con los antecedentes de estructura sectorial y modelación del presente ejercicio.

Transporte aéreo

El subsector transporte aéreo³⁴ corresponde al segundo mayor consumidor energético dentro del sector transporte, registrando un consumo de 13,8 Pcal en 2024, concentrado casi en su totalidad en kerosene de aviación. Su modelación se basa principalmente en la demanda de transporte aéreo de pasajeros a nivel nacional, representada mediante la proyección regional de PKM, permitiendo posteriormente estimar los requerimientos energéticos asociados al transporte aéreo.

La serie histórica de PKM del modo aéreo fue construida directamente a partir de información estadística proveniente de la Junta de Aeronáutica Civil (JAC)³⁵. A partir de dichas series históricas, se desarrollan proyecciones regionales de demanda mediante modelos econométricos consistentes con la metodología general descrita en la sección de proyección de niveles de actividad.

En términos generales, el consumo energético regional del modo aéreo se estima mediante la siguiente expresión:

$$CE_{r,t} = PKM_{r,t} \times IE_t$$

Donde,

$CE_{r,t}$ es el consumo energético del modo aéreo de la región r en el período t .

$PKM_{r,t}$ es la proyección de demanda asociada al transporte aéreo de pasajeros de la región r en el período t [pas-km].

³⁴ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de transporte por vía aérea contenidas en la División 51.

³⁵ Informes estadísticos mensuales del tráfico aéreo, Junta de Aeronáutica Civil (JAC), 2024. Disponible en: <https://www.jac.gob.cl/estadisticas/informes-estadisticos-mensuales-del-trafico-aereo/>

IE_t es la intensidad energética del transporte aéreo en el período t [unidad de energía/pas-km].

La representación del subsector transporte aéreo considera una diferenciación entre transporte comercial y transporte privado, incorporando los principales combustibles utilizados históricamente en la aviación nacional. En este contexto, la modelación representa el consumo de kerosene de aviación y gasolina de aviación. Asimismo, se incorporan combustibles sintéticos para aviación en el horizonte de largo plazo, en coherencia con los lineamientos de la actualización 2026 de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados y la Hoja de Ruta SAF 2050³⁶.

Sobre esta base, la modelación incorpora trayectorias de participación tecnológica que representan la proporción del nivel de actividad (PKM) que es atendida por cada tipo de combustible. En particular, se considera una participación dominante de kerosene de aviación en el corto y mediano plazo, junto con una incorporación progresiva de combustibles sintéticos en el largo plazo como principal alternativa de descarbonización del subsector. El detalle de las trayectorias de participación consideradas para cada escenario se presenta en el Anexo 9.1.1 .

Transporte marítimo

La representación metodológica del subsector³⁷ se desarrolla mediante la proyección regional de TKM, permitiendo posteriormente estimar los requerimientos energéticos asociados al transporte marítimo nacional de carga asociada a cabotaje. Este subsector registró un consumo de 2,9 Pcal en 2024, concentrado principalmente en petróleo diésel (81%) y petróleo combustible (18%).

La serie histórica de demanda de transporte marítimo nacional por región es estimada a partir de información publicada por DIRECTEMAR en el Boletín Estadístico Marítimo³⁸, utilizando antecedentes de transporte de cabotaje para la construcción de las series regionales de actividad.

Las proyecciones regionales de actividad se desarrollan mediante modelos econométricos consistentes con la metodología general descrita en la sección anterior. En este contexto, se adoptan las proyecciones utilizadas en el PELP vigente (2023–2027), manteniendo los niveles y tendencias definidos para el subsector. Posteriormente, el consumo energético regional se estima mediante factores de intensidad energética y participaciones de combustibles asociadas al transporte marítimo nacional.

³⁶ Hoja de Ruta SAF 2050. Combustibles de Aviación Sostenibles, Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, Junta de Aeronáutica Civil y otros, 2024. Disponible en:

https://vueloлимпio.cl/wp-content/uploads/2024/08/Hoja_de_Ruta_SAF_2050.pdf

³⁷ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de transporte por vía acuática contenidas en la División 50.

³⁸ Disponible en: <https://www.directemar.cl/directemar/site/edic/base/port/boletines.html>

En términos generales, el consumo energético regional del subsector marítimo se estima mediante la siguiente expresión:

$$CE_{r,t,f} = TKM_{r,t} \times IE_t \times P_f$$

Donde,

$CE_{r,t,f}$: consumo energético del modo marítimo nacional de la región r, en el período t, para el combustible f [m3].

$TKM_{r,t}$ es la proyección de demanda asociada al transporte marítimo nacional de carga de la región r en el período t [ton-km].

IE_t es la intensidad energética del transporte marítimo en el periodo t [unidad de energía/ton-km].

P_f es la participación del combustible f en el consumo energético del modo marítimo [-].

La representación del subsector marítimo incorpora, además, trayectorias de participación tecnológica y energética asociadas a los combustibles utilizados en el transporte marítimo nacional y en el búnker marítimo. Tanto para el transporte marítimo nacional, como para búnker marítimo, estas trayectorias permiten distribuir el consumo energético estimado a partir de los niveles de actividad proyectados entre combustibles convencionales y combustibles alternativos de bajas emisiones.

Los niveles de participación considerados provienen de los lineamientos establecidos en la actualización 2026 de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados y son utilizados como insumos para la definición de los escenarios del presente ejercicio. El detalle de los niveles de participación de combustibles considerados para el transporte marítimo nacional y el búnker marítimo en los escenarios del presente ejercicio se presenta en el Anexo 9.1.1.

Transporte ferroviario

La modelación del subsector³⁹ considera una diferenciación entre transporte ferroviario de pasajeros y transporte ferroviario de carga, incorporando servicios urbanos e interurbanos según disponibilidad de información estadística. Durante 2024, la demanda energética del subsector alcanzó las 0,94 Pcal, donde la electricidad representó el 53% del consumo y el petróleo diésel el 47% restante.

³⁹ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de transporte de carga y pasajeros por vías ferroviarias, contenidas en el Grupo 491 (Transporte por ferrocarril).

La información de demanda de carga ferroviaria es obtenida a partir de antecedentes publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) disponibles a nivel nacional⁴⁰. Posteriormente, la demanda es asignada regionalmente según los servicios ferroviarios de carga existentes a nivel nacional y, a partir de las series históricas construidas, se desarrollan modelos econométricos regionales para proyectar la demanda de TKM del subsector.

En términos generales, el consumo energético asociado al transporte ferroviario de carga se estima mediante la siguiente expresión:

$$CE_{f,carga} = \frac{TKM_f}{TC_f \times FdC_{f,carga}}$$

Donde,

$CE_{f,carga}$ es el consumo energético del modo ferroviario de carga.

TKM_f es la demanda de toneladas-kilómetro del transporte ferroviario [ton-km].

TC_f es la tasa de carga promedio del modo ferroviario [ton/convoy].

$FdC_{f,carga}$ es el factor de consumo del modo ferroviario de carga [km-convoy/unidad de energía].

En el caso del transporte ferroviario de pasajeros urbano e interurbano, las series históricas de pasajeros-kilómetro (PKM) son construidas utilizando antecedentes de pasajeros transportados disponibles en registros operacionales de empresas ferroviarias, complementados con antecedentes del Instituto Nacional de Estadísticas. Asimismo, se incorporan antecedentes facilitados por el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, los cuales permiten fortalecer la consistencia y cobertura de la información utilizada para la elaboración de las series de actividad.

Transporte por ducto

El transporte por ducto⁴¹ corresponde a un subsector asociado al traslado de hidrocarburos y otros fluidos mediante infraestructura dedicada, incluyendo oleoductos y gasoductos. En 2024, este subsector registró un consumo de 0,42 Pcal, asociado principalmente al uso de electricidad (97%).

Su representación se realiza de manera agregada, utilizando como principal antecedente la información reportada en el Balance Nacional de Energía. En este contexto, la serie temporal del subsector se proyecta manteniendo constante el último valor disponible informado en el BNE, durante todo el horizonte de proyección. Esta aproximación permite preservar la consistencia con la

⁴⁰ Disponible en: <https://www.ine.gob.cl/estadisticas-por-tema/servicios/telefonía-correspondencia-medios-de-transporte-y-otros>

⁴¹ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades contenidas en el Grupo 493 (Transporte por ductos o tuberías).

información energética oficial disponible, evitando incorporar supuestos adicionales no respaldados por antecedentes sectoriales específicos.

5.1.2. Industria

El año 2024, el sector Industria registró un consumo energético de 65,5 Pcal, representando el 19,7% del consumo final de energía del país. Los energéticos consumidos se distribuyeron principalmente en electricidad (27,1%), biomasa (18,6%), gas natural (16,3%), diésel (13,8%), licor negro (8,3%), gas licuado de petróleo (6,1%) y petróleo combustible (4,9%).

Para proyectar la demanda energética del sector, este sector se desagrega en diez subsectores y estos, a su vez, en los procesos de consumo energético motriz, térmico y en otros usos eléctricos.

La variación del nivel de actividad es propia de cada sector y es detallada en la descripción de cada uno. Por su parte, la intensidad energética de cada proceso de consumo en cada subsector decrece a una tasa anual del 0,45% hasta 2050 en los escenarios exploratorios, en línea con las medidas implementadas en el sector Industria según los reportes de seguimiento de los Sistemas de Gestión de Energía, mientras que, en los escenarios normativos, este decrecimiento es del 1,9% anual hasta 2030, 1% de 2031 a 2044 y 0,6% de 2045 a 2050, en línea con el PSMA, ajustados por la proporción de consumo por parte de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE), en los porcentajes que se muestran en la Tabla 3, manteniendo el mismo nivel del ejercicio de modelación vigente (PELP 2023-2027).

Tabla 3. Porcentaje del consumo por parte de Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía por subsector.

Subsector	Porcentaje de consumo CCGE
Cemento	71%
Azúcar	98%
Industrias Varias	65%
Papel y Celulosa	100%
Pesca	27%
Petroquímica	38%
Siderurgia	100%

Así también, la eficiencia en el consumo de cada energético sigue una trayectoria constante en los escenarios exploratorios, mientras que en los normativos se incorpora la medida de estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) en motores para los consumos motrices, pasando de una eficiencia del 87,9% al 89,5%, a partir de 2030.

Finalmente, la participación porcentual de los energéticos varía tanto en los escenarios exploratorios como en los normativos a raíz de la incorporación del hidrógeno en procesos térmicos, de acuerdo con la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados, y del reemplazo de diésel por

electricidad en Industrias Varias, de acuerdo con el PSMA. El detalle de las trayectorias de participación energética consideradas por escenario se presenta en el Anexo 9.1.2.

Subsectores Industria

Industrias Varias

Este subsector⁴² agrupa las ramas de producción y procesamiento del sector industria que, al no contar con información estadística lo suficientemente desagregada, no se modelan de forma independiente. Abarca el resto de las actividades manufactureras no contempladas en los subsectores principales, incluyendo consumos de la industria alimentaria, bebidas, textiles, madera, productos químicos y metalmecánica, entre otros.

En 2024, Industrias Varias registró un consumo energético de 26,9 Pcal, correspondiente a un 41,1% del consumo final del sector Industria. Este subsector se caracteriza por una matriz diversificada de consumos, que incluye electricidad (32,4%), gas natural (28,7%), petróleo diésel (16,1%) y, en menor medida, biomasa (8,1%), dependiendo de la actividad específica considerada.

En este subsector, el nivel de actividad se representa mediante un indicador construido a partir del consumo energético histórico, utilizado como variable sustituta de la actividad económica agregada del conjunto de industrias que lo componen. Esta aproximación responde a la alta heterogeneidad del subsector y a la ausencia de indicadores homogéneos de producción física que permitan representar de manera consistente la evolución de las distintas actividades incluidas. El nivel de actividad proyectado depende tanto de la evolución histórica del subsector como de los niveles de PIB proyectados por el Ministerio de Hacienda. En consecuencia, las proyecciones difieren entre los escenarios exploratorios y normativos en función de las trayectorias de PIB consideradas, de acuerdo con la siguiente ecuación de regresión:

$$\ln (NA_t) = \alpha + \beta_1 \ln (NA_{t-1}) + \beta_2 \ln (PIB_t) + \beta_3 \ln (PIB_{t-1})$$

Donde,

NA_t corresponde al indicador del nivel de actividad del subsector en el año t, construido a partir del consumo energético histórico, medido en Tcal.

PIB_t corresponde al producto interno bruto nacional el año t.

α, β_1, β_2 y β_3 corresponden a los coeficientes estimados de la regresión.

⁴² En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades industriales contenidas en las Divisiones 1 y 2, 10 a 16, 18 y 21 a 32, excluyendo las actividades vinculadas a otros subsectores modelados.

Por su parte, la participación de los distintos energéticos en los escenarios normativos evoluciona en función de la medida de reemplazo de diésel en usos motrices, en línea con el PSMA, alcanzando una sustitución del 56% al año 2057. Asimismo, se considera la adopción de hidrógeno en usos térmicos, desplazando gas natural en un 1% al año 2057, en línea con la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados. El detalle de las trayectorias de participación energética consideradas por escenario se presenta en el Anexo 9.1.2.

Papel y Celulosa

Este subsector⁴³ representa una de las ramas con mayor intensidad energética dentro del sector, estando directamente vinculado a la producción de pulpa y diversos derivados forestales. El sector se caracteriza por un uso intensivo de energía en procesos térmicos y eléctricos. Asimismo, se presenta una elevada integración y aprovechamiento energético de la biomasa y de los subproductos residuales generados en su propio proceso productivo.

En 2024, la industria de papel y celulosa registró un consumo energético de 25,1 Pcal, correspondiente a un 38,4% del consumo final del sector Industria. Este subsector se caracteriza por poseer una participación relevante de biomasa y licor negro (61%), seguido de electricidad (20%), petróleo combustible (10%) y gas natural (7%).

La actividad productiva del sector, utilizada como variable de nivel de actividad en la modelación, se obtiene a partir de estadísticas sectoriales de producción de celulosa publicadas por el Instituto Forestal⁴⁴ (INFOR), las cuales permiten caracterizar la evolución de la producción física del subsector. Para los años proyectados, en todos los escenarios, se considera un nivel de actividad sin variación, al nivel de 2024.

La adopción del hidrógeno en los usos térmicos del subsector se considera a partir de 2026 en los escenarios normativos, alcanzando un 2% de participación, desplazando gas natural. El detalle de las trayectorias de participación energética consideradas por escenario se presenta en el Anexo 9.1.2.

⁴³ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades industriales de la División 17 (Fabricación de papel y de productos de papel).

⁴⁴ Más información disponible en: https://wef.infor.cl/index.php/sector-forestal/industria-forestal/produccion/produccion-de-celulosa?view=comercio_ind_pro_celulosa

Agroindustria

Este subsector⁴⁵ representa las actividades industriales asociadas a la agricultura, ganadería, silvicultura y extracción de madera y presenta un consumo energético diversificado, con requerimientos tanto térmicos como eléctricos asociados a procesos productivos y de conservación.

En 2024, la agroindustria registró un consumo energético de 4,7 Pcal, correspondiente a un 7,1% del consumo final del sector Industria, de acuerdo con el Balance Nacional de Energía. Este subsector se caracteriza por un uso combinado principalmente de electricidad (52%), petróleo diésel (32%) y gas licuado (11%).

Cemento

Este subsector⁴⁶ representa principalmente la producción de clinker y cemento, procesos que requieren elevadas cantidades de energía térmica y eléctrica.

En 2024, la industria del cemento registró un consumo energético de 2,5 Pcal, correspondiente a un 3,8% del consumo final del sector Industria. Este subsector se caracteriza por un alto consumo de energía térmica, principalmente asociado a procesos de calcinación, complementado por el uso de electricidad en procesos de molienda, transporte de materiales y operación de equipos. Los energéticos consumidos se distribuyeron principalmente en coque de petróleo (73,7%) y electricidad (18,3%).

La producción de cemento, utilizada como variable de actividad, es obtenida a partir del índice de despacho de cemento publicados por la Cámara Chilena de la Construcción⁴⁷ para años históricos.

La estructura general utilizada para proyectar el nivel de actividad de Cemento corresponde a:

$$\ln (NA_t) = \alpha + \beta_1 \ln (NA_{t-1}) + \beta_2 \ln (PIB_t) + \beta_3 \ln (PIB_{t-1})$$

Donde,

NA_t corresponde al nivel de actividad, medido como toneladas de cemento producida el año t.

PIB_t corresponde al producto interno bruto nacional el año t.

α, β_1, β_2 y β_3 corresponden a los coeficientes estimados de la regresión.

⁴⁵ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de las Divisiones 01 y 02 (Agricultura, ganadería, caza y actividades de servicios conexas y Silvicultura y extracción de madera, respectivamente).

⁴⁶ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de fabricación de cemento contenidas en la Clase 2394 (Fabricación de cemento, cal y yeso).

⁴⁷ Más información disponible en: <https://cchc.cl/indicadores>

La adopción del hidrógeno en los usos térmicos del subsector se considera a partir de 2045 en los escenarios exploratorios, alcanzando un 14,3% de participación en 2057, y desde 2026 en los normativos, alcanzando un 82,9% de participación el 2057, desplazando gas natural. El detalle de las trayectorias de participación energética consideradas por escenario se presenta en el Anexo 9.1.2.

Construcción

En 2024, este subsector⁴⁸, registró un consumo de 2,2 Pcal, correspondiente a un 3,4% del consumo final del sector Industria.

La estructura general utilizada para proyectar el nivel de actividad de Construcción corresponde a:

$$\ln (NA_t) = \ln (NA_{t-1}) + \beta_t \cdot [\ln(PIB_t) - \ln (PIB_{t-1})]$$

$$\beta_t = 0,8 - \frac{0,2}{33}(t - 2024)$$

Donde,

NA_t corresponde al nivel de actividad del sector construcción en el año t.

PIB_t corresponde al producto interno bruto nacional en el año t.

β_t corresponde a la elasticidad del nivel de actividad del sector construcción respecto del PIB nacional en el año t.

Pesca

Este subsector corresponde a una actividad productiva asociada a la extracción y procesamiento de recursos marinos, incluyendo pesca industrial y actividades relacionadas con productos del mar⁴⁹. El subsector presenta un consumo energético asociado tanto a las labores extractivas como a los procesos de transformación industrial.

En 2024, la industria pesquera registró un consumo energético de 2,1 Pcal, correspondiente a un 3,2% del consumo final del sector Industria. Este subsector se caracteriza por un uso relevante de combustibles líquidos, principalmente petróleo diésel (57%) y petróleo combustible (14%), en las actividades de extracción, así como consumo de electricidad (14%) en procesos de procesamiento, refrigeración y conservación de productos.

⁴⁸ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende la construcción de edificios, obras de ingeniería civil y actividades especializadas de construcción contenidas en las Divisiones 41, 42 y 43.

⁴⁹ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de pesca y acuicultura contenidas en la División 03.

El nivel de actividad del subsector se representa mediante el volumen de extracción de recursos pesqueros, el cual constituye el principal motor del consumo energético. La caracterización de esta actividad se basa en información histórica proveniente de los Anuarios Estadísticos de Pesca y Acuicultura⁵⁰, los cuales permiten representar la evolución del sector.

El nivel de actividad se mantiene constante en el horizonte de proyección, en coherencia con la limitada capacidad de representar de manera agregada las dinámicas del sector y con la ausencia de fuentes de información que permitan estimar de forma robusta su evolución futura. En este contexto, la evolución del consumo energético se explica principalmente por la trayectoria de las intensidades energéticas y por cambios en la composición de los energéticos utilizados en los procesos productivos.

Siderurgia

Este subsector⁵¹ representa la actividad industrial asociada a la producción de acero y sus derivados, siendo un subsector relevante dentro del consumo energético industrial, particularmente por su intensidad en el uso de energía térmica y eléctrica en procesos productivos.

En 2024, la industria siderúrgica registró un consumo energético de 1,3 Pcal, correspondiente a un 1,9% del consumo final del sector Industria. Este subsector se caracteriza por el uso de combustibles fósiles en procesos térmicos, complementados con consumo eléctrico en procesos de transformación y operación de equipos industriales. Los energéticos con mayor participación en este subsector corresponden a la electricidad (37,8%), gas de coque (29,4%) y gas natural (19,6%).

El nivel de actividad del sector corresponde a la producción de acero, la cual constituye el principal impulsor del consumo energético del subsector. La información de actividad y antecedentes sectoriales utilizados para su caracterización provienen de las principales compañías⁵² productoras de acero a nivel nacional.

En los últimos años, el consumo energético del sector ha evidenciado una disminución asociada principalmente al cese de operaciones de la Compañía Siderúrgica Huachipato en la Región del Biobío, lo que incide directamente en la demanda energética del subsector en la región. Como supuesto de este modelo, no se considera producción entre los años 2025 y 2027, retomando con una producción del 25%, respecto del año 2024, entre 2028 y 2031 y luego con un 75% a partir de

⁵⁰ Anuarios Estadísticos de Pesca y Acuicultura, Servicio Nacional de Pesca y Acuicultura (SERNAPESCA), 2025. Disponible en: <https://www.sernapesca.cl/informacion-utilidad/anuarios-estadisticos-de-pesca-y-acuicultura/>

⁵¹ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades relativas a la industria básica de hierro y acero contenidas en el Grupo 241.

⁵² Más información disponible en: <https://www.aza.cl/sostenibilidad/reportes-de-sostenibilidad/> y en <https://www.cap.cl/memoria-integrada/>.

2032. Así también, el modelo no contempla las tecnologías de siderurgia de alto horno ni hornos de coque en sus proyecciones.

La adopción del hidrógeno en los usos térmicos del subsector se considera a partir de 2045 en los escenarios exploratorios, alcanzando un 3,9% de participación en 2057, y desde 2026 en los normativos, alcanzando un 22,8% de participación el 2057, desplazando gas natural.

Industria Láctea

Este subsector⁵³ corresponde a las actividades de producción y procesamiento de leche y sus derivados. En 2024, el sector registró un consumo energético de 0,4 Pcal, correspondiente a un 0,6% del consumo final del sector Industria.

El nivel de actividad del subsector se representa mediante la masa de productos lácteos elaborados anualmente, informado en los Cuadros Estadísticos de Leche y Productos Lácteos⁵⁴ del Instituto Nacional de Estadísticas. Respecto a las proyecciones, estas se mantienen constantes en el horizonte de proyección, en coherencia con la limitada disponibilidad de información sectorial desagregada que permita estimar de manera robusta su evolución futura, así como con la capacidad reducida de representar de forma agregada las dinámicas diferenciadas del subsector.

Azúcar

Este subsector⁵⁵ corresponde a una actividad agroindustrial asociada a la producción de azúcar refinada, históricamente vinculada al cultivo y procesamiento de remolacha azucarera en el país.

En 2024, la industria azucarera registró un consumo energético de 0,3 Pcal, correspondiente a un 0,4% del consumo final del sector Industria. Este subsector presenta un consumo energético asociado principalmente a procesos térmicos e industriales requeridos para la transformación de la materia prima en producto final, consumiendo principalmente carbón (84%), coque mineral (8%), electricidad (2,4%) y gas natural (2,2%).

El nivel de actividad del subsector se vincula a la producción de azúcar, históricamente asociada al procesamiento de remolacha. No obstante, ante las transformaciones recientes del sector y la falta de datos robustos sobre su configuración futura, especialmente en torno a la sustitución de remolacha nacional por materia prima importada, el modelo mantiene la actividad constante en el

⁵³ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de elaboración de productos lácteos contenidas en la Clase 1050.

⁵⁴ Más información disponible en: <https://www.ine.gob.cl/estadisticas-por-tema/agricultura-y-medio-ambiente/leche-y-productos-lacteos>

⁵⁵ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de fabricación de azúcar contenidas en la Clase 1072 (Elaboración de azúcar).

horizonte de proyección. Así también, se asume que no se ejecutarán nuevos proyectos y que las plantas actuales operarán a capacidad estable para garantizar su viabilidad económica.

Petroquímica

En 2024, este subsector⁵⁶ registró un consumo energético de 0,05 Pcal, lo que representa el 0,08% del consumo final del sector Industria. Su matriz energética se caracteriza por una alta dependencia eléctrica (63%), complementada por el uso de gas natural (33%) y petróleo diésel (3%), principalmente.

La adopción del hidrógeno en los usos térmicos del subsector se considera a partir de 2026 en los escenarios normativos, alcanzando un 7,5% de participación en 2057, desplazando gas natural.

5.1.3. Minería

El año 2024, el sector Minería registró un consumo energético de 58,3 Pcal, representando el 17,49% del consumo final de energía del país. Los energéticos consumidos se distribuyeron principalmente en diésel (47,2%), electricidad (45,4%), gas natural (4,6%) y petróleo combustible (1,3%).

La producción minera se destina principalmente al mercado internacional, donde se proyecta una brecha entre la oferta y la demanda, especialmente en cobre y litio⁵⁷. Debido a esto, las proyecciones del sector asumen que no habrá limitaciones desde la demanda de los productos.

Los principales factores que se consideran en la proyección de la producción minera son la capacidad máxima de los proyectos⁵⁸, la situación económica mundial y coherencia con el crecimiento económico del país. Desde el punto de vista de la intensidad energética se considera una disminución en la ley del mineral en el caso del cobre y, para los escenarios exploratorios, se consideran los resultados de la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGE) por parte de las empresas categorizadas como Consumidores con Capacidad de Gestión de la energía (CCGE)⁵⁹.

Para proyectar la demanda energética del sector, este se desagrega en cinco subsectores (Cobre, Hierro, Litio, Nitratos y Compuestos de Potasio, y Minas Varias) y estos, a su vez, en los procesos de consumo energético motriz, térmico y en otros usos eléctricos. Dada la disponibilidad y calidad

⁵⁶ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas comprende, la producción de compuestos químicos derivados de hidrocarburos, tales como el metanol y otros productos intermedios, contenidas en la División 20.

⁵⁷ Tal como se muestra en el escenario *Announced Pledges* del Chile 2050 Energy Transition Roadmap (IEA, 2025).

⁵⁸ Lo que fue desarrollado a través de un trabajo técnico en conjunto con el Ministerio de Minería, además de las proyecciones de COCHILCO (hasta el 2034) y de la Agencia Internacional de Energía (desde el 2035 en adelante).

⁵⁹ Más información disponible en el Reporte Público 2025 – Avances en los Sistemas de Gestión de Energía: https://energia.gob.cl/sites/default/files/reporte_publico_2025_avances_sge.pdf

de la información sobre el subsector Cobre, este considera desagregaciones intermedias que contemplan la extracción del mineral, su procesamiento, servicios complementarios y obtención de agua de mar.

La variación del nivel de actividad es propia de cada sector y es detallada en la descripción de cada uno. Por su parte, la intensidad energética de cada proceso de consumo en cada subsector decrece a una tasa anual del 0,73% hasta 2050 en los escenarios exploratorios, en línea con las medidas implementadas en el sector según los reportes de seguimiento de los Sistemas de Gestión de Energía, mientras que, en los escenarios normativos, este decrecimiento es del 1,9% anual hasta 2030, 1% de 2031 a 2044 y 0,6% de 2045 a 2050, en línea con el PSMA, ajustados por la proporción de consumo por parte de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE), en los porcentajes que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4. Porcentaje del consumo por parte de Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía por subsector.

Subsector	Porcentaje de consumo CCGE
Cobre	100%
Hierro	100%
Litio	97%
Nitratos y Compuestos de Potasio	97%
Minas Varias	15%

Así también, la eficiencia en el consumo de cada energético sigue una trayectoria constante en los escenarios exploratorios, mientras que en los normativos se incorpora la medida de estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) en motores para los consumos motrices, pasando de una eficiencia de 87,95 a 89,5% desde 2030.

Subsectores Minería

Cobre

La extracción y procesamiento del cobre representó el 84,4% del consumo final de energía del sector Minería el 2024. En este subsector⁶⁰ se modela la extracción del material, su procesamiento, los servicios adjuntos y la obtención de agua de mar. En 2024 la extracción y la producción representaron el 45,5% y el 44,7%, respectivamente, del consumo energético del subsector, mientras que servicios el 4,3% y la desalación y traslado del agua de mar el 5,5%. Cabe mencionar que el modelo estima que la extracción consumió principalmente diésel (84,3%), mientras que el procesamiento principalmente electricidad (85,7%).

⁶⁰ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de extracción y fundición vinculadas a este mineral contenidas en la Clase 0729 (Extracción de otros minerales metalíferos no ferrosos).

Este subsector⁶¹ es modelado en sobre la base de los consumos en procesos motrices, térmicos y de otros usos eléctricos en cada una de las áreas de proceso de la producción del mineral. El nivel de actividad del subsector (toneladas de cobre fino) por región se calibra a partir de los datos de producción del Anuario de la Minería de Chile 2024 del Servicio Nacional de Geología y Minería⁶² (SERNAGEOMIN) y la proporción de consumo energético en cada área de proceso del Anuario de Estadísticas del Cobre y Otros Minerales 2005-2024 (COCHILCO, 2025). Para la proyección del nivel de actividad hasta 2034 se utilizan los escenarios de la Proyección de la Producción de Cobre en Chile, período 2024-2034, de la División de Estudios y Políticas Públicas de COCHILCO, vinculando el escenario de producción mínima al Escenario (1) Exploratorio Desfavorable, el de producción más probable al Escenario (2) Exploratorio Tendencial y el de producción máxima al Escenario (3) Exploratorio Favorable.

Esta vinculación no implica una equivalencia directa entre las proyecciones, sino que se conserva la jerarquía y la evolución relativa de los escenarios de producción de COCHILCO, pero se ajustan mediante un índice basado en la evolución del PIB, permitiendo una transición más gradual entre escenarios y evitando cambios discretos en las proyecciones.

Desde 2035 hasta 2040, el nivel de actividad disminuye un 12,5%, manteniéndose estable en los siguientes años, en línea con el escenario *Announced Pledges* del informe Chile 2050 Energy Transition Roadmap (IEA, 2025).

En el sector minero, la implementación de los Sistemas de Gestión de Energía por parte de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE) ha impulsado una disminución en la intensidad energética. Sin embargo, en el subsector Cobre se proyecta un aumento de este parámetro, ya que la caída sostenida en la ley del mineral exige un mayor consumo de energía por unidad de material procesado. Como evidencia de esta tendencia, en los últimos 20 años, la ley promedio del mineral de cobre en Chile disminuyó un tercio, pasando del 0,9% al 0,6% (IEA, 2026). Paralelamente, la energía consumida por unidad de producción se ha multiplicado por 1,9 según el Anuario de Estadísticas del Cobre y Otros Minerales 2025-2024 (COCHILCO, 2025).

Finalmente, la participación porcentual de los energéticos varía tanto en los escenarios exploratorios como en los normativos a raíz de la incorporación del hidrógeno en los procesos motrices de extracción en mina rajo, desplazando diésel. En los escenarios exploratorios entra en 2040, llegando a una participación del 5,6% en 2057, mientras que en los normativos ingresa en 2035 alcanzando un 17,2% en 2057.

⁶¹ Más información disponible en: <https://www.cochilco.cl/web/anuario-de-estadisticas-del-cobre-y-otros-minerales/>

⁶² Más información disponible en: <https://www.sernageomin.cl/>

Minas Varias

Este subsector⁶³ abarca la extracción y procesamiento de todos los minerales distintos de cobre, hierro, litio y nitratos y compuestos de potasio.

En 2024, este subsector representó el 9,5% del consumo final de energía del sector Minería y los principales energéticos consumidos fueron diésel (64,9%), electricidad (14%), gas natural (9,5%), kerosene de aviación (5,1%) y petróleo combustible (5,1%).

Dada la correlación que existe entre la minería y el PIB nacional, el nivel de actividad del subsector se proyecta mediante el siguiente modelo econométrico:

$$\ln(NA_t) = \beta_1 + \beta_2 \ln(PIB_t)$$

Donde,

NA_t corresponde al nivel de actividad del subsector Minas Varias en el año t.

PIB_t corresponde al producto interno bruto nacional en el año t.

β_1 y β_2 corresponden a los coeficientes estimados de la regresión.

Finalmente, respecto de la participación de los energéticos, ésta varía en los escenarios normativos debido a la implementación de medidas de electrificación de los procesos motrices y térmicos. Mientras que en los procesos térmicos la participación de electricidad pasa de un 14,9% en el año base a un 67% en 2057 en reemplazo de diésel que disminuye de 80,3% en el año base al 28% en 2057, en los procesos térmicos, la electricidad pasa de un 2,6% en el año base a un 36,1% en 2057 (diésel pasa del 23% en el año base a 0% en 2048 y desde ese año se considera una disminución en la participación de gas natural desde 38,2% a 27,5% en 2057).

Finalmente, respecto de la participación de los energéticos, esta varía en los escenarios normativos debido a la implementación de medidas de electrificación de los procesos motrices y térmicos. En los procesos motrices, la participación de la electricidad aumenta desde un 15% en el año base hasta un 67% en 2057, en reemplazo del diésel, cuya participación pasa de un 80,3 % a un 28% en el mismo período. Por su parte, en los procesos térmicos, la participación de la electricidad aumenta desde un 2,6% en el año base hasta un 36% en 2057. En este caso, el diésel reduce su participación desde un 23% en el año base hasta desaparecer completamente en 2048. A partir de ese año,

⁶³ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de extracción de minerales metálicos y la explotación de otras minas y canteras dentro de las Divisiones 07 y 08 (Extracción de minerales metalíferos y Explotación de otras minas y canteras, respectivamente).

también se considera una disminución gradual de la participación del gas natural, desde un 38% hasta un 27,5% en 2057.

Hierro

Este subsector⁶⁴ representó el 2,4% del consumo final de energía del sector Minería en 2024. Por otra parte, los principales energéticos consumidos se distribuyeron en diésel (46,4%), electricidad (44,4%) y carbón (9,2%).

A partir de 2025, para este subsector se considera que el nivel de actividad se mantiene constante al nivel promedio de los últimos 5 años (10,7 millones de toneladas anuales) dada la falta de información adicional sobre factores que afecten este nivel y que su variación interanual es relativamente estable alrededor de dicho valor.

Litio

Este subsector⁶⁵ representa la actividad de extracción y procesamiento de los compuestos de litio (carbonato, cloruro, sulfato e hidróxido), medidos en unidades de carbonato de litio equivalente. Este subsector, en conjunto con los nitratos y compuestos de potasio, representó el 3,7% del consumo final de energía del sector Minería en 2024, pero, dada su importancia para en el sector energético y considerando los compromisos de la Estrategia Nacional de Minerales Críticos⁶⁶, este proceso lo incorpora explícitamente a través de su propio subsector.

El nivel de actividad de este subsector se mide en toneladas de carbonato de litio equivalente por año. Sus valores históricos se obtienen del Anuario de Estadísticas del Cobre y Otros Minerales 2005-2024 (COCHILCO, 2025) y su proyección se basa en una prospectiva trabajada en conjunto con el Ministerio de Minería, que considera los proyectos actualmente en operación, de procesamiento en base a evaporación.

Por otra parte, la intensidad energética se estima en base a la intensidad histórica del subsector Salitre del Balance Nacional de Energía, dado el tipo de procesamiento y a que litio representaba alrededor del 50% del consumo de dicho subsector. La participación de los energéticos en cada proceso de consumo se estima a partir del consumo anual de cada energético según los reportes públicos de sostenibilidad de las empresas mineras y utilizando la misma distribución del subsector

⁶⁴ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de extracción de minerales vinculadas a este mineral dentro del Grupo 071 (Extracción de minerales de hierro).

⁶⁵ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas comprende, las actividades vinculadas al litio dentro de la Clase 0891 (Extracción de minerales para la fabricación de abonos y productos químicos).

⁶⁶ Objetivo 5.3.i de la Estrategia Nacional de Minerales Críticos del Ministerio de Minería (2026), disponible en: https://www.minmineria.gob.cl/estrategiademineralescriticos/doctos_descarga/20260130-Estrategia-Minerales-Criticos.pdf

Salitre. Para las proyecciones se supone un nivel de intensidad útil de energía fijo dado que la eventual aplicación de sistemas de gestión de energía u otras acciones serían contrarrestada por la menor concentración del mineral en yacimientos donde se prevé la extracción.

Nitratos y Compuestos de Potasio

Este subsector⁶⁷ considera la extracción y procesamiento de nitratos y de compuestos de potasio, que, en conjunto con el subsector litio, bajo el nombre de Salitre, representó el 3,7% del consumo final de energía del sector Minería en 2024. Por otra parte, los principales energéticos consumidos se distribuyeron en gas natural (37,3%), electricidad (28,1%) y diésel (27,2%).

Considerando que la actividad de este subsector está fuertemente vinculada a la demanda internacional, se utiliza el producto interno bruto de los países miembros de la OCDE como variable representativa de las condiciones económicas de los principales mercados consumidores. La estructura general utilizada para proyectar el nivel de actividad de Nitratos y Compuestos de Potasio corresponde a:

$$\ln(NA_t) = \alpha + \beta \ln(PIB_{OCDE,t})$$

Donde,

NA_t corresponde al nivel de actividad del subsector en el año t.

$PIB_{OCDE,t}$ corresponde al producto interno bruto de los países miembros de la OCDE en el año t.

α corresponde a la constante del modelo.

β corresponde a la elasticidad del nivel de actividad respecto del producto interno bruto de los países miembros de la OCDE.

5.1.4. Residencial

El año 2024, el sector Residencial registró un consumo energético de 60,4 Pcal, representando el 18,10% del consumo final de energía del país. Los energéticos consumidos se distribuyeron principalmente en biomasa (46,3%), electricidad (23,2%), gas licuado de petróleo (18,9%) y gas natural (10,1%).

El consumo energético anual del sector se divide en las categorías de Casas y Departamentos, debido principalmente a la diferencia en sus requerimientos térmicos y en los energéticos que consumen. A su vez, el consumo de cada categoría se distribuye en cinco usos principales:

⁶⁷ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades vinculadas a nitratos y compuestos de potasio dentro de la Clase 0891 (Extracción de minerales para la fabricación de abonos y productos químicos).

Calefacción, Climatización, Agua Caliente Sanitaria (ACS), Cocción y Otros Usos Eléctricos. Asimismo, las viviendas se distribuyen espacialmente según la zona climática a la que corresponde cada región y según su desempeño energético, el cual está determinado por la reglamentación térmica asignada con base en el año de su construcción.

Según el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), en Chile fueron censadas 7.642.716 viviendas (Censo, 2024). Por su parte, el Servicio de Impuestos Internos (SII) identifica 5.994.960 predios habitacionales, de los cuales el 73% corresponde a casas y el 27% restante a departamentos. Para efectos de la modelación, se asume que las 1.647.756 viviendas no catastradas por el SII carecen de un registro formal. Por lo tanto, se descarta que sean departamentos, clasificándose como casas y asumiendo que cuentan con la reglamentación térmica más baja. Para efectos de este análisis, las zonas climáticas corresponden a las siguientes:

- Zona Climática 1: Regiones de Arica y Parinacota, de Tarapacá, de Antofagasta, de Atacama, de Coquimbo y de Valparaíso.
- Zona Climática 2: Regiones Metropolitana de Santiago, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Biobío, del Ñuble, de La Araucanía, de Los Ríos y de Los Lagos.
- Zona Climática 3: Regiones de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo y de Magallanes y la Antártica Chilena.

Por su parte, la distribución de las viviendas según su desempeño térmico se determina a partir de su año de construcción, utilizando la información del mismo SII. Así, las viviendas construidas antes del año 2000 se consideran sin reglamentación o con Reglamentación Térmica 1 (RT1); las edificadas entre 2000 y 2006, con Reglamentación Térmica 2 (RT2); entre 2007 y 2025, con Reglamentación Térmica 3 (RT3); y a partir de 2026, con Reglamentación Térmica 4 (RT4), en línea con el incremento progresivo de las restricciones de transmitancia térmica de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción.

La proyección del número de viviendas en el tiempo se realiza con base en la población regional y la densidad habitacional. Según datos del Censo 2024, en Chile había 2,6 habitantes por vivienda. El modelo estima que, en el largo plazo (hacia 2057), este valor disminuirá a 2,3, en línea con la tendencia internacional. Así, la proyección regional se calcula para que el promedio ponderado nacional alcance dicho objetivo en 2057. Para ello, si el valor regional ya es inferior a 2,3, se mantiene constante; si es mayor, disminuye linealmente hasta que el promedio converja a 2,3.

La desagregación entre las categorías de casas y departamentos, junto a sus respectivos niveles de reglamentación térmica, se realiza regionalmente a partir de los datos del SII para el año base. Para los años subsiguientes, se proyecta que las viviendas nuevas mantendrán la proporción regional, pero con una disminución del 1% anual en la participación de casas en favor de los departamentos.

Además, se asume que la totalidad de las viviendas nuevas contará con el estándar RT4. Finalmente, el modelo incorpora un recambio anual de 5.000 viviendas informales (RT1) por viviendas con estándar RT4 (en una proporción de 30% casas y 70% departamentos), junto con la renovación térmica de 8.000 casas al año, las cuales pasan de RT1 a RT4.

Con respecto a la participación de los energéticos por uso en el año 2024, esta se estima con base en información del Informe de Usos de la Energía de los Hogares de Chile (In-Data, CDT, 2018)⁶⁸ y del proyecto MAPS-Chile (Fundación Chile, 2014)⁶⁹.

Las proyecciones a 2057, tanto en los escenarios exploratorios como en los normativos, consideran que la participación de los energéticos en los consumos destinados a climatización, agua caliente sanitaria (ACS) y otros usos eléctricos se mantienen constantes en cada región al nivel de 2024.

Por otra parte, en los escenarios exploratorios, la participación de electricidad en cocción aumenta hasta un 20% en el caso de las casas y un 25% en departamentos al año 2050, en línea con el PSMA, desplazando al gas licuado de petróleo en todas las regiones, excepto en Magallanes donde desplaza al gas natural. Por su parte, la participación de los energéticos en calefacción se distribuye según la demanda térmica de cada categoría de vivienda en cada zona térmica e incorpora las siguientes consideraciones para la proyección en cada categoría y región:

- La participación de gas natural, gas licuado de petróleo, biogás y kerosene se mantiene constante en el tiempo.
- La biomasa tradicional disminuye linealmente hasta llegar a cero en 2040.
- La electricidad aumenta anualmente en un 0,5%, considerando una participación máxima del 40%.
- En los escenarios normativos, si la participación de la electricidad es inferior al 10%, esta aumentará linealmente hasta alcanzar el 10% en 2057.
- El remanente es cubierto en un 80% por leña certificada y en un 20% por pellet.

Con respecto a la proyección del consumo de cada energético, las intensidades energéticas y eficiencias se mantienen constantes para cada categoría de reglamentación térmica (casa y departamento) y en cada zona térmica. Cabe destacar que se considera que la leña seca es un 10% más eficiente que la biomasa tradicional.

Cabe señalar que las proyecciones de demanda energética residencial se construyen a partir de consumos observados, los cuales constituyen la mejor información disponible para el modelamiento,

⁶⁸ Disponible en: <https://energia.gob.cl/documentos/bbdd-estudio-caracterizacion-residencial-2018>

⁶⁹ Estudio Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del Sector Comercial, Público y Residencial, parte del proyecto MAPS Chile, disponible en:
https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/12/ResultadosdeFase2_MAPSChile.pdf

aunque no necesariamente reflejan las necesidades energéticas reales de los hogares. El bienestar térmico, entendido como el acceso a niveles adecuados de calefacción, agua caliente sanitaria y otros servicios energéticos esenciales, depende de la calidad térmica de las viviendas, del acceso a fuentes de energía y tecnologías apropiadas, así como de la capacidad económica de los hogares para sostener dicho acceso. Cuando esta última se ve limitada por situaciones de pobreza energética, el consumo registrado puede situarse por debajo del nivel requerido para alcanzar dicho bienestar, fenómeno conocido como demanda reprimida. Esta consideración es relevante para los procesos de planificación, ya que, el mejoramiento habitacional, expansión del acceso a servicios energéticos o aumento de los ingresos podrían generar una demanda futura superior a la estimada mediante una proyección basada exclusivamente en los consumos históricos.

5.1.5. Comercial, Público y Servicios

El año 2024, el sector Comercial, Público y Servicios registró un consumo energético de 23,8 Pcal, representando el 7,1% del consumo final de energía del país. Su matriz de consumo se caracteriza por una alta participación de la electricidad, que alcanzó un 48,1%, seguida por petróleo diésel (29,4%), gas licuado de petróleo (11,8%) y gas natural (7,2%), principalmente.

El sector Comercial, Público y Servicios agrupa un conjunto heterogéneo de actividades asociadas al comercio, la prestación de servicios, la operación de infraestructura pública, sanitaria y nuevas demandas emergentes, como los centros de procesamiento de datos.

Para efectos de modelación, el sector se desagrega en los subsectores Comercio y Servicios, Centros de Datos, Público y Sanitarias, los cuales se describen a continuación. Esta desagregación permite representar de manera diferenciada dinámicas de consumo tradicionales del sector servicios, demandas asociadas a infraestructura pública y sanitaria, y nuevos consumos eléctricos de carácter emergente.

Subsectores Comercial, Público y Servicios

Comercio y Servicios

Este subsector⁷⁰ comprende un conjunto heterogéneo de actividades asociadas a la prestación de servicios y comercio, incluyendo oficinas, establecimientos educacionales privados, supermercados, centros comerciales, hoteles, restaurantes, clínicas, bancos y otros servicios. En 2024, este subsector registró un consumo energético de 19,7 Pcal, correspondiente al 82,6% del consumo en el sector Comercial, Público y Servicios.

⁷⁰ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades de comercio y de servicio, excluyendo los centros de procesamiento de datos (Clase 6311).

En términos energéticos, el sector comercial se caracteriza por una alta participación de la electricidad en su matriz de consumo, alcanzando un 44,4% en 2024. Otros energéticos relevantes corresponden al petróleo diésel, con una participación de 32,4%, y al gas licuado de petróleo, que representa un 12,9% del consumo energético del sector en el mismo año.

La modelación del subsector comercial mantiene una metodología consistente con ejercicios previos de planificación energética desarrollados, utilizando como base la evolución histórica del consumo energético sectorial y su relación con la variación del PIB y población. A partir de este nivel inicial, la evolución del consumo por energético se proyecta considerando las tasas de crecimiento y sustitución implícitas en la PELP vigente, las cuales recogen, de manera agregada, la relación del sector con variables macroeconómicas y demográficas, principalmente el PIB y la población

Centros de Datos

Este subsector corresponde a una demanda emergente dentro del sector Comercial, Público y Servicios, asociada al procesamiento, almacenamiento y transmisión de datos digitales. Este subsector se caracteriza por un consumo energético intensivo en electricidad, asociado principalmente a la operación de equipamiento computacional y sistemas de refrigeración.

A diferencia de otros subsectores, la actividad de los centros de datos se representa mediante la capacidad instalada del sector, expresada en términos de potencia eléctrica (MW). En 2024, la capacidad instalada de centros de datos se estima en 198 MW, valor que, si bien forma parte del Balance Nacional de Energía, no se encuentra identificado de manera explícita, pudiendo ser estimado mediante información sectorial sobre proyectos existentes e instalaciones operativas.

La información necesaria para caracterizar y proyectar este nivel de actividad proviene de antecedentes sectoriales recopilados por el Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación, los cuales consideran el desarrollo actual y proyectado de infraestructura de centros de datos a nivel nacional. Desde de esta información, se consideran trayectorias de crecimiento de la capacidad instalada que alcanzan aproximadamente 594 MW hacia 2030 y 900 MW hacia 2057. De forma complementaria, para el Escenario (4) Normativo Desfavorable Mitigado se incorpora una demanda adicional en la Región de Antofagasta, asociada a anuncios de desarrollo de proyectos en la zona. Esta demanda adicional se modela con una capacidad instalada de 500 MW hacia 2030, aumentando hasta 1 GW hacia 2057. Este supuesto se sustenta en una medida de desbloqueo de demanda considerada para el Escenario (4) Normativo Desfavorable Mitigado, orientada a representar la habilitación de nuevos consumos eléctricos de gran escala en dicha región.

En este contexto, la estimación del consumo energético del subsector se realiza considerando la evolución de la capacidad instalada y su correspondiente intensidad eléctrica, asumiendo que el consumo se compone exclusivamente de electricidad. Dado su carácter emergente y la rápida

evolución tecnológica asociada a este tipo de infraestructura, las proyecciones deben interpretarse como estimaciones sujetas a incertidumbre, dependientes de factores como la localización de inversiones, la demanda digital, la regulación sectorial y las condiciones del sistema eléctrico.

Público

Este subsector⁷¹ corresponde a un subsector del consumo final de energía asociado a edificaciones y servicios operados por instituciones del Estado, incluyendo infraestructura administrativa, educacional, de salud, alumbrado público y otros servicios asociados. En 2024, de acuerdo con el BNE, este subsector registró un consumo energético de 2,7 Pcal, correspondiente a un 11,5% del consumo final de energía de Comercial, Público y Servicios, caracterizándose por una alta dependencia de la electricidad como energético principal (54%).

La modelación del subsector público mantiene una metodología consistente con ejercicios previos de planificación energética desarrollados, utilizando como base la evolución histórica del consumo energético sectorial y su relación con la variación del PIB y población. A partir de este nivel inicial, la evolución del consumo por energético se proyecta considerando las tasas de crecimiento y sustitución implícitas en la PELP vigente, las cuales recogen, de manera agregada, la relación del sector con variables macroeconómicas y demográficas, principalmente el PIB y la población.

Sanitarias

En 2024, este subsector⁷² registró un consumo energético de 1,4 Pcal, correspondiente a un 5,9% del consumo final del sector Comercial, Público y Servicios.

Este subsector abarca los procesos de suministro y tratamiento de agua, la evacuación de aguas residuales y la desalación de agua de mar para consumo en zonas con acceso a redes de agua urbana. Dado que la proyección demográfica prevé un aumento hasta 2035 para luego descender en el tiempo, mientras que la actividad comercial e industrial continuará al alza, el modelo asume que las actividades vinculadas al tratamiento de agua se mantendrán estables en el tiempo.

Por su parte, las necesidades de desalación en áreas con concesión de agua urbana se proyectan a partir de la población urbana, el PIB y los datos de los informes de Gestión del Sector Sanitario y de Coberturas de Servicios Sanitarios (Superintendencia de Servicios Sanitarios, 2024). Con base

⁷¹ En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades vinculadas a la administración pública y defensa, enseñanza, y actividades de atención en salud humana correspondientes a las Divisiones 84 y 85 a 88.

⁷² En la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.4) de las Naciones Unidas, comprende las actividades vinculadas al suministro de agua, tratamiento y evacuación de aguas residuales, incluyendo la desalinización, correspondientes a las Divisiones 36 a 38.

en lo anterior, se proyecta desalación en las regiones de Antofagasta y Atacama, caracterizada según los siguientes parámetros:

Tabla 5. Parámetros del sector sanitario en Antofagasta y Atacama.

Parámetros	Antofagasta	Atacama
Consumo humano per cápita [L/año]	127,1	133,5
Consumo comercial/industrial [Mm³/año]	14,2	6,5
Porcentaje de agua desalada [%]	39,8	27,9
Porcentaje de pérdidas (agua no facturada) [%]	27,5	34,3
Porcentaje de población en área de concesión [%]	89,5	82,2

Además de lo anterior, se proyecta un crecimiento anual en el consumo comercial/industrial proporcional al incremento del PIB. Asimismo, la intensidad energética (en este caso eléctrica) se estima en 2,8 kWh/m³ de agua desalada, con lo cual el cálculo de consumo energético anual, por región, se basa en la siguiente ecuación:

$$CE_t = 2,8 \cdot \frac{d_t}{1 - p_t} \cdot \left(\frac{Ch}{1000} \cdot 365 \cdot PobUrb \cdot Pob_t + Cc_t \cdot \frac{PIB_t}{PIB_{2024}} \right)$$

Donde,

CE_t es el consumo eléctrico en la región para el año t.

d_t es la porción de agua desalada en la región t.

p_t es el porcentaje de agua no facturada en la región t.

Ch es el consumo humano diario per cápita en la región.

$PobUrb$ es el porcentaje de la población cubierta por concesión de agua urbana.

Cc_t es el consumo comercial/industrial de agua en la región t.

Pob_t es la población regional el año t.

PIB_t es el Producto Interno Bruto el año t.

5.1.6. Consumo Propio

El año 2024, el sector Consumo Propio registró un consumo energético de 11,9 Pcal, representando el 3,59% del consumo final de energía del país. Los energéticos consumidos se distribuyeron principalmente en electricidad (36,1%), gas natural (35,3%), derivados industriales de petróleo (15%) y nafta (6,9%).

El subsector Consumo Propio corresponde al consumo energético interno de los sectores de transformación y abastecimiento de energía, incluyendo actividades como sistema eléctrico, siderurgia en particular hornos de coque y alto horno, plantas de gas, refinación y extracción de petróleo y gas natural, y producción de metanol. A diferencia de los sectores de consumo final, este subsector está asociado al uso de energía requerido para la operación de procesos propios del sistema energético e industrial.

En términos generales, el consumo energético del subsector depende de la evolución de las actividades que lo componen, tales como la generación eléctrica, los procesos de transformación de combustibles y la operación de instalaciones industriales específicas. En este contexto, su proyección se encuentra vinculada a la dinámica del sistema energético en su conjunto.

En el caso particular de la siderurgia, asociada a los procesos de hornos de coque y alto horno, el nivel de actividad presenta variaciones relevantes en el período reciente, vinculadas a la disminución de la producción nacional de acero. En consecuencia, la proyección del consumo propio asociado a la siderurgia considera una menor actividad estructural en el horizonte de análisis, consistente con la evolución observada en los últimos años.

5.1.7. Uso No Energético

El subsector de Usos No Energéticos corresponde a la utilización de recursos energéticos como materia prima o insumo en procesos productivos, sin que su finalidad principal sea la provisión de energía útil. En esta categoría se incluyen derivados industriales del petróleo, hidrógeno utilizado como materia prima en refinerías e insumos asociados a la producción de nitrato de amonio y formaldehído.

En 2024, este sector registró un consumo final no energético de 1,78 Pcal, equivalente al 0,53% del consumo final de energía del país, concentrado principalmente en derivados industriales del petróleo. La modelación cuantifica además el uso de hidrógeno como materia prima, diferenciándolo de aquellos usos en que el hidrógeno actúa como energético o combustible.

5.2. Resultados

A continuación, se presentan los resultados de las proyecciones de demanda energética en los siguientes escenarios:

- E1: Escenario (1) Exploratorio Desfavorable.
- E2: Escenario (2) Exploratorio Tendencial.
- E3: Escenario (3) Exploratorio Favorable.
- N1: Escenario (4) Normativo Desfavorable Mitigado.
- N2: Escenario (5) Normativo Tendencial Mitigado.

A modo general, en todos los escenarios se observa un aumento de la demanda energética en el largo plazo, asociado principalmente al crecimiento del PIB, donde esta varía entre 47,8% (E3) y 4,1% (N1).

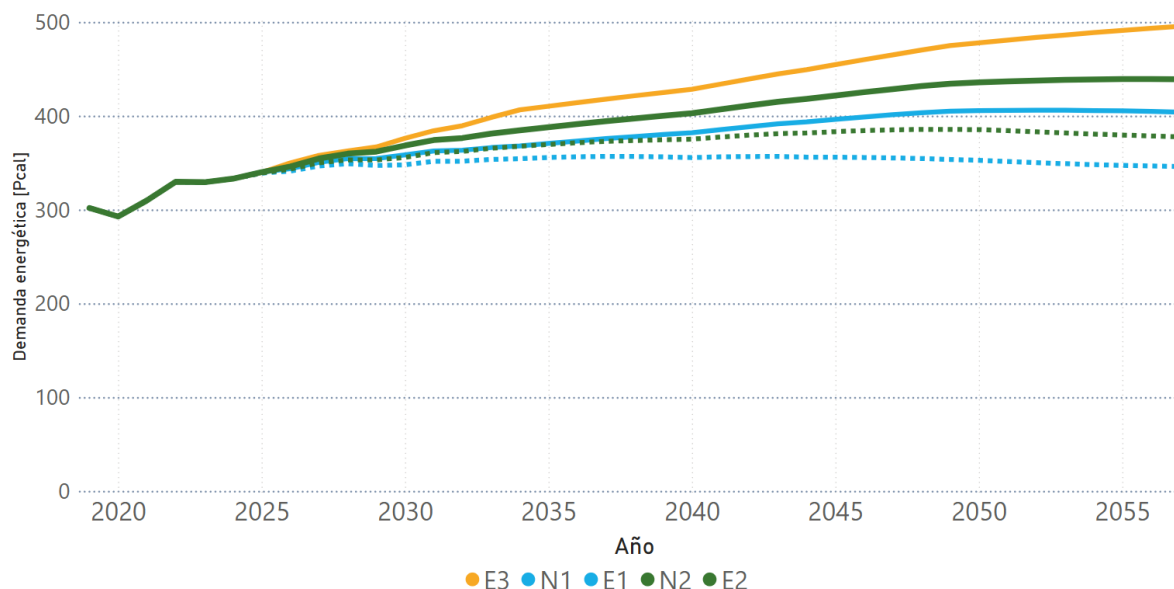


Figura 6. Proyección de demanda energética total del país por escenario⁷³.

Desagregando la demanda por energético, el rol de los combustibles fósiles en el uso final es preponderante. Asimismo, la electricidad está en segundo lugar observándose un aumento sostenido en todos los escenarios, con un mayor nivel en los normativos, derivado de las acciones asociadas. En tercer lugar, los biocombustibles se mantienen relativamente constantes en todos los escenarios y durante todo el horizonte temporal, mientras que el hidrógeno irrumpe levemente a partir de la década del 2040.

⁷³ Las líneas punteadas del gráfico representan los escenarios normativos (N1, celeste, y N2, verde).

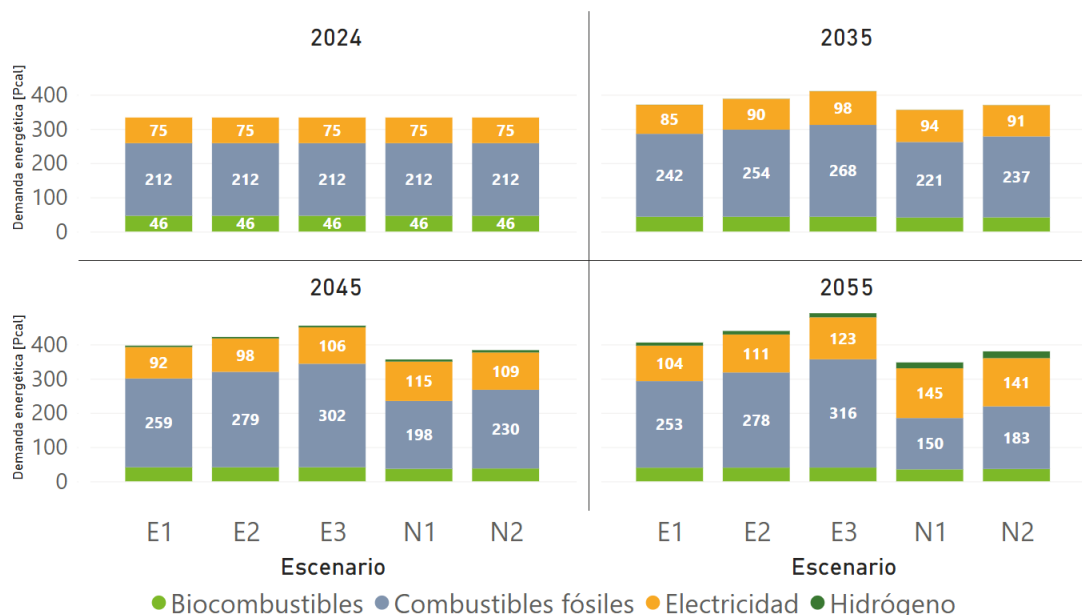


Figura 7. Demanda energética total del país, por energético, en cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

A nivel sectorial, el transporte es el principal consumidor de energía, tanto en la actualidad como en el largo plazo y en todos los escenarios de estudio, seguido del sector industria. En el año base, el sector residencial es el tercer consumo, pero en algunos casos la tendencia cambia y es superado por la minería (según el escenario y el año de análisis), principalmente en los escenarios que consideran un crecimiento del PIB mayor. Luego está el sector que incluye comercial, público y servicios, y con una muy menor participación, consumo propio y consumo no energético.

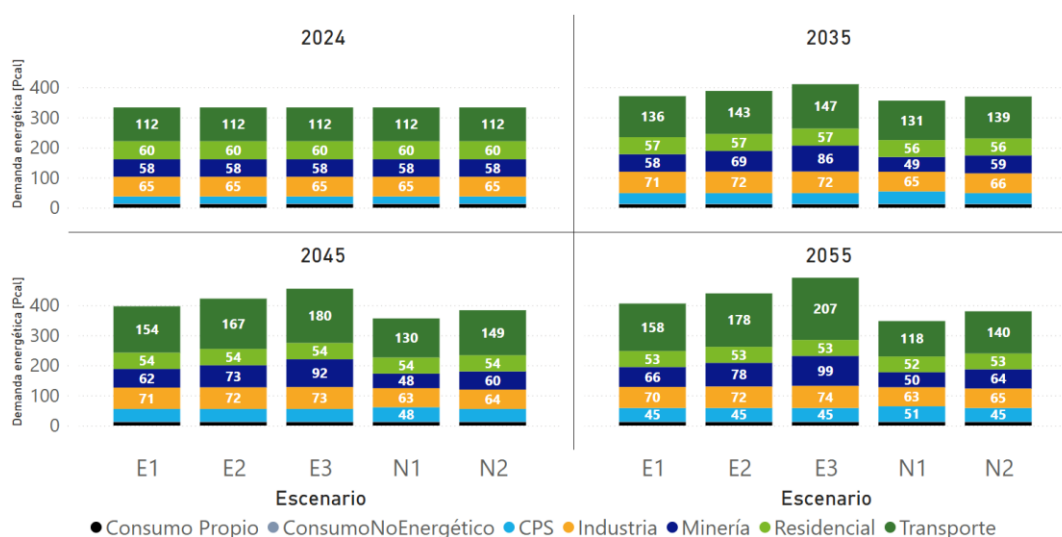


Figura 8. Demanda energética total del país, por sector de consumo, en cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Al analizar únicamente la demanda eléctrica, se aprecia un aumento en todos los escenarios y años. En particular, hacia el largo plazo la demanda emergente crece con mayor fuerza, siendo esta superior en N1 debido a la consideración de grandes proyectos de centros de datos en la zona norte del país.

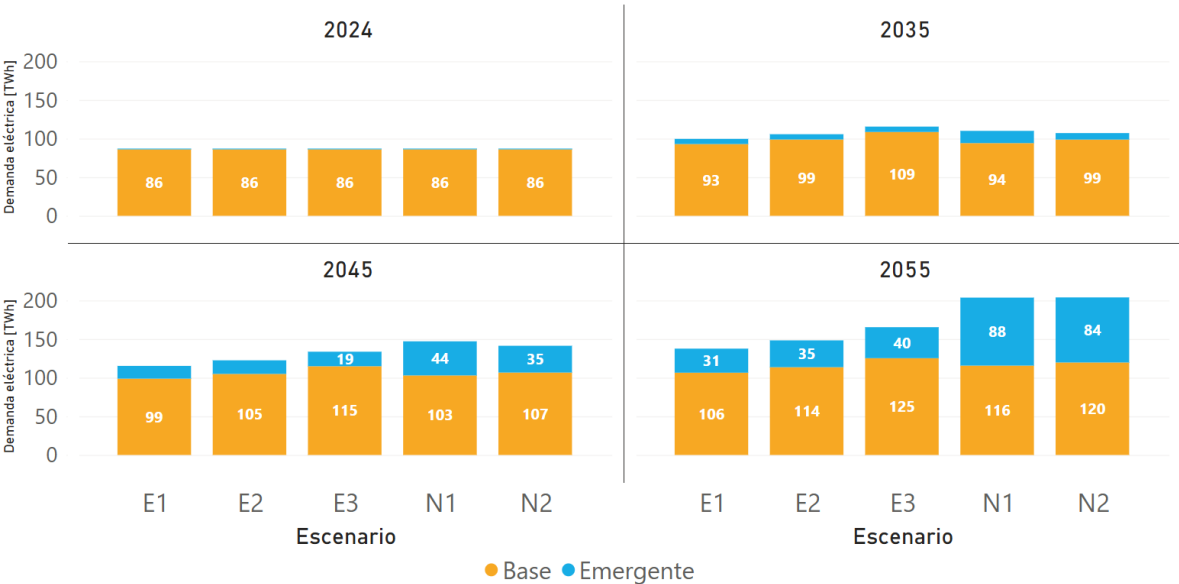


Figura 9. Demanda eléctrica (base y emergente⁷⁴) a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Por otra parte, desagregando la demanda a nivel regional, al año 2057 (fin del horizonte temporal) se muestra que en todos los escenarios la Región Metropolitana concentra la demanda, seguida por la Región de Antofagasta y del Biobío.

⁷⁴ Los consumos emergentes consideran electromovilidad, centros de procesamiento de datos y electrólisis para la producción de hidrógeno de consumo interno (sin exportación).

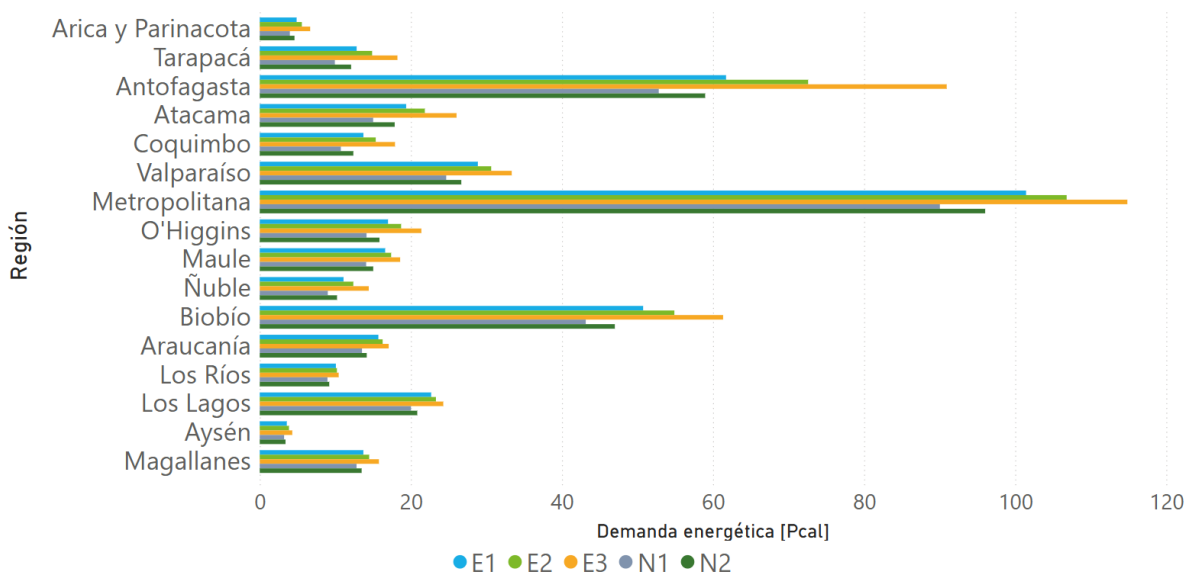


Figura 10. Demanda energética total por cada región del país, para cada Escenario Energético Preliminar, al año 2057.

5.2.1. Proyección por sector económico

A continuación, se presentan las principales proyecciones por cada uno de los sectores modelados, mientras que Consumo Propio y Usos No Energéticos, se encuentran en la sección 9.3 del anexo.

Transporte

En el sector con mayor demanda, se identifica que el segmento transporte terrestre es el que más energía consume. La tendencia es marcada y repetida en todos los escenarios y a lo largo de todo el horizonte temporal.

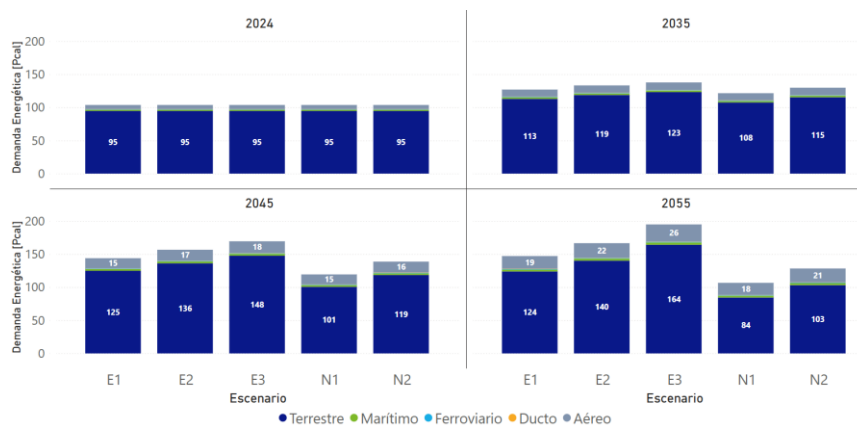


Figura 11. Demanda energética por subsector del Transporte a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

En cuanto a los energéticos, la predominancia de los combustibles fósiles es clara. Se observa que, de mantener las tendencias actuales de electromovilidad, la electricidad no alcanza un rol

preponderante, lo que, a su vez, se puede aumentar a través de acciones en la materia, como muestran N1 y N2.



Figura 12. Demanda por energético del sector Transporte a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Industria

En todos los escenarios, Industrias Varias y Papel y Celulosa concentran la mayor parte del consumo energético del conjunto de subsectores analizados. En los escenarios exploratorios, sus niveles de demanda se mantienen estables en el tiempo, con aumentos acotados hacia el largo plazo. En cambio, en ambos escenarios normativos se observa una disminución paulatina de la demanda energética total en niveles similares, debido principalmente a la eficiencia energética.

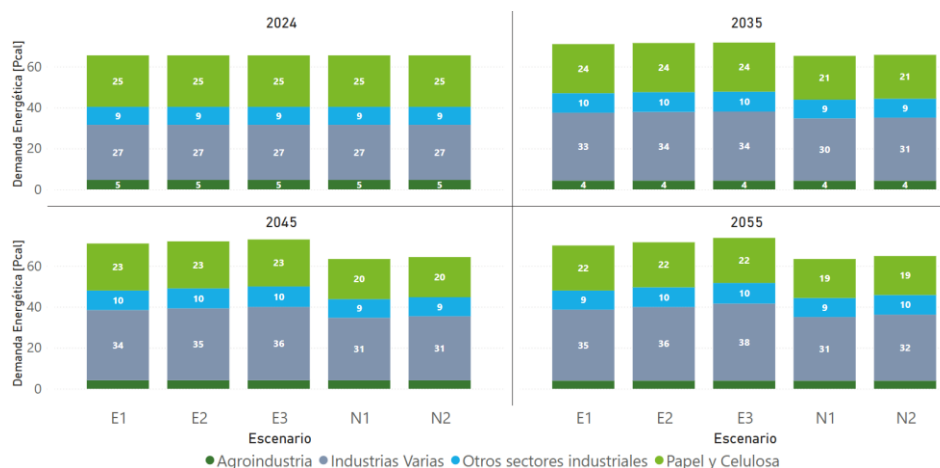


Figura 13. Demanda energética por subsector de Industria a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Al 2055, la electrificación aumenta en términos relativos en los escenarios normativos, pero los combustibles fósiles continúan siendo el principal energético, manteniendo una participación

relevante en la matriz proyectada. Por su parte, los biocombustibles se mantienen estable en todos los escenarios y el hidrógeno aparece en el largo plazo en los escenarios normativos.



Figura 14. Demanda por energético del sector Industria a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Minería

La evolución de la demanda energética del sector minería está explicada principalmente por el aumento de la demanda del Cobre. En los escenarios exploratorios se observa un aumento progresivo de la demanda hacia 2055, especialmente en E3, mientras que en los escenarios normativos se evidencia una reducción respecto de los exploratorios, asociada a la incorporación de medidas de eficiencia energética y sustituciones tecnológicas.

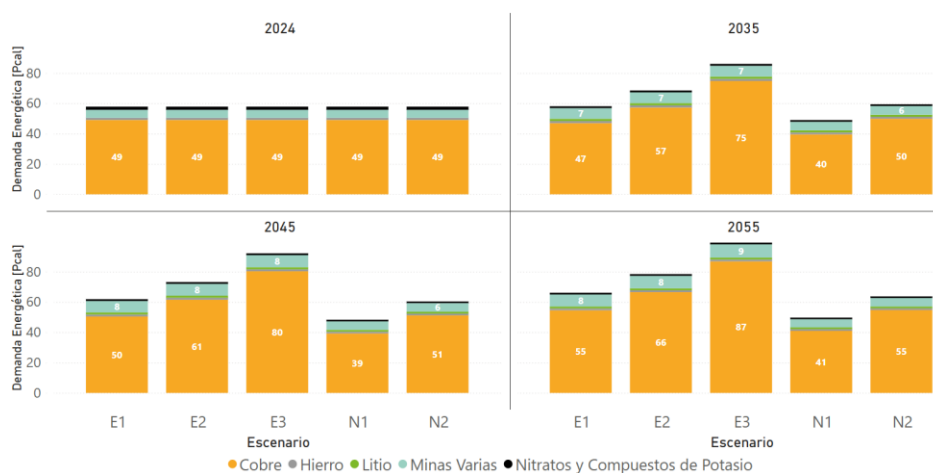


Figura 15. Demanda energética por subsector de Minería a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Los combustibles fósiles y la electricidad concentran prácticamente la totalidad del consumo del sector en todos los escenarios. En los normativos se observa una menor demanda total y una

reducción del consumo fósil. Hacia 2055, en N1 la electricidad pasa a ser el energético de mayor participación relativa, mientras que en N2 ambos energéticos convergen a niveles similares.

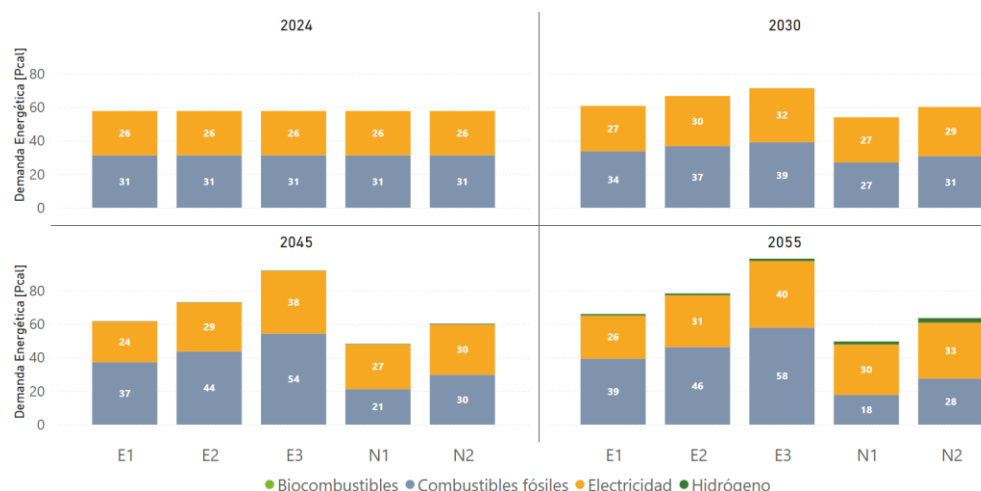


Figura 16. Demanda por energético del sector Minería a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Comercial, Público y Servicios

El subsector Comercial es el principal consumidor de energía, manteniendo una demanda estable en los escenarios, pero creciente en el tiempo.



Figura 17. Demanda energética por subsector de Comercial, Público y Servicios a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Además, se puede evidenciar un aumento de aproximadamente 4 Pcal en el escenario N1, asociado a la inclusión de grandes proyectos de centros de datos en la Región de Antofagasta, como parte de las acciones para mitigar el rendimiento desfavorable de E1. Además, se evidencia una tendencia a la electrificación en el sector, sin perjuicio de que el rol de los combustibles fósiles se mantiene en todo el periodo de análisis.

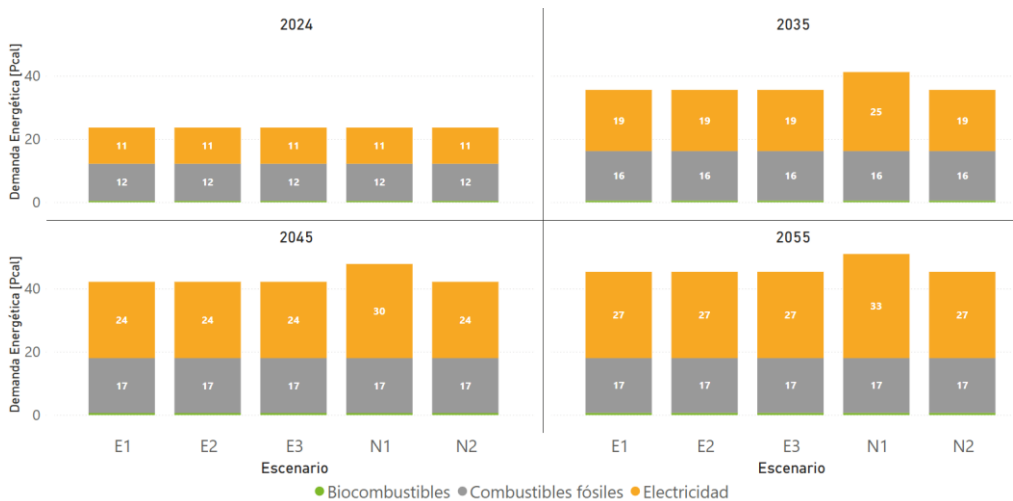


Figura 18. Demanda por energético del sector Comercial, Público y Servicios a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Residencial

El subsector Casas evidencia una reducción en su demanda debido, principalmente, a mejoras en eficiencia energética, mientras que los departamentos mantienen un consumo estable.

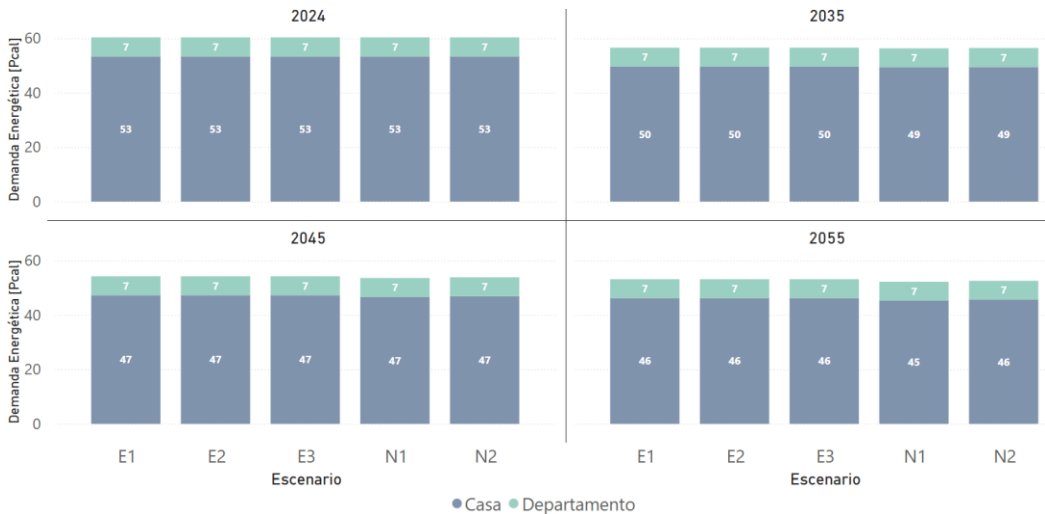


Figura 19. Demanda energética por subsector de Residencial a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

En cuanto a los energéticos. La biomasa tradicional disminuye, pero es reemplazada por leña certificada, la cual irrumpe fuertemente en 2035 y aumenta al 2045 para mantenerse constante, en línea con la Ley de Biocombustibles Sólidos. La electricidad y los combustibles fósiles, por su parte, se mantienen relativamente constantes a lo largo del periodo de análisis.

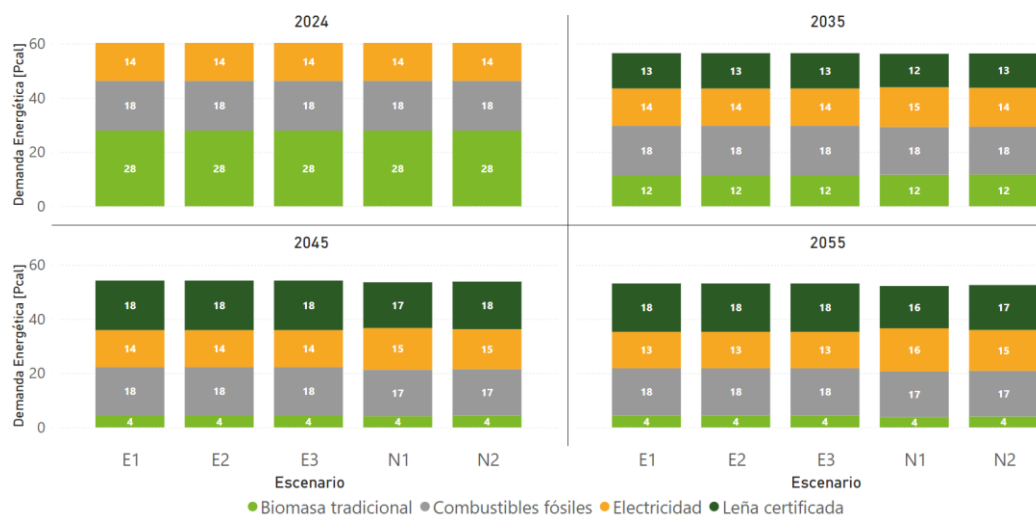


Figura 20. Demanda por energético del sector Residencial a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

5.2.2. Proyección por región

A continuación, se presenta la proyección por región, en todos los escenarios y en diferentes años de análisis. Se ve que se mantiene la tendencia, pero cabe destacar que en escenario N1 la Región del Biobío supera levemente a la Región de Antofagasta en 2035.

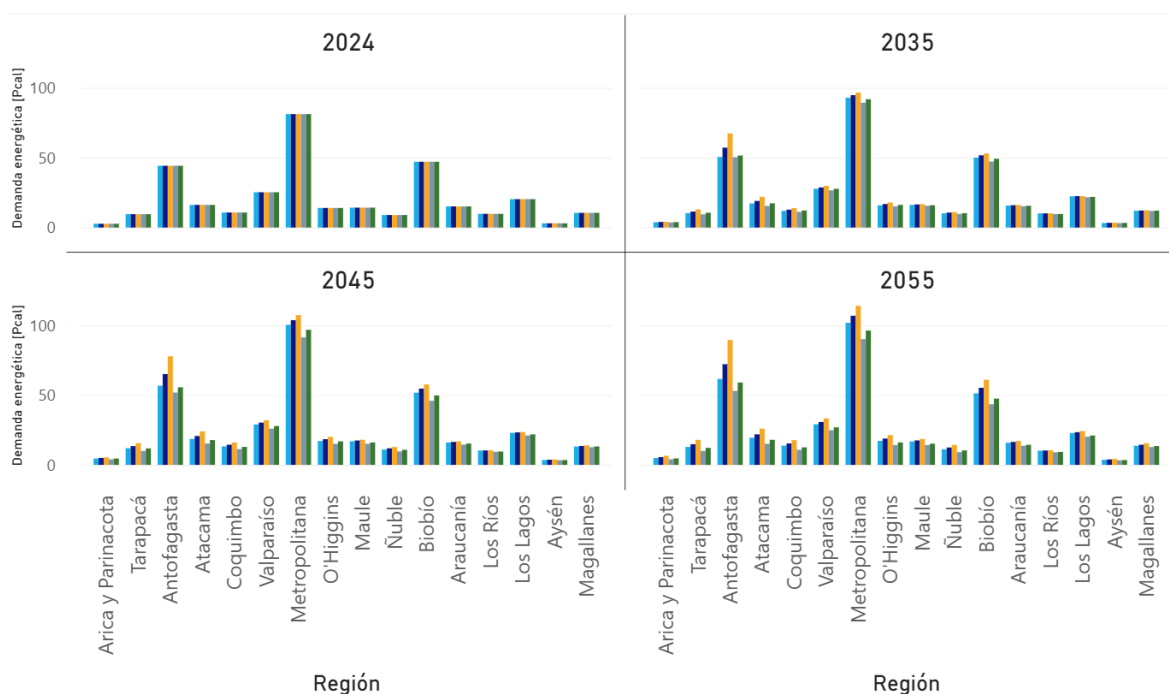


Figura 21. Demanda energética total por región, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

Del mismo modo, el siguiente gráfico muestra las proyecciones, particularmente, para el energético Electricidad que posteriormente su proyección es uno de los principales insumos para el modelo de expansión del SEN, descrito en la siguiente sección.

En la demanda eléctrica a nivel regional se evidencia una preponderancia de la Región Metropolitana y la Región de Antofagasta, la primera principalmente asociada al transporte y la segunda a la minería, en términos generales. El rol de la Región del Biobío acá es levemente menor al observado en la demanda energética general (todos los energéticos), estando relativamente a la par con la Región de Valparaíso.

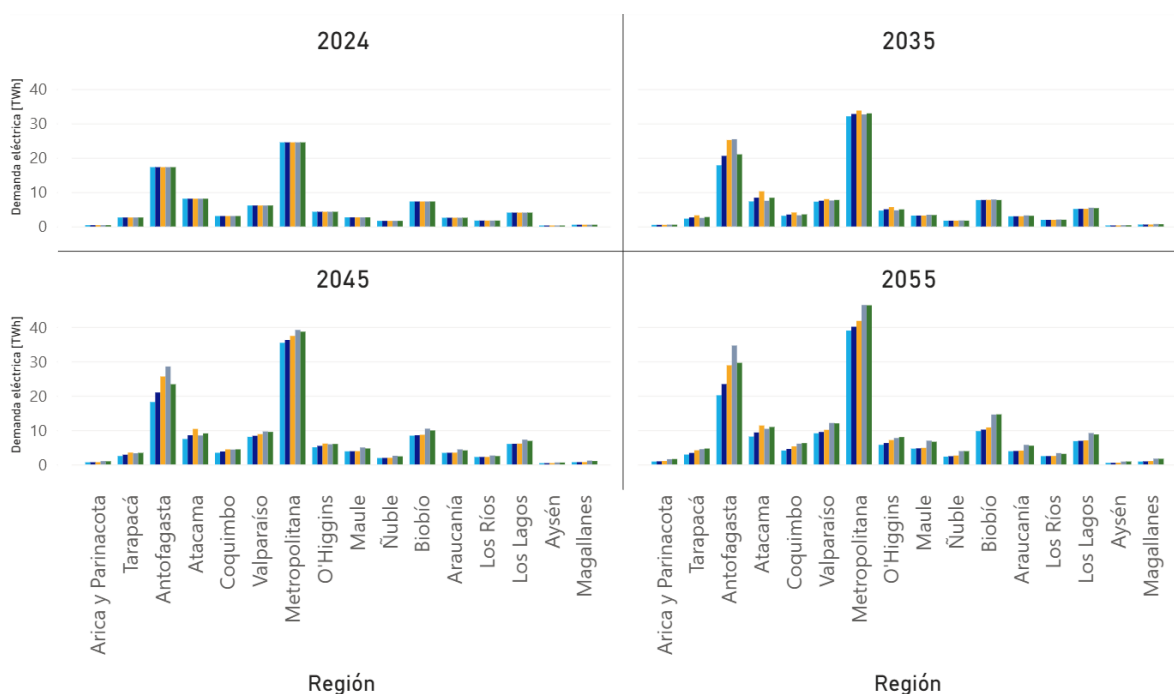


Figura 22. Demanda final de electricidad⁷⁵ por región, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

⁷⁵ Cabe destacar que no se considera electricidad proyectada para producción de hidrógeno por electrólisis.

6. EXPANSIÓN DEL SEN

6.1. Parámetros del modelo

Esta sección presenta cómo se generaron los principales parámetros del modelo de expansión del SEN, así como sus supuestos.

6.1.1. Modelamiento de la situación existente

Red de transmisión

La situación existente se modela utilizando como base la red de transmisión del modelo PLP⁷⁶ que utiliza el CEN en el marco de la elaboración de su Propuesta de Expansión de la Transmisión en forma anual, permitiendo una mayor alineación entre los procesos de las instituciones. De esta forma, la red del SEN queda representada mediante 234 nodos, lo cuales abarcan niveles de tensión desde los 500 kV hasta los 66 kV, cubriendo no solo tramos del Sistema de Transmisión Nacional, sino también de los Sistemas de Transmisión Zonal y Dedicados, permitiendo una mejor representación de congestiones que lo informado por redes más reducidas. El flujo de la red se realiza calcula mediante un flujo DC linealizado para sus elementos existentes, con las reactancias y capacidades de la base de datos del modelo PLP. En el caso de la línea Kimal-Lo Aguirre, esta se modela como un elemento “link” en PyPSA, a diferencia de las líneas que se modelan como elemento “line”, puesto que, al ser una línea HVDC, su flujo no queda determinado por los ángulos que existen en cada nodo durante el cálculo del flujo DC.

Red hidráulica

La situación existente contempla la representación de la red hidráulica asociada al SEN, que vincula el flujo de agua entre nodos hidráulicos y se optimiza en simultáneo con la red eléctrica. Esta red hidráulica permite que se realice el balance de agua entre elementos como embalses y sus centrales, así como el balance entre los mismos generadores, permitiendo el modelamiento de centrales hidráulicas en serie. Adicionalmente, se modelan canales, caudales de riego, nodos de balance, entre otros elementos de la red hidráulica. Esta red contempla 8 embalses, 25 nodos de balance asociados a canales y bocatomas de riego, 177 nodos de agua asociados a centrales, y 301 elementos de enlace, tales como afluentes, entregas, vertimientos de embalse, filtraciones, caudales turbinados, caudales vertidos por centrales, conexiones entre nodos de riego y demandas de riego.

⁷⁶ Más información en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion/informacion-relacionada-con-el-modelo-plp/>

Unidades de generación

Las unidades de generación corresponden a todas las unidades existentes a la fecha, según la información de Infotécnica del CEN⁷⁷, las cuales son incorporadas al modelo siguiendo la misma nomenclatura del CEN, así como sus capacidades netas, mínimos técnicos, entre otros, informados por dicha fuente. De esta forma, si bien se utiliza una red de transmisión representativa de 234 nodos, los generadores en este modelo son modelados uno a uno, totalizando 1.469 generadores, de forma de poder representar con el mejor realismo posible estas instalaciones, siendo en algunos casos modelados a nivel de unidad de generación, como en el caso de las centrales térmicas⁷⁸. Así, las unidades de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) también son modeladas una a una, y asumiendo que su inyección en redes distribuidas es análoga a la inyección en redes de alta tensión, como la red modelada donde el menor nivel de tensión es 66 kV.

La distribución de la capacidad inicial por tecnología se presenta en la Figura 23, destacando que casi un tercio de la capacidad instalada inicial corresponde a solar PV, con 12.015 MW instalados, considerando generación vía utility scale y PMGD. Dicha capacidad no considera la capacidad de producción vía netbilling, la cual es descontada directamente de la demanda, y tiene una capacidad instalada inicial de 490 MW. Además, sumando la capacidad de solar PV (12.015 MW) y de la eólica en tierra (6.198 MW), se totaliza casi la mitad de la capacidad instalada del sistema (48%). Del resto, un 28% de la capacidad instalada corresponde a centrales térmicas basadas en combustibles fósiles y un 21% corresponde a centrales hidráulicas, en línea con el cambio de paradigma que se ha observado en la última década para el SEN, donde se ha transitado desde un sistema hidrotérmico hacia uno donde se prevé que estará dominado por recursos renovables variables y el almacenamiento.

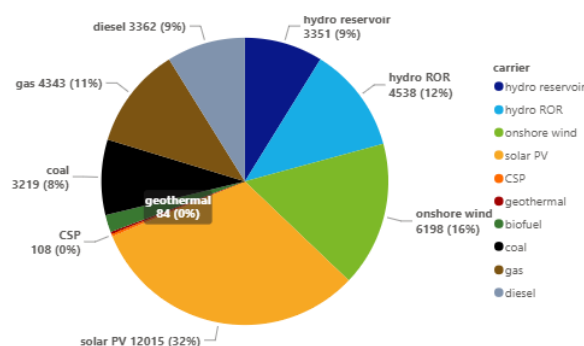


Figura 23. Capacidad inicial de generación para las distintas tecnologías [MW].

⁷⁷ Más información disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/>

⁷⁸ La única agregación que se realiza en generación corresponde al caso de las centrales hidráulicas, donde no se modelan las distintas unidades de las centrales hidráulicas, sino que se asume que la central opera como una única unidad, de forma de mantener acotado el tamaño de la red hidráulica.

The chart displays the capacity of installed power generation (MW) for various projects in Chile, categorized by carrier type. The y-axis represents the capacity in MW, ranging from 0.0 to 1.5. The x-axis lists the projects. The legend indicates the following carrier types: hydro reservoir (dark blue), hydro ROR (light blue), onshore wind (green), solar PV (orange), coal (black), gas (brown), and diesel (grey).

Project	Capacity (MW)	Carrier
S/E TOCO AM-220	0.2	onshore wind
S/E AGONCES-220	0.4	onshore wind
S/E AGONCES-220	0.2	onshore wind
S/E AGONCES-220	0.4	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.4	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.7	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	1.0	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.7	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.7	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.7	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.3	onshore wind
S/E CALAMA-220	1.8	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.8	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.3	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.6	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.7	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.4	onshore wind
S/E CALAMA-220	1.0	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	1.6	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.8	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.4	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.3	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.4	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.4	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.3	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.6	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.6	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.4	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.3	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	1.0	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.9	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.4	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.5	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.7	onshore wind
S/E CALAMA-220	0.2	onshore wind

Unidades de almacenamiento

La distribución de las unidades de almacenamiento se presenta en la Figura 25, donde se observa que el almacenamiento se localiza principalmente en los nodos del norte del país, con un 56% en la Región de Antofagasta, un 15% en la Región de Atacama, también un 15% en la Región de Tarapacá y cerca de un 11% en la Región Metropolitana, guardando relación con zonas de buen recurso solar PV y cercanas a centros de consumo.

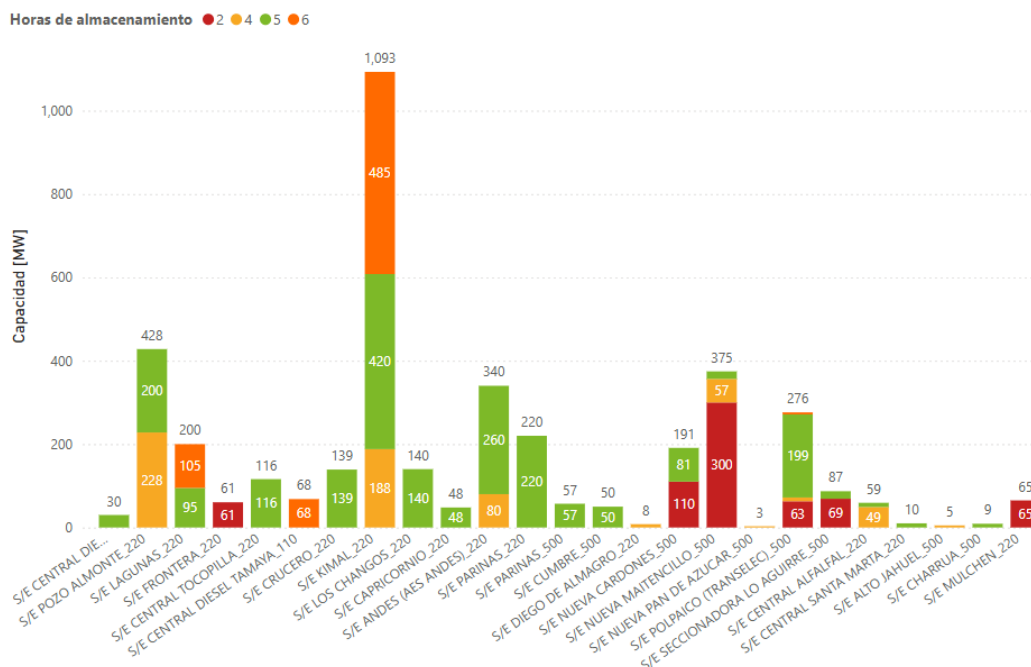


Figura 25: Distribución de la capacidad inicial de generación para distintas horas de almacenamiento. Eje X ordenado de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha, respectivamente.

6.1.2. Modelamiento de los candidatos de expansión

Los candidatos de expansión se modelan utilizando *potenciales de generación*, al igual que en el proceso PELP 2023-2027. Estos potenciales corresponden a zonas territorialmente identificadas las cuales tiene simultáneamente un conjunto de cualidades especiales tales como que poseen un buen recurso para determinadas tecnologías de generación eléctrica, como solar PV, eólica en tierra, y eólica marina, a la vez que cumplen con no estar emplazadas en zonas donde existan variables ambientales y territoriales susceptibles de ser afectadas, o de tener un traslape moderado para el caso de variables ambientales y territoriales menos sensibles. Esto se logra cruzando información territorial de distintas capas, hasta que se llega a una superficie residual que albergaría la expansión de la generación en una determinada tecnología. A dicha capacidad asociada a esta superficie residual, junto a su recurso renovable y un punto de inyección al sistema, la llamamos *potencial de generación*.

En la sección 0 del anexo se sistematizan y detallan en profundidad estas consideraciones territoriales y ambientales que el proceso incorpora en su modelación. Para ello se toma como base el tratamiento desarrollado en el proceso PELP 2023-2027, se actualiza el marco normativo aplicable, se despliega con mayor profundidad el sustento metodológico (centrado en las decisiones de planificación) y se incorpora, por primera vez, la consideración territorial y ambiental del eólico marino (*offshore*). En este anexo se enfatiza respecto a una premisa central de carácter conceptual:

la sensibilización territorial de la PELP no define zonas de exclusión absoluta o de prohibición, sino que identifica positivamente el territorio donde existe mayor certeza jurídica, técnica y de desarrollo para el emplazamiento de proyectos de generación renovable.

Los potenciales son modelados como una familia de generadores con distinto año de entrada y con una capacidad máxima que es determinada mediante la optimización a través de una variable continua. Naturalmente, cada potencial es una unidad territorial cuya extensión varía a lo largo del país y por tanto también varía su capacidad máxima. Así, cada candidato correspondiente a solar PV, eólica en tierra, o eólica marina, tiene un máximo que puede explotar a lo largo del horizonte. Esta consideración territorial explícita, permite identificar a través de la PELP aquellas zonas de bajo riesgo cuya materialización minimiza los costos totales del sistema.

Cabe mencionar que existen generadores que no son potenciales de generación, es decir, que no tienen una identificación territorial explícita, pero que sí son candidatos de expansión. Esto ocurre naturalmente ya que determinadas tecnologías no necesitan una extensión territorial de gran escala para desarrollarse, tales como centrales a gas, diésel, biocombustible, entre otras. El caso es análogo para algunas unidades de almacenamiento, como los BESS. Para el modelamiento matemático, el procedimiento es análogo en ambos casos, en el sentido de que existe una familia de generadores o unidades de almacenamiento con distintos años de entrada y una capacidad máxima determinada mediante el algoritmo de optimización.

Con el fin de lograr una mejor representación de las capacidades de desarrollo de determinadas tecnologías, se ha impuesto un tope máximo de desarrollo anual de determinadas tecnologías de generación y almacenamiento. Esto tiene por fin prevenir que el modelo, que minimiza costos en forma centralizada, invierta toda la capacidad requerida de la época en un mismo año, llevando a resultados que en la práctica no serían capaces de materializarse por diversos motivos: financiamiento, capacidad de tramitación, capacidad de empresas EPC, capacidad de puertos y caminos, disponibilidad de proveedores internacionales, entre otros. Así, para los escenarios exploratorios se ha limitado la expansión de generación eólica (onshore y offshore) y solar PV en 800 MW y 2.500 MW por año, así como se ha limitado la expansión de BESS en 2000 MW por año. Para el caso de los escenarios normativos, se ha considerado un 25% adicional en estos límites de expansión por año en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (E2) y de un 50% para el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (E1). Finalmente, cabe mencionar que se consideró un extra de desarrollo en los años próximos a la salida de servicio de activos existentes de tecnología solar PV y eólica en tierra debido al cumplimiento de vida útil.

En el caso de los candidatos de transmisión, estos también son modelados como una familia de candidatos que tienen distinto año de entrada en operación, y se considera que todos los 322 tramos de la red son extensibles. Cabe mencionar que los candidatos de transmisión son considerados

como elemento “link” en PyPSA, en vez de line, puesto el uso del elemento “line” para circuitos en paralelo (líneas de expansión o refuerzos), generaría múltiples circuitos entre la línea existente y cada candidato donde se aplica una restricción de a KVL (Kircchhoff Voltage Law) a cada circuito que fuerzan una solución trivial, a diferencia de los elementos link, que no introducen este tipo de restricciones. No obstante, una vez que se resuelve la época, y si estos candidatos son seleccionados para expansión, a la época siguiente emergen en el elemento line correspondiente mediante un aumento de la capacidad de transmisión, y por tanto, como un elemento que sí incorpora la restricción de KVL.

Por otro lado, en cada escenario, se considera una trayectoria de expansión máxima de transmisión por época. En el caso de los escenarios exploratorios, se considera que solo puede haber expansión desde 2030, mediante refuerzos de hasta 500 MW por época por candidato de transmisión, y luego, desde el séptimo año (2034), una expansión de hasta 1.500 MW por época por candidato de transmisión, la cual se mantiene hasta el final del horizonte. En el caso de los escenarios normativos, la trayectoria de expansión es análoga, solo que se considera una capacidad mayor de expansión de un 25% en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (E2) y de un 50% para el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (E1), así como en ambos un adelanto de un año para los candidatos de transmisión de mayor escala (2033 versus 2034 en el caso de los escenarios exploratorios). En el caso de líneas con capacidades menores a estos montos, se considera el monto total inicial de la línea como tope para la expansión de dicha línea dentro de la época.

6.1.3. Trayectorias de costos

En línea con los procesos anteriores, las trayectorias de costos de tecnologías se obtienen utilizando un enfoque mixto: la tasa de decrecimiento del costo de tecnología, por concepto de maduración tecnológica, se obtiene de fuentes internacionales, tales como el *National Laboratory of the Rockies* (NLR), la IEA, entre otras, pero el costo base sobre el cual aplicar estas tasas, en general, es el costo que estima la CNE en su Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento⁷⁹, el cual se basa en proyectos desarrollados en el país. Particularmente, para el caso de la eólica offshore se utilizaron datos de costos del Banco Mundial⁸⁰. De esta forma, se logra capturar la maduración de la tecnología, y el costo de desarrollar proyectos en el país.

En el caso de la transmisión, se consideró un costo fijo, por ser una tecnología madura. Su costo se diferenció de acuerdo con la zona del país en que se emplaza el candidato de transmisión, así como de acuerdo a si el nivel de tensión es 500 kV o menos, y de acuerdo a si el candidato corresponde a

⁷⁹ Más información disponible en: <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/costos-de-inversion/>

⁸⁰ Presentación del reporte. Informe Análisis de escenarios para el desarrollo de la energía eólica marina en Chile. Banco Mundial, 2026.

un refuerzo o a una obra nueva, para el caso de líneas de transmisión, mientras que para el caso de transformadores se consideró un único valor. La fuente de estos costos de transmisión corresponde a un estudio, basado en obras de transmisión de Chile, entregado por un representante del Registro de Personas Interesadas y que fue puesto a disposición durante la etapa de recepción de antecedentes.

En la Figura 26 se resumen la proyección de costos de combustibles para generación eléctrica, en particular carbón, diésel y gas, para las trayectorias alto, medio y bajo que se utilizan en cada escenario según lo descrito en la Tabla 2.

En la Figura 27 se resumen la proyección de costos de las tecnologías de generación, en particular solar FV, eólicas (onshore y offshore) y gas, para las trayectorias alto, medio y bajo que se utilizan en cada escenario según lo descrito en la Tabla 2.

Finalmente, en la Figura 28 se resumen la proyección de costos de los sistemas de almacenamiento (BESS) para 2, 4, 6 y 8 horas, en las trayectorias alto, medio y bajo que se utilizan en cada escenario según lo descrito en la Tabla 2.

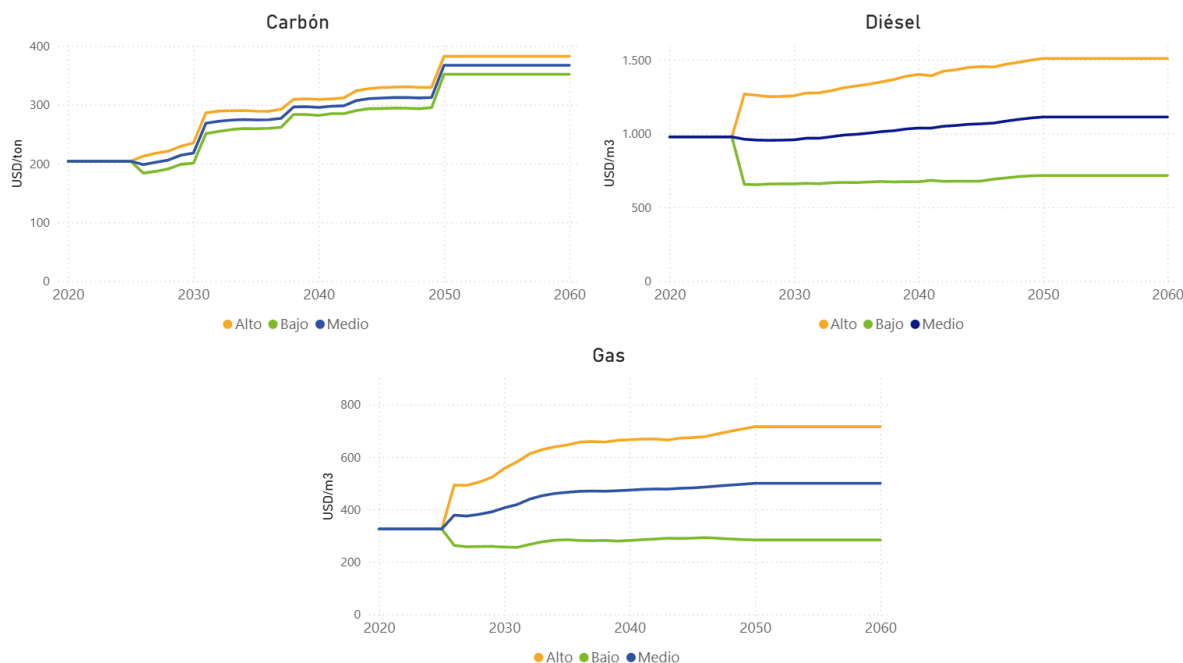


Figura 26. Trayectorias proyectadas de precios de combustibles según escenario.



Figura 27. Trayectorias proyectadas de costos de inversión de tecnologías de generación según escenario.

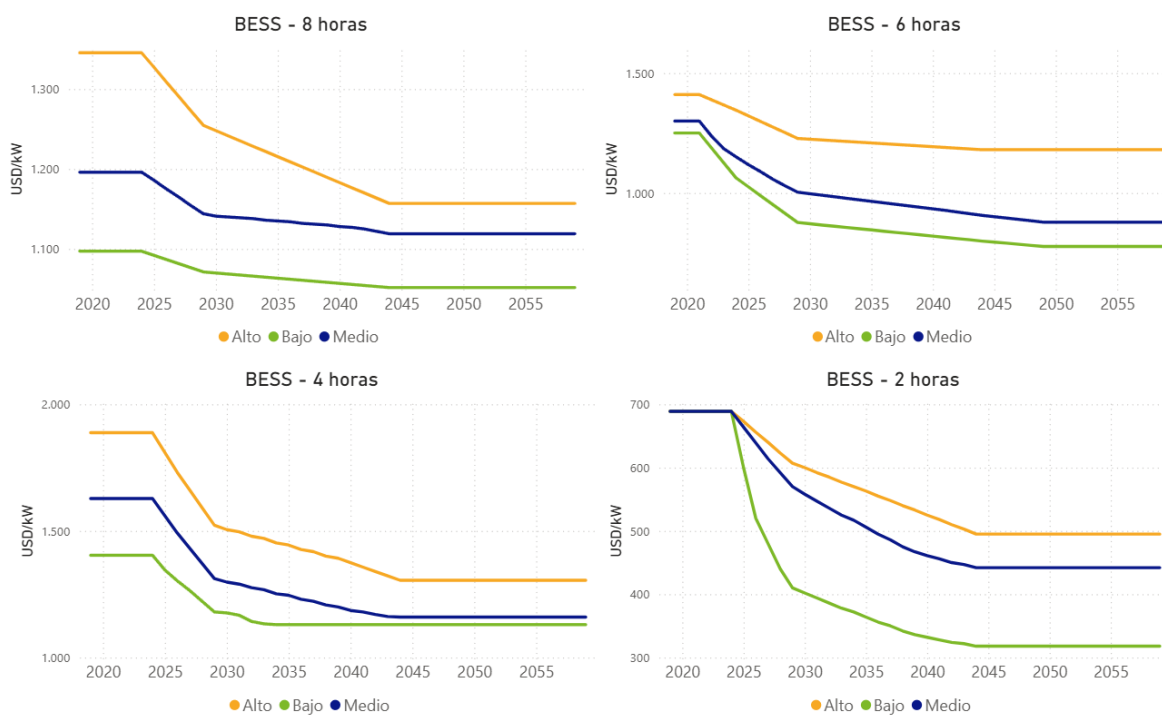


Figura 28. Trayectorias proyectadas de costos de almacenamiento BESS según duración y escenario.

6.1.4. Planteamiento del problema de expansión

El problema de expansión se plantea como un problema de optimización por épocas, donde cada época corresponde a un subproblema de optimización de horizonte completo, con detalle operacional como el compromiso de unidades térmicas relevantes (por ejemplo, unidades a carbón) de forma de tener una operación realista. En cada época se busca un balance entre lograr el mayor horizonte posible, de forma de lograr una optimización de mediano-largo plazo (al menos 5 años), y a la vez tener la mayor cantidad de meses representativos del año, de forma de captar la estacionalidad de los recursos renovables, tales como la eólica, solar, e hidráulica, toda vez que los recursos computacionales son limitados para resolver este tipo de problemas en tiempos razonables o lograr convergencia del problema de optimización.

Así, el problema de largo plazo se resuelve de la siguiente forma: los años previos al inicio del período quinquenal 2028-2032 son resueltos en una misma época, es decir, se resuelve primero una época de ajuste con los años 2026 y 2027, de forma de tener dos años de adecuación hasta el inicio del período quinquenal. Luego, cada año del período 2028-2057, correspondiente a los 30 años del horizonte de optimización, se resuelve utilizando épocas de 5 años cada una, con seis meses representativos por año, donde cada mes representativo contempla un día representativo de 24 bloques horarios.

Para mantener el proceso de optimización dentro de tiempos de cómputo razonables, y para poder utilizar una red con el detalle que tiene la red del proceso PELP 2028-2032 (9 veces mayor a la cantidad de nodos del proceso PELP 2023-2027), se plantea resolver el modelo de inversiones utilizando una relajación lineal de las variables de compromiso de unidades, como es una aproximación habitual, que también ha sido realizada en procesos PELP previos. Esta relajación es realizada en forma nativa por PyPSA y se basa en trabajos recientes⁸¹ que minimizan el impacto de relajar estas variables al introducir una formulación fuerte que introduce restricciones adicionales basadas en la estructura del problema de compromiso de unidades (o *unit commitment*, en la literatura) que aproximan la envolvente convexa del problema original, acercándolo a su formulación MILP (*mixed integer linear programming*). Así, cada subproblema de optimización es un problema LP puro que puede ser resuelto con programación lineal en tiempos razonables, y cuya operación guarda relación con su equivalente MILP.

⁸¹ Hua, B., Baldick, R., & Wang, J. (2017). *A Strong Formulation of Linearized Unit Commitment Problems*. IEEE Transactions on Power Systems, 32(6), 4709–4721

6.2. Resultados

A continuación, se presentan los resultados de la expansión del SEN para cada escenario.

6.2.1. Expansión de la infraestructura del SEN

En esta subsección se presenta la expansión de la infraestructura del SEN para los segmentos de generación y almacenamiento, y transmisión. Cabe recordar que, como este modelo corresponde a un modelo de co-optimización, la expansión simultánea de estos tres tipos de activos es la que minimiza los costos en cada escenario y no la expansión de uno de estos tipos de activos por sí sola. Por ejemplo, la expansión de la transmisión presentada es óptima cuando se desarrolla a su vez la generación y el almacenamiento en la forma en que se presenta, y cuando estos activos se operan como se indica en la operación que resulta de la misma co-optimización.

E1: Escenario Exploratorio Desfavorable (E1).

En esta subsección se presenta la expansión de la infraestructura de generación, almacenamiento y transmisión en el Escenario Exploratorio Desfavorable para las tres épocas de análisis: corto (2026-2032), mediano (2033-2042) y largo plazo (2043-2057).

En cuanto al desarrollo en el corto plazo (2026-2032, Figura 29), este está marcado por un desarrollo de la generación eólica en forma sostenida en el tiempo, llegando al tope de expansión anual, y con una concentración en la Región del Maule, con un total de 1.726 MW desarrollándose en los nodos de Nirivilo, Cauquenes y Constitución, todos en 66 kV. Además, existe un desarrollo temprano de la energía solar PV en los años de ajuste (2026 y 2027) por 2.248 MW, donde 940 MW se desarrollan en Parinas 500 kV, Región de Antofagasta, y 995 MW en Agua Santa 110 kV, Región de Valparaíso. Posterior a estos años de ajuste, la solar PV se expande nuevamente en el año 2031, por 730 MW en el nodo de Collahuasi 220 kV, Región de Tarapacá, de la mano con un desarrollo del almacenamiento casi igual en potencia, por 721 MW, distribuidos en las regiones de Tarapacá, específicamente en los nodos de Pozo Almonte 220 kV por 121 MW y Lagunas 220 kV por 141 MW, así como en la Región de Antofagasta en Parinas 220 kV por 201 MW. En todos los casos, el almacenamiento seleccionado por la optimización es de larga duración (8 horas).

La trayectoria del mix de inversiones en generación solar PV y almacenamiento BESS, indica que en este escenario, pese a tenerse trayectorias de costos de inversión altos, la expansión en solar PV ocurre inicialmente en zonas de alta demanda, y luego vuelve a ocurrir cuando el almacenamiento apalanca esta inversión al compensar la reducción de costos del sistema que produce el par solar PV con BESS. Dicha reducción de costos está principalmente dada por los costos de operación del sistema, los cuales corresponden a costos de combustible principalmente, derivados de operación en bloques nocturnos. Así, al tener costos de combustibles altos en este escenario, se genera la

oportunidad para que el costo desplazable por el par solar PV con BESS sea mayor, compensando su costo de inversión.

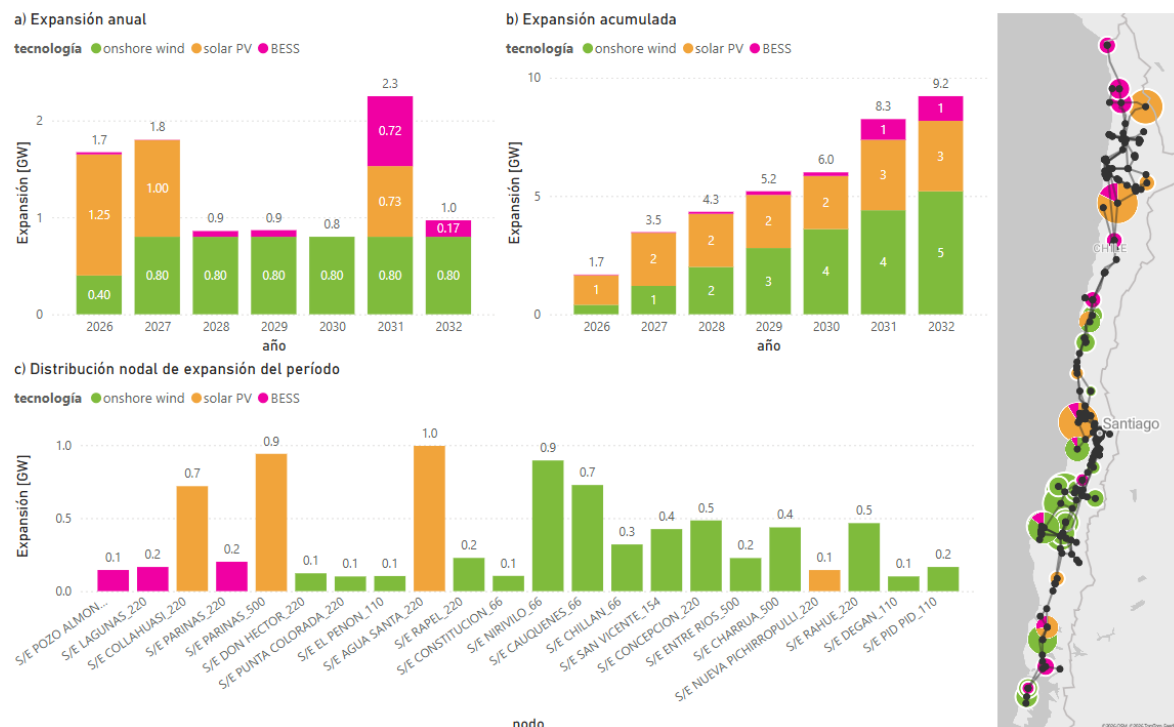


Figura 29. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) para los años de ajuste, 2026-2027, y la época de corto plazo, 2028-2032 (cinco primeros años del período de planificación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

La expansión de la transmisión en la época de corto plazo se presenta en la Figura 30 en términos absolutos y en la Figura 31 en términos porcentuales a las capacidades existentes, separadas por tipo de activo de transmisión, es decir, líneas o transformadores de poder, y por niveles de tensión o relación de transformación, respectivamente. En general se encuentra que la expansión se concentra en las líneas de 220 kV, seguidas de las líneas de 500 kV del tramo Lo Aguirre – Alto Jahuel – Ancoa, junto a sus correspondientes transformadores de 500/220 kV en Alto Jahuel y Ancoa, como se presenta en la Figura 30. Esta expansión guarda relación con la expansión eólica sostenida que se produce en la época de corto plazo, así como con las centrales hidráulicas de la zona, y que permite que exista energía de bajo costo en horarios nocturnos que se pueda inyectar vía Ancoa hacia Lo Aguirre mediante estos refuerzos, siguiendo hacia Kimal vía Kimal-Lo Aguirre cuando existen excedentes de generación en la zona centro.

Por su parte, en la Figura 31 se observa que los mayores refuerzos, en términos de porcentaje respecto a la capacidad inicial del tramo, se producen en tramos de 220 kV y algunos de 110 kV, debido al tope de expansión que existe en esta época, de 500 MVA por activo de transmisión,

correspondientes a refuerzos, principalmente. Así, por ejemplo, sería necesario doblar la capacidad de Alto Jahuel 220 kV – Buin 220 kV, Encuentro 220 kV – Kimal 220 kV, y María Elena 110 kV – Kimal 220 kV. Cabe mencionar que la línea Kimal Lo Aguirre se ha modelado entre los nodos Kimal 220 kV y Lo Aguirre 220 kV, de forma que estos refuerzos están directamente relacionados con la entrada en operación de dicha línea. Por ejemplo, María Elena 110 kV es el nodo con mayor vertimiento previo a la entrada en operación de Kimal – Lo Aguirre, de forma que la expansión de María Elena 110 kV – Kimal 220 kV, indica que la optimización está buscando utilizar dichos recursos, que de otra forma serían desaprovechados, vía Kimal – Lo Aguirre.

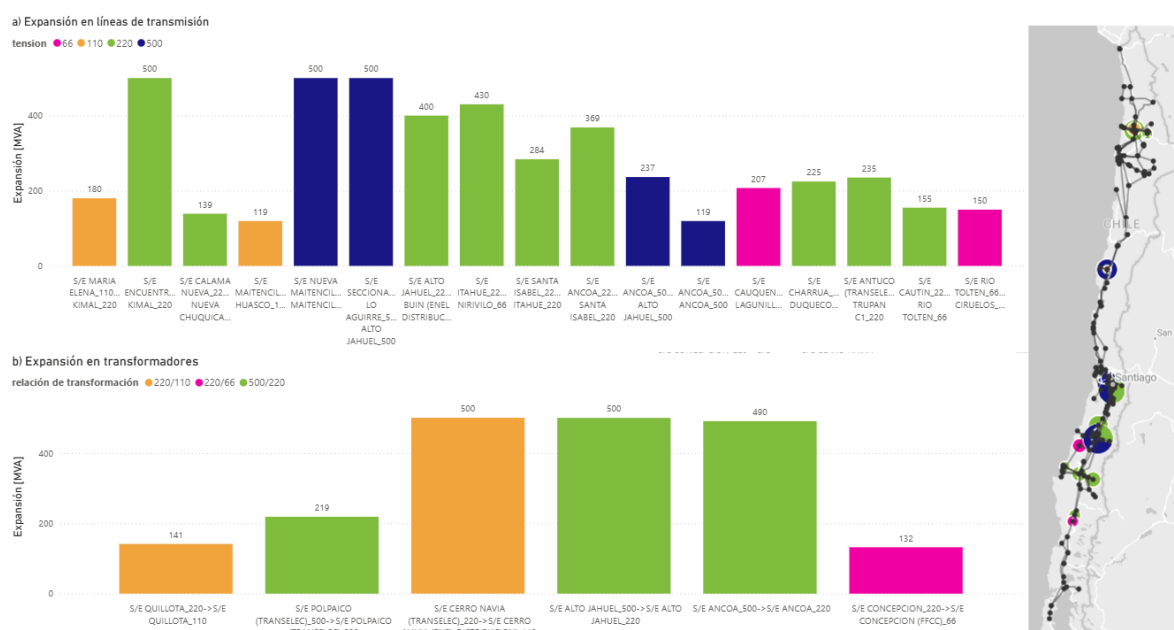


Figura 30. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

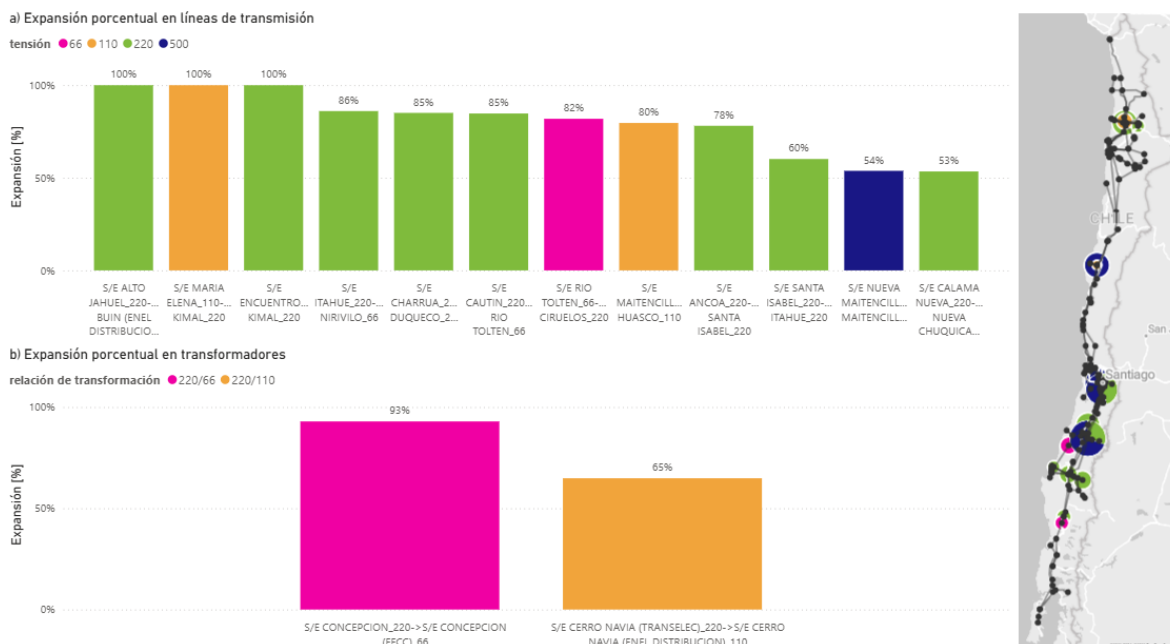


Figura 31: Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

En cuanto al desarrollo en el mediano plazo (2033-2042, Figura 32), la expansión en generación y almacenamiento de esta época es mixta. En los primeros cuatro años se mantiene un comportamiento como el observado en el corto plazo: por un lado, se sigue desarrollando la eólica en tierra a tope durante los primeros tres años, para luego decrecer hacia el cuarto año por debajo de este tope anual de 800 MW, mientras que desde el quinto año de esta época, 2037, el desarrollo de la eólica en tierra es intermitente, con años sin expansión, como 2037 y 2042, y otros años con expansión a tope, como 2041. En consecuencia, en el mediano plazo (bloque de diez años) la eólica en tierra se expande en menor medida que en el bloque de corto plazo más años de ajuste (siete años en total).

En contraste, la energía solar PV mantiene el patrón de la época de corto plazo, desarrollándose una expansión en determinados años en que el par solar PV + BESS permite desplazar generación costosa para el sistema, principalmente, generación basada en combustibles fósiles. El almacenamiento en este caso también corresponde a almacenamiento BESS de mediana a larga duración, con un 83% de BESS de 8 horas, y un 17% de BESS de 6 horas. Estos últimos se concentran en los nodos de Itahue 220 kV, Concepción 220 kV y Charrúa 154 kV, mientras que el almacenamiento de 8 horas se distribuye más homogéneamente, con peaks de concentración en Andes 220 kV, Parinas 220 kV, y Polpaico 220 kV.

Un evento que marca el medio plazo es que, como en los escenarios exploratorios todas las centrales a carbón existentes se retiran a finales del año 2040, el sistema necesita contar con recursos que pudieran cubrir dicha salida durante 2041, para lo cual se llega al tope de inversión anual en eólica en tierra, solar PV y BESS, como consta en la expansión de 2041 en la Figura 32, la cual decae abruptamente posterior a este evento. Como el sistema llega al tope de inversión, pero no se expande en otras tecnologías candidatas (eólica offshore, geotermia, gas, etc.), se llega a la conclusión de que para el sistema es más conveniente expandir la capacidad de generación y almacenamiento previo a la salida de las centrales de carbón, en el 2039 y 2040, y así tener estos activos disponibles para 2041, a la vez que reducen costos de operación en el intertanto, que esperar a dicho año y complementar con otras tecnologías más caras en inversión.

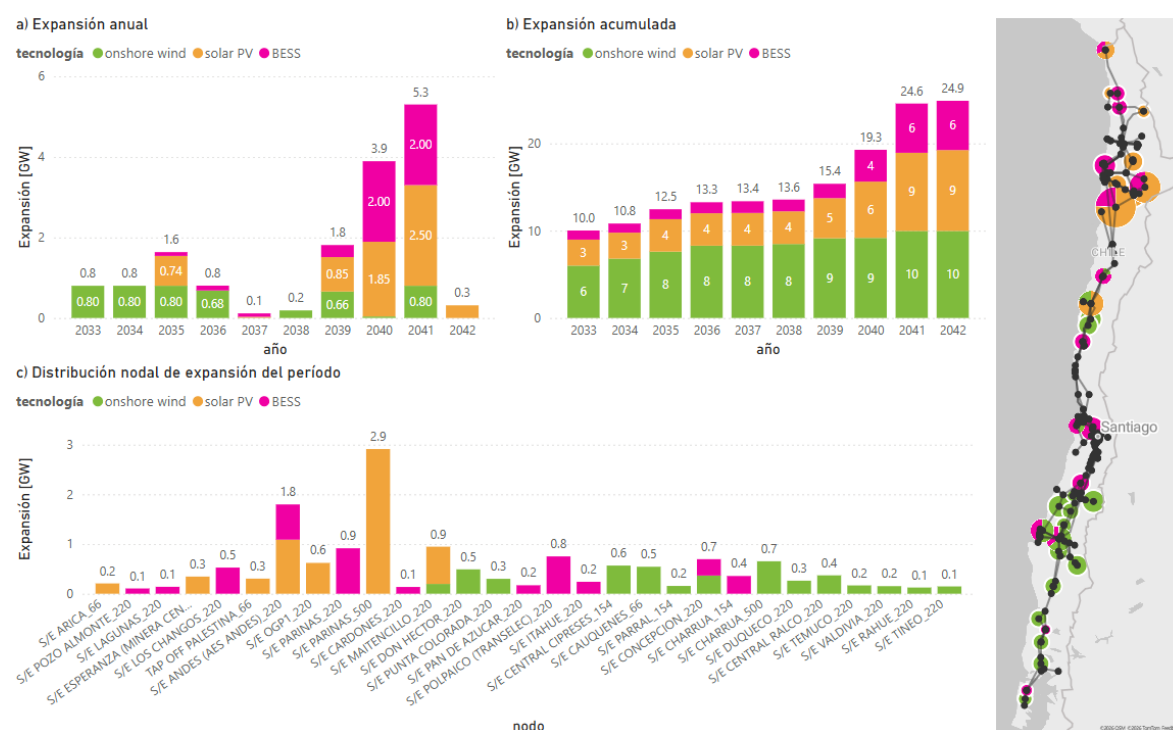


Figura 32. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) para la época de mediano plazo, 2033-2042 (diez años siguientes al corto plazo). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En cuanto a la expansión de la transmisión en el mediano plazo, esta se presenta en la Figura 33 y Figura 34 en términos absolutos y porcentuales, respectivamente. A diferencia del corto plazo donde existían refuerzos en Antofagasta para aprovechar la entrada de operación de Kimal – Lo Aguirre, en esta época de mediano plazo la expansión en líneas de transmisión se extiende desde el Bío-bío hasta Atacama solamente, y con una alta concentración en la Centro-Sur del país en el tramo Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel - Lo Aguirre. En el caso de la expansión de la capacidad de transformación, en esta época emergen expansiones en niveles de transmisión inferior, como 66 kV

en las regiones de Maule y de Bio-bío, y 110 kV en las regiones Metropolitana y de Valparaíso, de la mano con el aumento de la demanda a nivel de transmisión zonal.

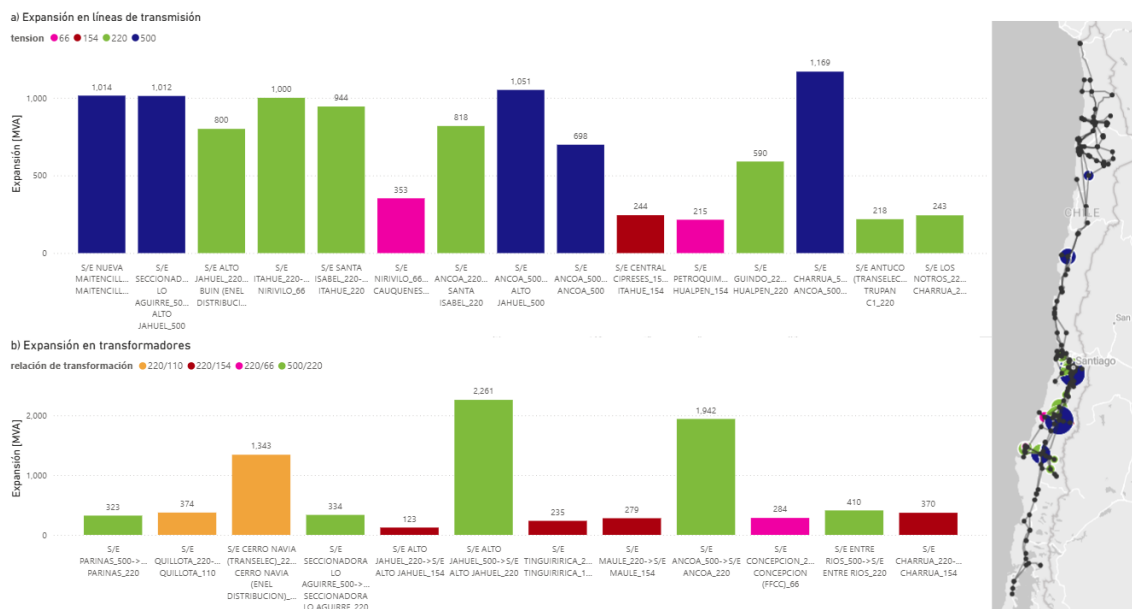


Figura 33: Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) para la época de mediano plazo (2033-2042). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

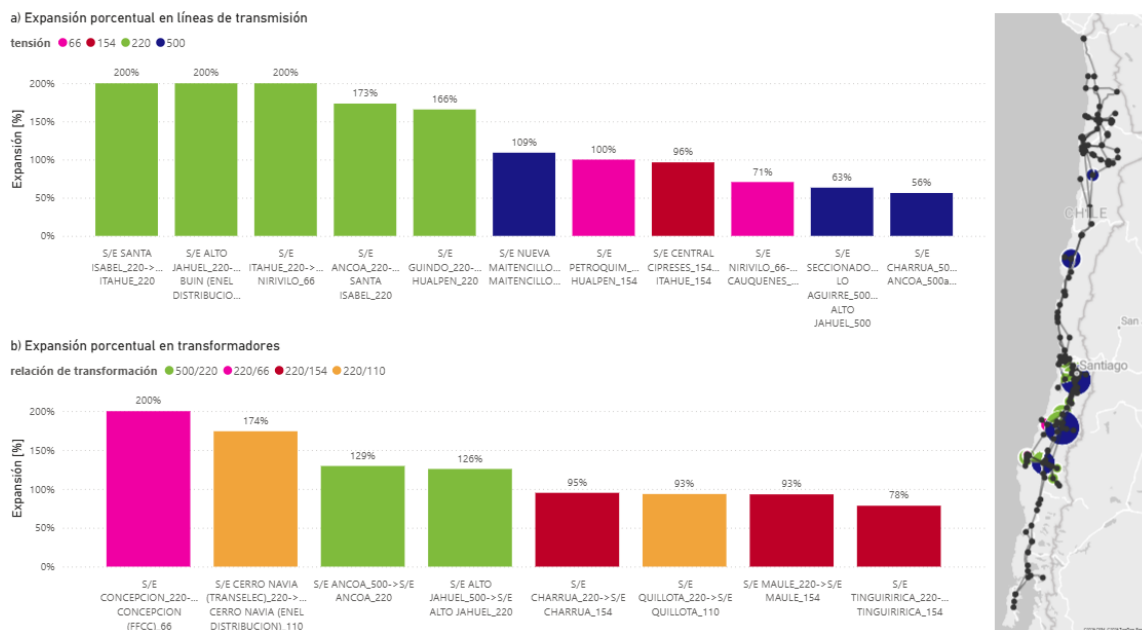


Figura 34: Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) para la época de mediano plazo (2033-2042). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

con su expansión, bajo la misma lógica de aprovechamiento de recursos hidráulicos de la zona, así como la expansión de eólica de esta época. Al observar la Figura 37, se encuentra que, en términos relativos a las propias líneas, las principales expansiones ocurren en líneas de 220 kV, con líneas que duplican su capacidad, mientras que, en la expansión de la capacidad de transformación, el principal desarrollo se concentra en la zona Centro-Sur, con la excepción de Parinas 500/220 kV, lo cual en la mayor parte de los casos guarda relación con el crecimiento de la demanda.

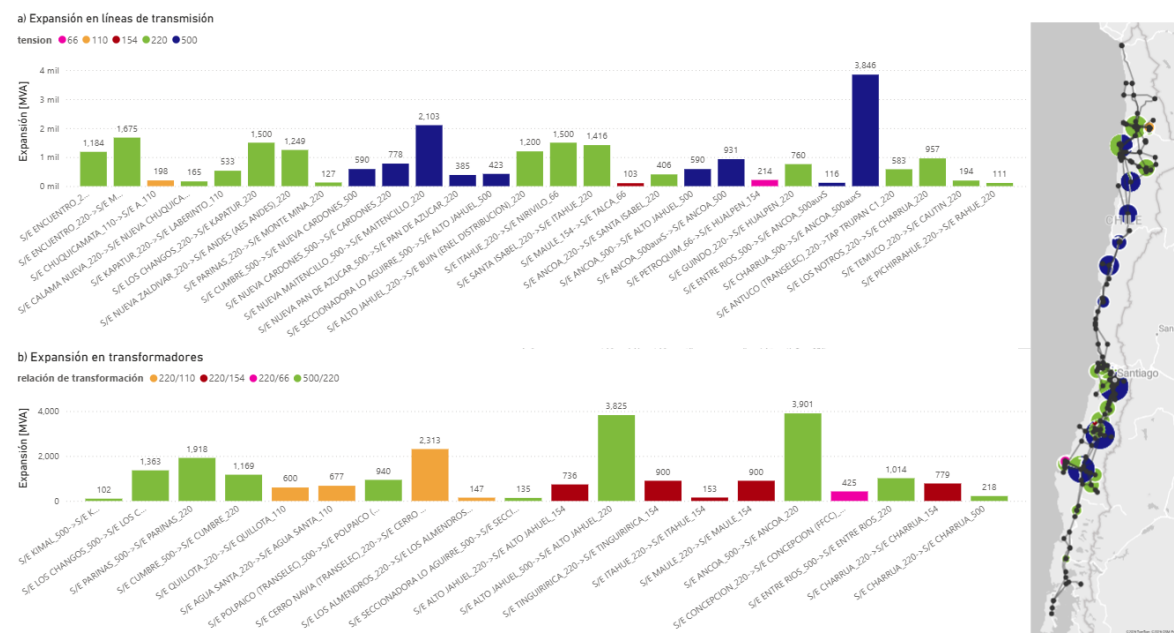


Figura 36: Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierdo a derecho. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

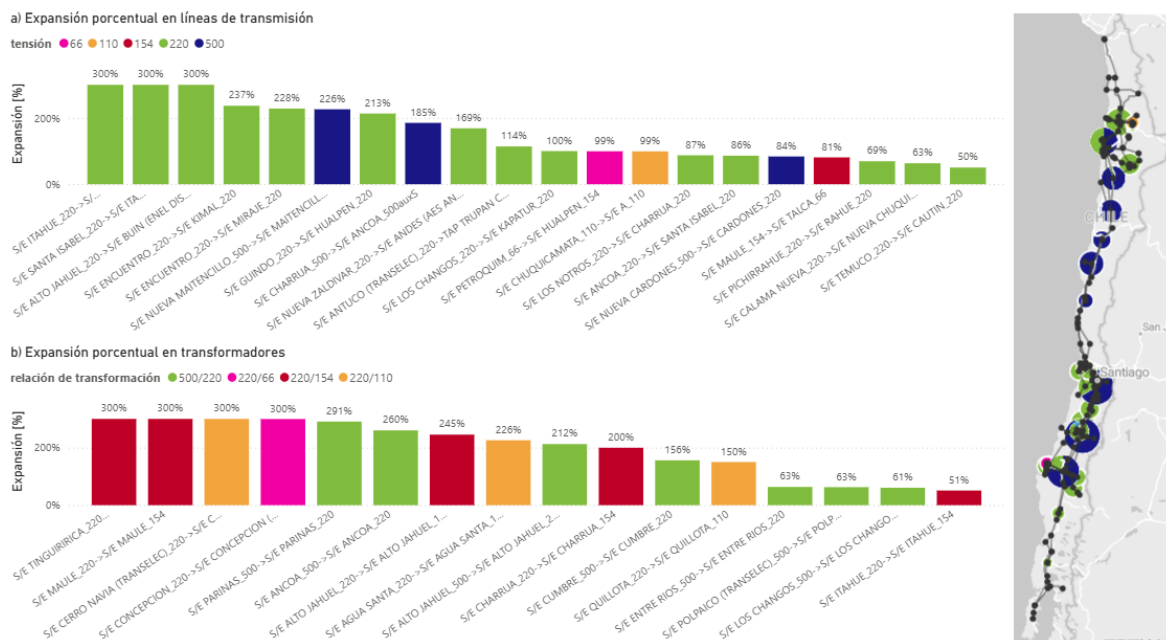


Figura 37. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierdo a derecha.

E2: Escenario Exploratorio Tendencial (E2).

En esta subsección se presenta la expansión de la infraestructura de generación, almacenamiento y transmisión en el Escenario Exploratorio Tendencial o BAU para las tres épocas de análisis: corto (2026-2032), mediano (2033-2042) y largo plazo (2043-2057).

En la época de corto plazo el sistema expande su capacidad de generación mediante energía eólica en tierra manteniendo activa la restricción de desarrollo anual en todos los años. Esta capacidad se encuentra principalmente en las regiones del Maule y del Bío, con capacidades acumuladas de 1.904 MW y 1.361 MW, respectivamente, durante la época de corto plazo. En cuanto a los nodos donde se distribuye esta capacidad, los principales nodos son Nirivilo 66 kV, y Cauquenes 66 kV, ubicados en las comunas de San Javier, y Cauquenes, respectivamente, por 895 MW y 727 MW, cada uno. Por su parte, la energía solar PV presenta una expansión importante en los años de ajuste, con 1.250 MW el primer año, y 1.135 MW en el segundo, concentrados principalmente en los nodos de Parinas 500 kV y Agua Santa 220 kV, en las comunas de Taltal y Viña del Mar, respectivamente. Posteriormente, esta época tiene expansión de solar PV en 2029 y en 2031, por 187 MW y 2.244 MW, respectivamente, concentrada principalmente en los nodos de Parinas 500 kV, Andes 220 kV, y Collahuasi 220 kV, fuertemente apalancados por una expansión en almacenamiento de 8 horas. Esta expansión de BESS ocurre producto de la baja de costos de inversión en almacenamiento y el

aumento de los costos de combustibles, tal que se paga el desplazamiento de generación fósil que es capaz de lograr el par solar PV + BESS durante bloques nocturnos.

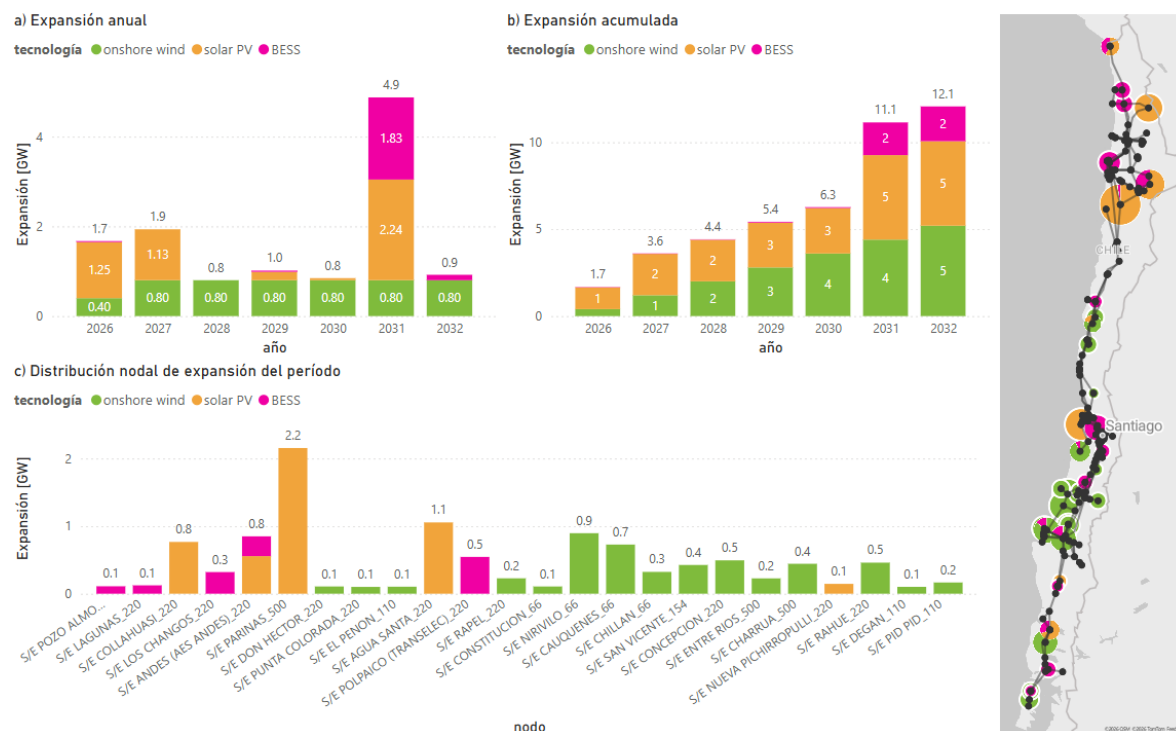


Figura 38: Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Exploratorio Tendencia (E2) para los años de ajuste, 2026-2027, y la época de corto plazo, 2028-2032 (cinco primeros años del período de planificación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En cuanto a la expansión de la transmisión (Figura 39 y Figura 40), se realizan refuerzos principalmente en la zona de desarrollo de eólica en tierra, siendo la región del Maule la que concentra la mayor cantidad de refuerzos. Por ejemplo, en la Figura 39 se aprecia que la línea Itahue 220 kV – Nirvilo 66 kV es la segunda de mayor refuerzo, por 424 MW, siendo Nirvilo 66 kV el nodo que mayor expansión eólica presenta (Figura 29). Destaca también la necesidad de reforzar las capacidades de transformación de 500/220 kV en Alto Jahuel y en Ancoa, por 500 MW cada uno, así como en 220/110 en Cerro Navia. Al observar la Figura 30, se encuentra que ciertas líneas con menor capacidad de expansión absoluta en la práctica están ampliando su capacidad en el doble, como por ejemplo María Elena 110 kV – Kimal 220 kV, que coincide permite llevar los vertimientos desde María Elena 110 kV hacia Kimal 220 para aprovechar en enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre y evacuar esa energía hacia el centro del país.

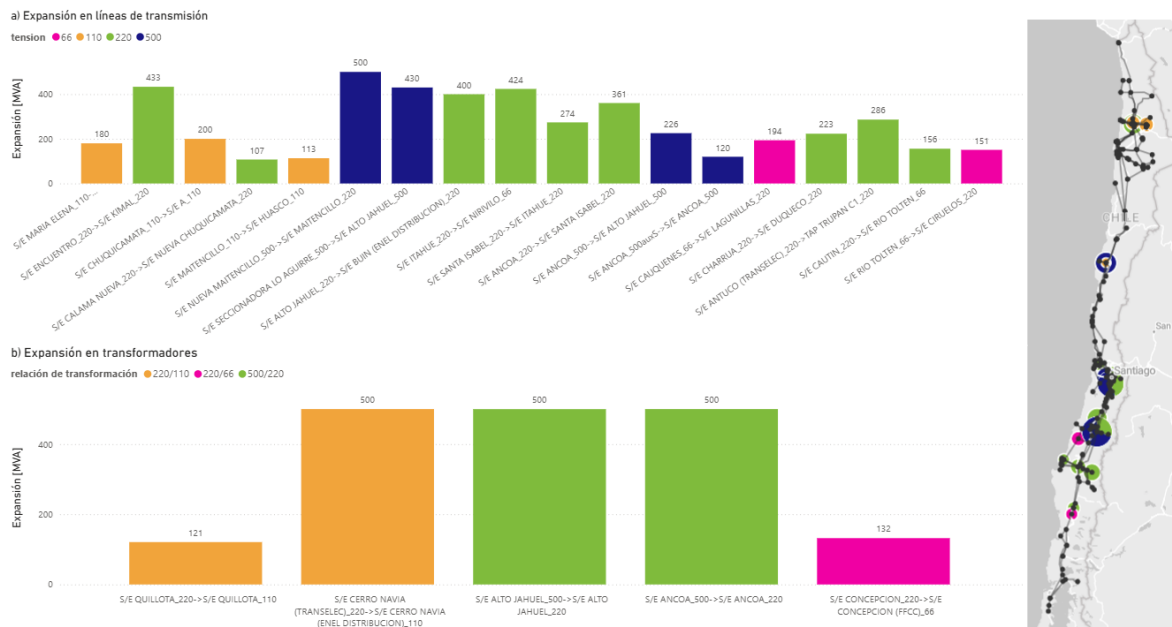


Figura 39: Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

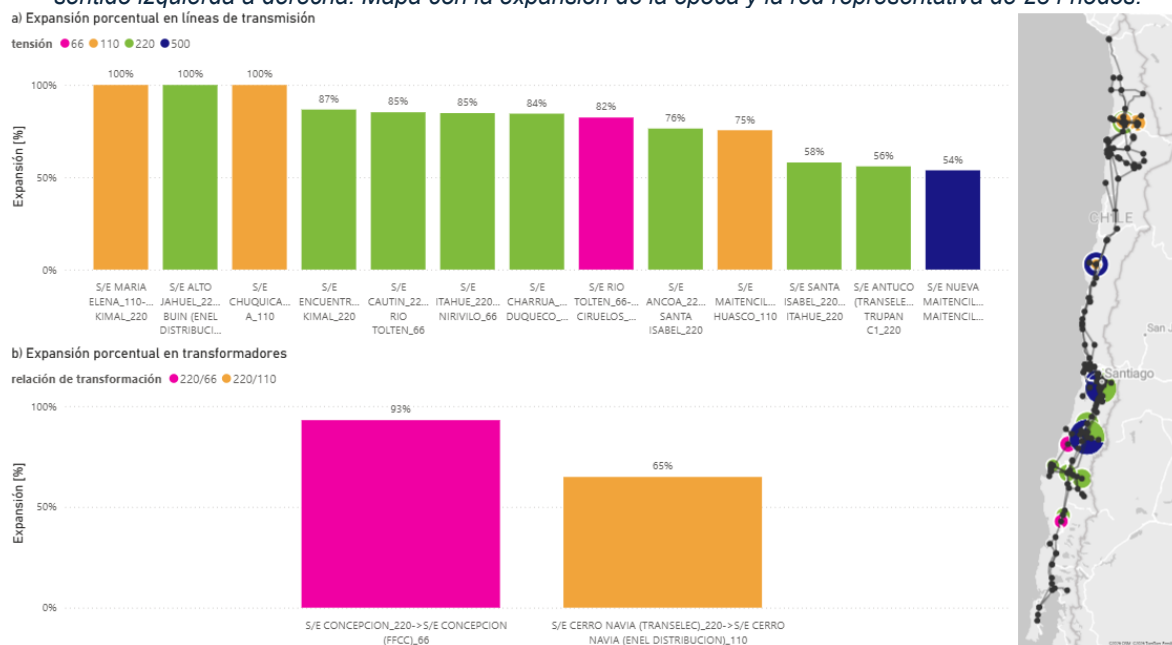


Figura 40: Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

En la época de mediano plazo (2033-2042), se mantiene un desarrollo sostenido de la generación eólica en tierra, con algunos años en los que la restricción de desarrollo anual deja de estar activa (2038 y 2042). En esta época se produce un cambio en el mix de expansión de generación respecto al Escenario Exploratorio Desfavorable (E1), puesto que la reducción de costos de las tecnologías de generación es tal que para la minimización de costos es más conveniente el desarrollo sostenido de la eólica en tierra, que detener dicho desarrollo y esperar la baja de costos del almacenamiento para apalancar la expansión de generación solar PV. Este comportamiento permite que la salida de centrales a carbón, que ocurre en 2040, es compensada con una instalación de eólica, solar PV y BESS tal que ahora la expansión de la solar PV no está activa, como sí ocurre en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) donde está activa.

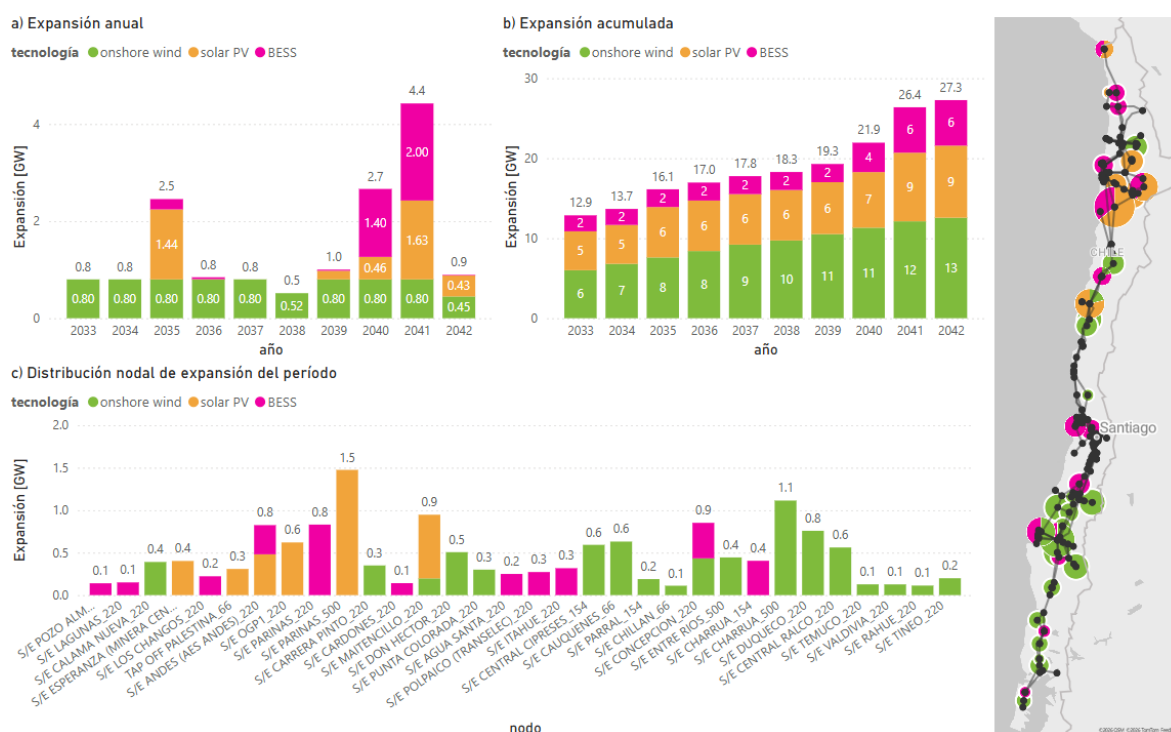


Figura 41: Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2) para la época de mediano plazo, 2033-2042 (diez años siguientes al corto plazo). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

La expansión de activos de transmisión en esta época de mediano plazo (2033-2042) está marcada por el desarrollo de la energía eólica en tierra, como se aprecia en la Figura 42 y Figura 43, en forma análoga al caso del Escenario Exploratorio Desfavorable, con la salvedad que como la expansión de la eólica en tierra es mayor en este escenario (derivado de una trayectoria de costo de inversión media), la expansión de la transmisión es mayor, especialmente en el nivel de tensión de 500 kV, así como también en el nivel de 220 kV donde casi todas las líneas aumentan respecto a dicho escenario. En esta época, un 44% de la expansión de capacidad de las líneas tiene un nodo al menos

en la región del Maule, mientras que un 27% tiene un nodo al menos en la región del Bío-bío. Por su parte, un 53% de la expansión en transformadores se encuentra en la Región Metropolitana, y un 32% se encuentra en Maule.

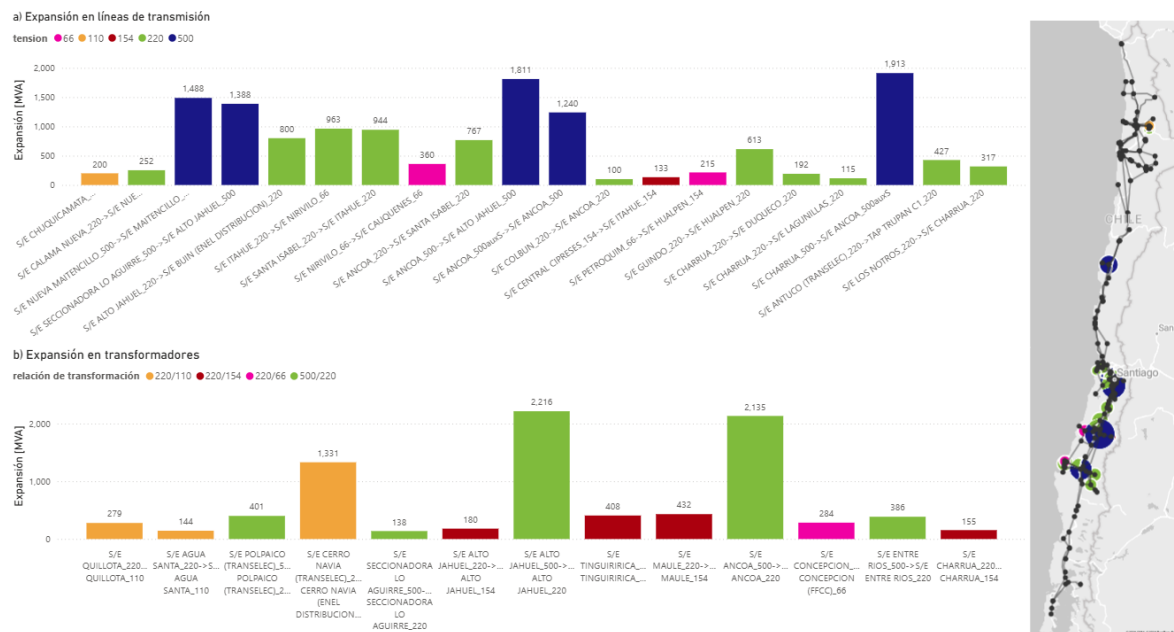


Figura 42: Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2) para la época de mediano plazo (2033-2042). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

Al observar el desarrollo en términos relativos a cada línea (Figura 43), se encuentra que las líneas que más aumentan su capacidad en términos relativos son las líneas de 220 kV, mientras que en el caso de la expansión de la capacidad de transformación, no hay una preponderancia marcada en cuanto a una relación de transformación. No obstante, las tres mayores expansiones en transformadores cubren los tres menores niveles de la red (de 220 a 66, 110 y 154 kV).

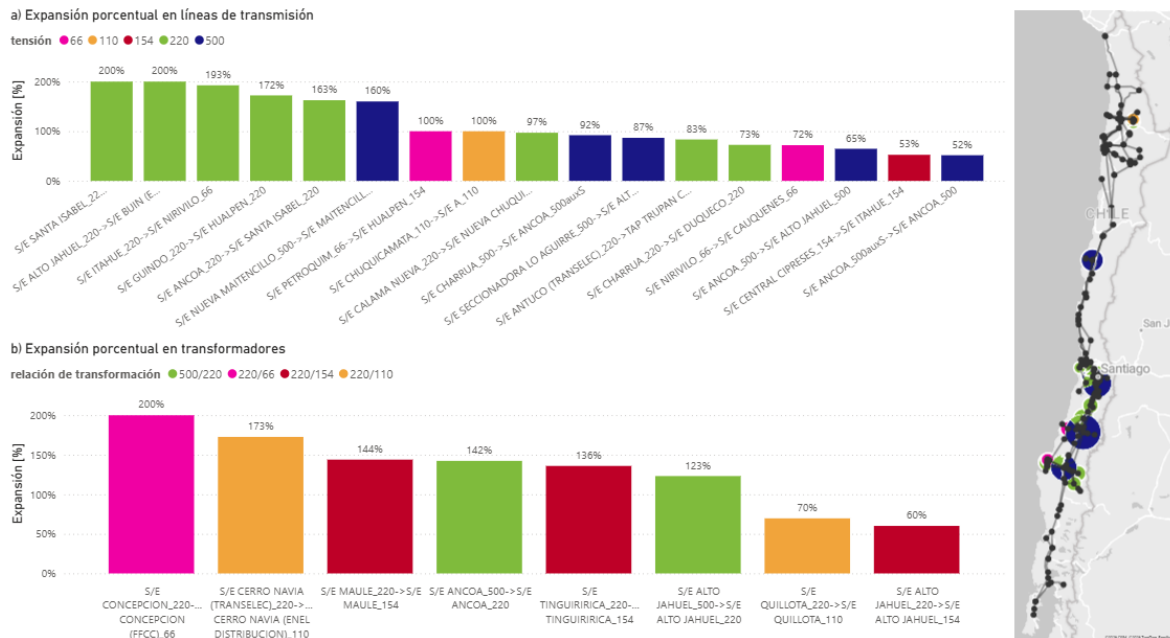


Figura 43: Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2) para la época de mediano plazo (2033-2042). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

Finalmente, al observar la expansión de generación y almacenamiento en el largo plazo (2043-2057, Figura 44) se encuentra que la expansión en esta época está dominada por la generación solar PV junto al almacenamiento BESS. No obstante, existe desarrollo de energía eólica en tierra en forma sostenida durante todo el horizonte, por 7.070 MW en los 15 años de la época, en contraste con los 25.140 MW de la solar PV para los mismos 15 años, donde 9.267 MW se desarrollan en el nodo Cumbre 500 kV. Cabe mencionar que también emerge una expansión basada en eólica offshore, o eólica marina, flotante (de rango 500 a 1300 metros de profundidad) entre 2048 y 2050, por un total de 315 MW en la costa de la zona asociada a la subestación Central Quintero 220 kV.

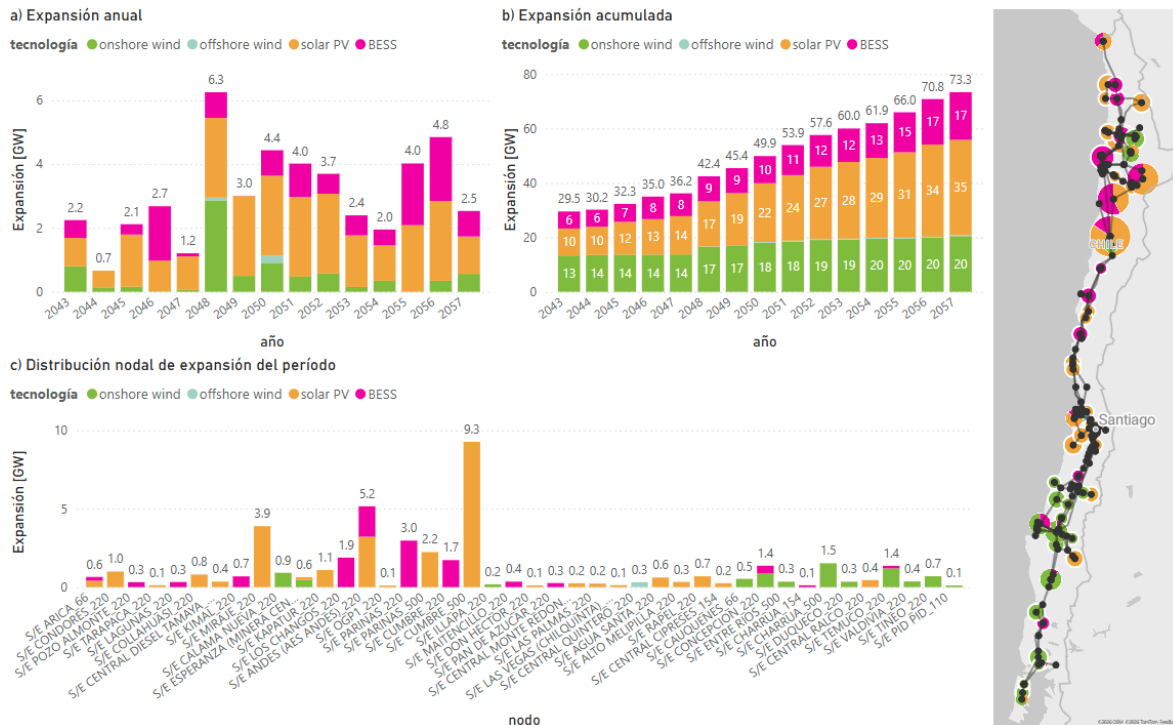


Figura 44: Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2) para la época de largo plazo, 2043-2057 (últimos quince años del horizonte de evaluación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En cuanto a la expansión de la transmisión, esta abarca desde la Región de Antofagasta hasta la Región del Biobío, con un desarrollo principalmente basado en líneas de 500 kV, del tramo Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel – Lo Aguirre, así como las mismas líneas de 220 kV que salen seleccionadas para expansión en la época de mediano plazo. De esta forma, los excedentes de recursos eólicos e hidráulicos de la zona Centro-Sur pueden abastecer a la zona Norte vía Kimal – Lo Aguirre.

Por su parte, y en términos relativos (Figura 46), se acentúa el comportamiento de que las líneas que más crecen respecto a sí mismas son las de 220 kV, con tres líneas que duplican su capacidad y tres líneas que triplican su capacidad inicial.

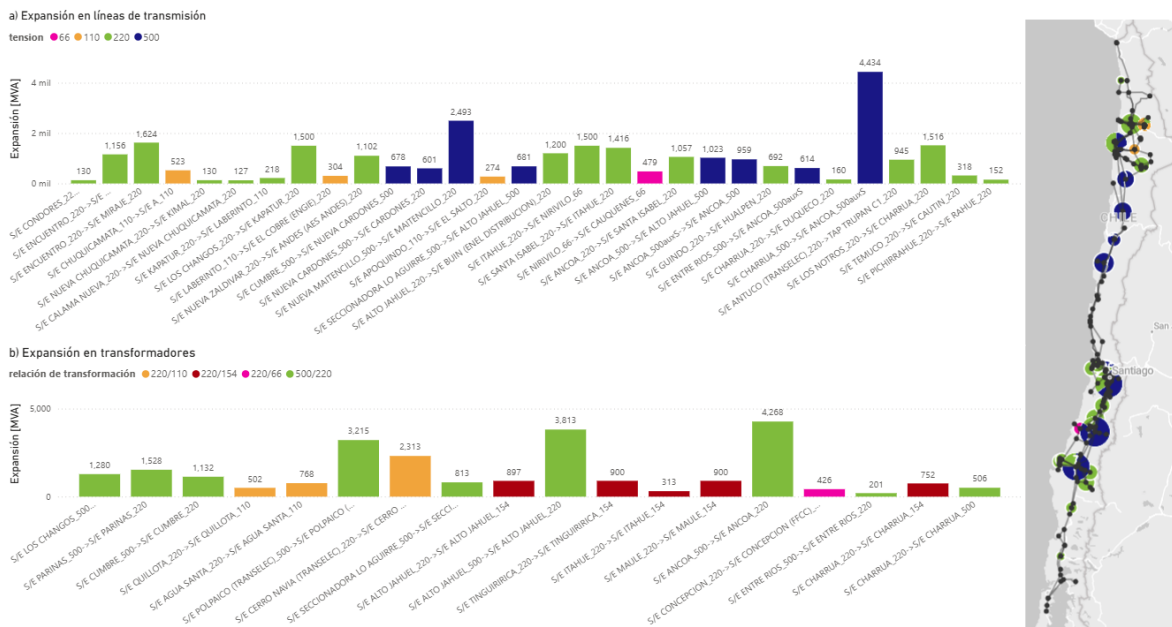


Figura 45: Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Tendencia (E2) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

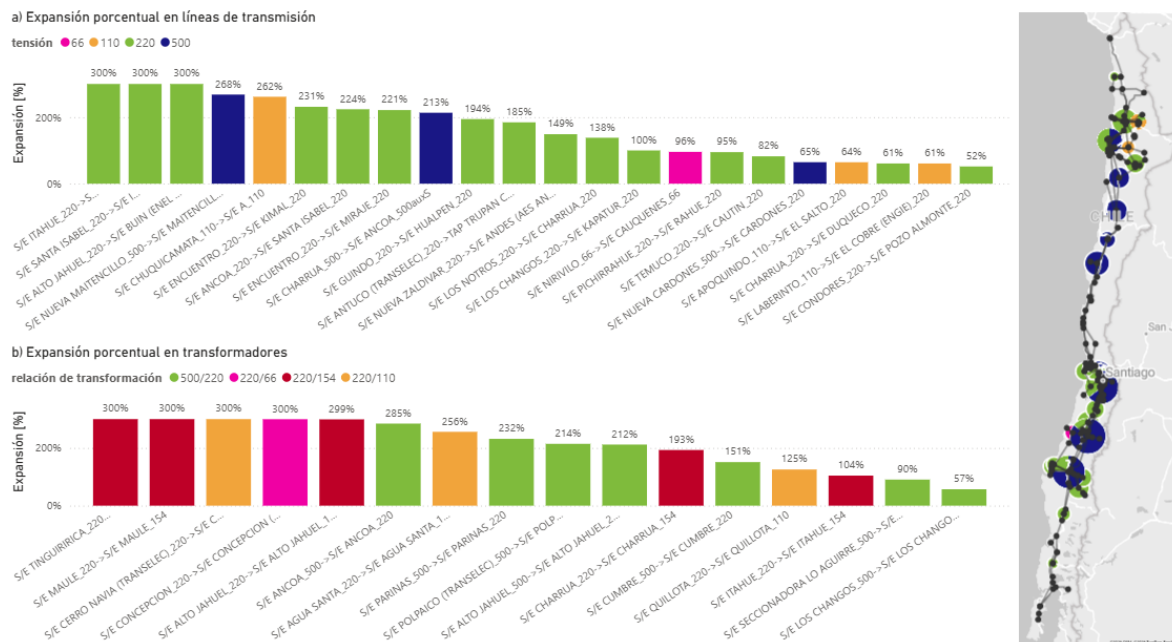


Figura 46: Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Tendencia (E2) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

E3: Escenario Exploratorio Favorable (E3).

En esta subsección se presenta la expansión de la infraestructura de generación, almacenamiento y transmisión en el Escenario Exploratorio Desfavorable para las tres épocas de análisis: corto (2026-2032), mediano (2033-2042) y largo plazo (2043-2057).

En cuanto al desarrollo en el corto plazo (2026-2032, Figura 47), este está marcado por un desarrollo de la generación eólica en forma sostenida en el tiempo, llegando al tope de expansión anual todos los años del horizonte, aprovechando la baja de costos tecnologías de generación de este escenario. Esta expansión de la energía eólica en tierra abarca desde Atacama hasta Los Lagos, destacando una expansión 895 MW en Nirvilo 66 kV, y de 727 MW en Cauquenes 66 kV. Por su parte, la energía solar PV se desarrolla en forma importante en los años de ajuste, por 1250 MW en 2026 y 1.077 MW en 2027, distribuidos principalmente en el nodo de Parinas 500 kV (Región de Antofagasta) y Agua Santa 220 kV (Región de Valparaíso). Existe luego un desarrollo de solar PV en los años 2029, 2030 y 2031, donde la expansión en esta tecnología ahora se extiende a la Región de Tarapacá, específicamente al nodo Collahuasi 220 kV, por un total de 734 MW. Cabe mencionar que, a diferencia de la expansión en los escenarios Exploratorio Desfavorable y Exploratorio Tendencial o BAU, la energía solar PV no se desarrolla apalancada por el almacenamiento BESS durante esta época, sino que lo hace movilizadora por la trayectoria de costos de inversión inferior que tiene este escenario. Además, como los costos de combustibles son bajos en este escenario, los costos operacionales a desplazar también lo son, y en consecuencia, el incentivo al almacenamiento BESS disminuye.

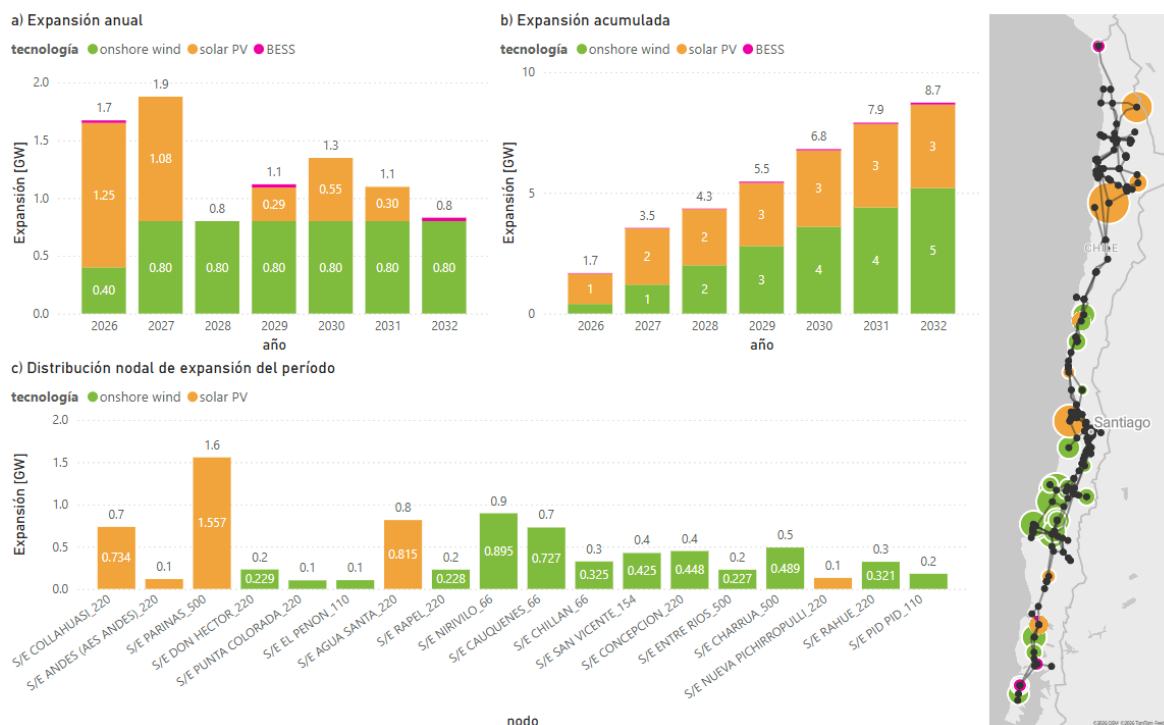


Figura 47. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para los años de ajuste, 2026-2027, y la época de corto plazo, 2028-2032 (cinco primeros años del período de planificación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

La expansión de la transmisión en la época de corto plazo se presenta en la Figura 48 en términos absolutos y en la Figura 49 en términos porcentuales a las capacidades existentes, separadas por tipo de activo de transmisión, es decir, líneas o transformadores de poder, y por niveles de tensión o relación de transformación, respectivamente. Al igual que en el resto de escenarios exploratorios, el desarrollo de energía eólica en tierra condiciona fuertemente el desarrollo de la transmisión. Por ejemplo, una de las líneas que llega a su tope de expansión es Itahue 220 kV – Nirivulo 66 kV (expansión del 100% en la Figura 49), la cual conecta una zona de buen potencial eólico a la altura de Constitución con la red de 220 kV para su evacuación.

Similar a los otros escenarios exploratorios, al observar la expansión en términos porcentuales (Figura 49) se encuentra que durante el corto plazo se produce una expansión del 100% en la línea de María Elena 110 kV hacia Kimal 220 kV, lo cual permite disminuir los vertimientos en María Elena 110 kV (nodo con mayor vertimiento en esta época en este modelo), posterior a la entrada en operación de Kimal – Lo Aguirre. Por otro lado, debido al desarrollo de la solar PV, se vuelve necesario duplicar la capacidad de Encuentro 220 kV – Kimal 220 kV, Chuquicamata 110 kV – A 100 kV, y Alto Jahuel 220 kV – Buin 220 kV.

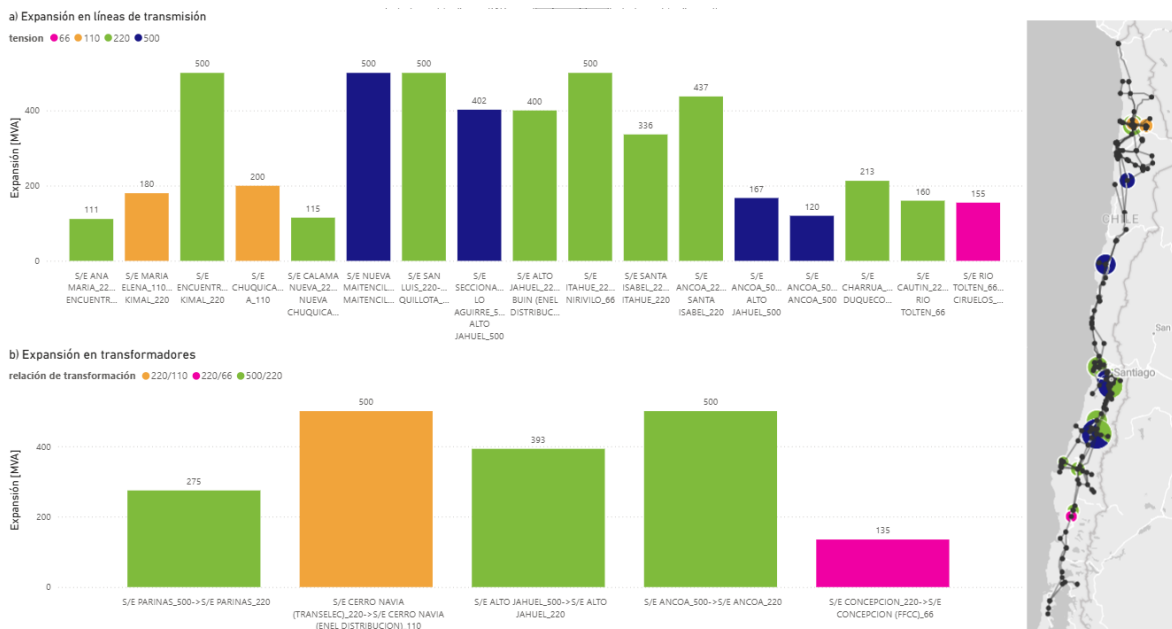


Figura 48. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.



Figura 49. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

En cuanto al desarrollo en el mediano plazo (2033-2042, Figura 50), la expansión en generación y almacenamiento de esta época lleva a que la eólica en tierra mantenga activa su restricción de desarrollo anual. En esta época también se produce desarrollo de solar PV, así como de almacenamiento, en una proporción mayor que otros escenarios a favor del almacenamiento BESS, revirtiéndose la dinámica descrita en la época de corto plazo sobre el punto de break even de costos. Es más, en el año 2041, cuando cesa la operación de las centrales a carbón, existe expansión de eólica en tierra a tope (800 MW), mientras que se desarrollan 350 MW de eólica offshore o marina, a la vez que la solar PV está bajo su tope anual, de forma que la operación con centrales eólicas offshore es más conveniente que llegar al tope de expansión de solar PV para la minimización de costos. Por su parte, la expansión de generación por medio de solar PV se da únicamente desde Parinas 500 kV hacia el Norte.

En el caso de la expansión del almacenamiento, este se desarrolla principalmente en BESS de 6 horas (57%), 8 horas (22%) y de 4 horas (21%) de almacenamiento, respectivamente. En este caso, pese a haber una serie de tiempo de precios de combustibles en su valor inferior, y por tanto una brecha de costos día-noche baja, la reducción de costos de inversión de tecnologías de almacenamiento termina haciendo que se compense la inversión en estos activos a pesar de desplazar generación que tiene un costo bajo.

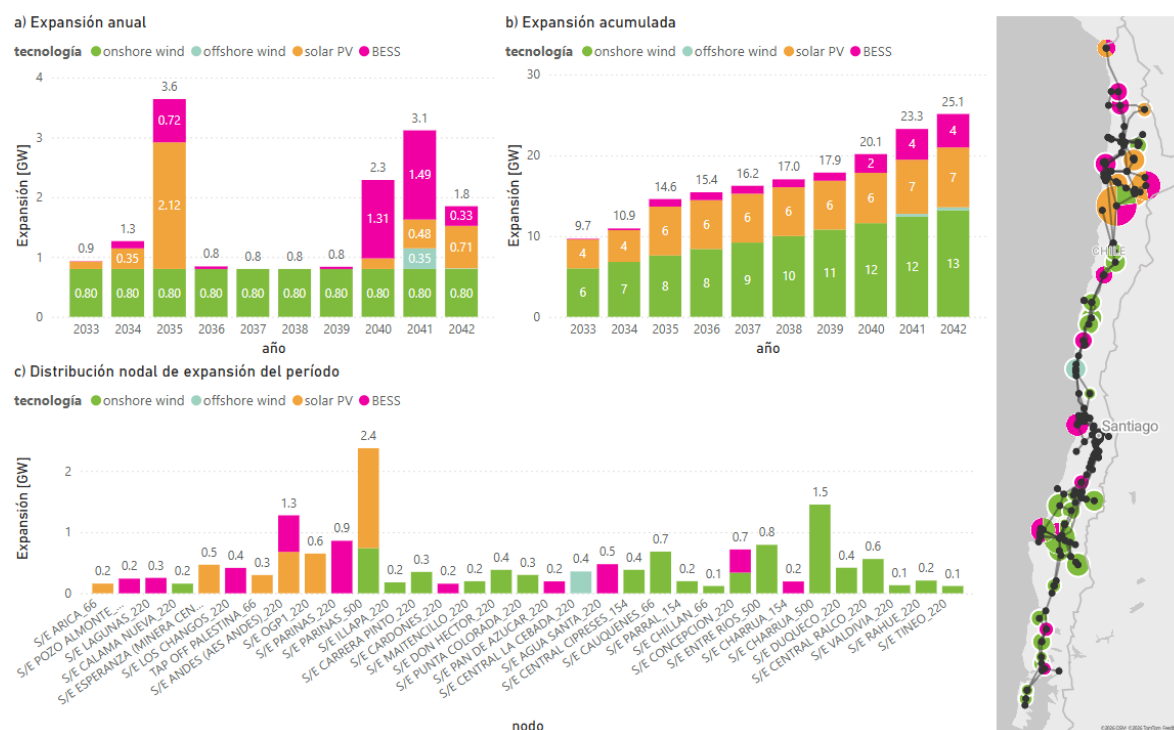


Figura 50. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para la época de mediano plazo, 2033-2042 (diez años siguientes al corto plazo). Distribución nodal ordenada de

Norte a Sur en sentido izquierdo a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En cuanto a la expansión de la transmisión en el mediano plazo, esta se presenta en la Figura 51 y Figura 52 en términos absolutos y porcentuales, respectivamente. En forma similar al resto de los escenarios exploratorios, destaca la expansión del sistema de 500 kV en el tramo Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel – Lo Aguirre, apalancada por los recursos eólicos de la zona, que conectan con el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, así como con la demanda de la Región Metropolitana. Respecto a esta última, se observa en la Figura 51 que la capacidad de transformación se expande principalmente en la Región Metropolitana, donde en 500/220 kV destaca la expansión en Polpaico 500 kV, así como en Alto Jahuel 500 kV, mientras que en 220/110 destaca la expansión de transformadores en Cerro Navia 220 kV, que permiten llevar la energía eólica del Centro Sur hacia la demanda de la Región Metropolitana.

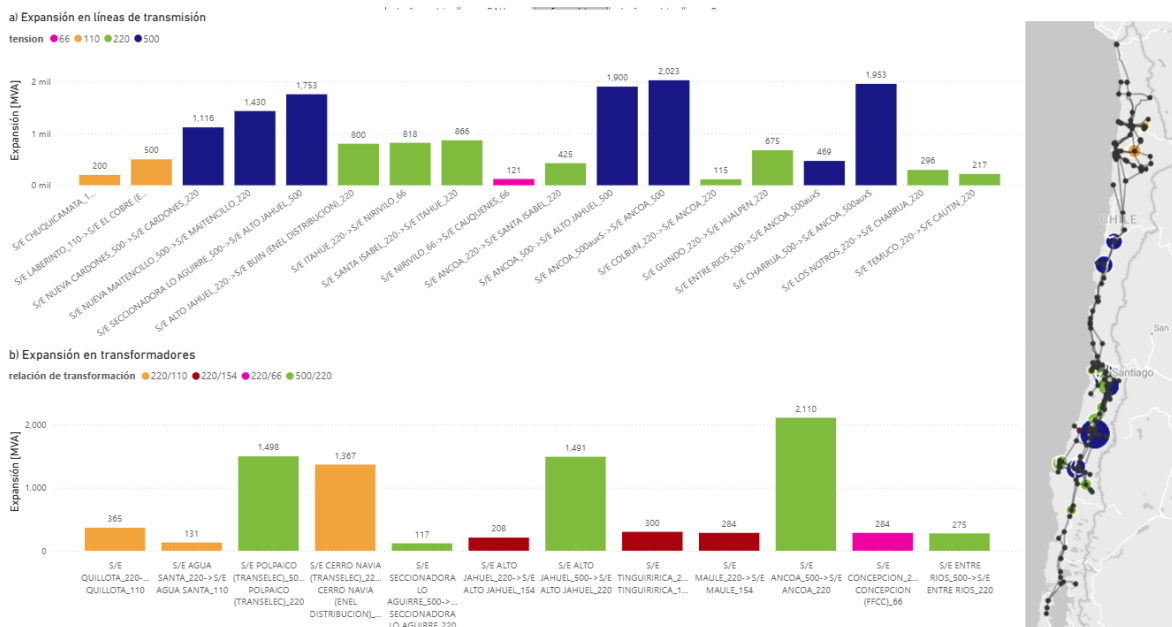


Figura 51. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para la época de mediano plazo (2033-2042). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierdo a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

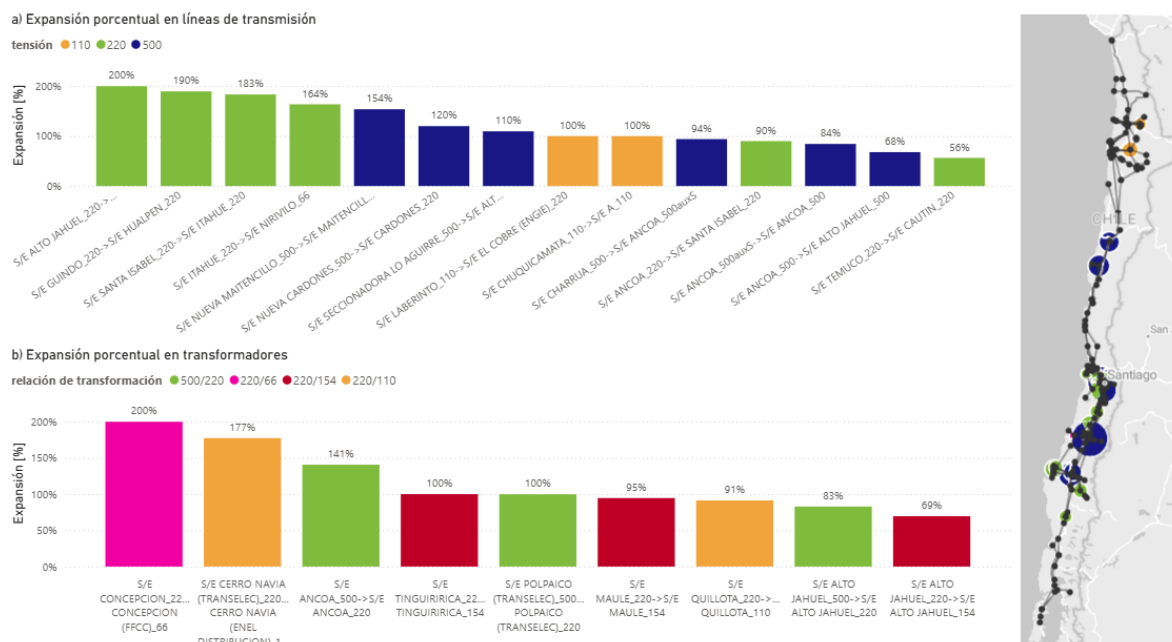


Figura 52. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para la época de mediano plazo (2033-2042). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierdo a derecha.

Finalmente, en cuanto al desarrollo en el largo plazo (2043-2057, Figura 53), la expansión de generación y almacenamiento contempla un desarrollo sostenido de energía solar PV con BESS, donde la disminución de costos de inversión propicia la instalación de BESS, a pesar de la trayectoria inferior de costos de combustibles que genera una brecha de precios menor a otros escenarios. Por su parte, y también en línea con la reducción de costos de inversión en tecnologías de generación, en este escenario hay un desarrollo sostenido de la energía eólica en tierra, y un desarrollo de energía eólica marina que inicia en la década de 2040, con un desarrollo en Coquimbo, luego en la Región de Valparaíso y sigue a la Región de O'Higgins con tecnología flotante de 500 a 1300 metros de profundidad, por 379, 2.380 y 477 MW en cada una de estas regiones, respectivamente.

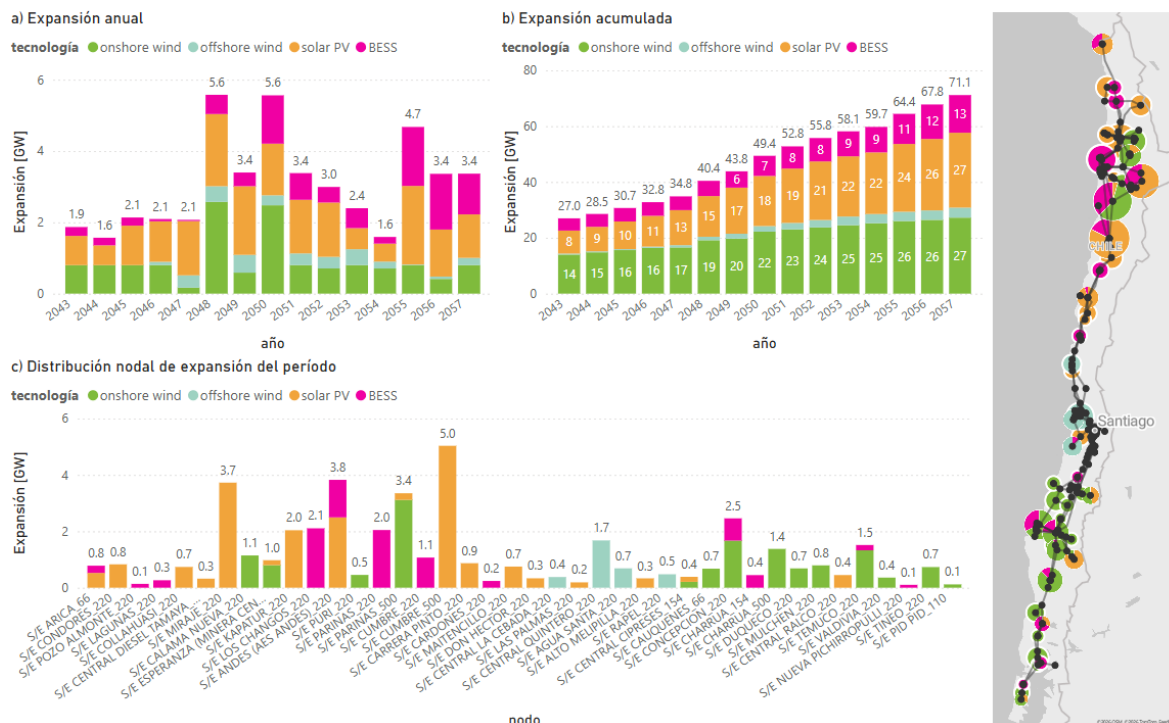


Figura 53. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para la época de largo plazo, 2043-2057 (últimos quince años del horizonte de evaluación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En el caso de la transmisión, en la época de largo plazo la transmisión se expande como se presenta en la Figura 54 y Figura 55. En esta se aprecia que la extensión de la expansión aumenta considerablemente, llegando a desarrollar una mayor diversidad de tramos que en otros escenarios, principalmente apalancada por el gran desarrollo de la solar PV que se encuentra distribuida en una extensión territorial menos concentrada que la eólica, por ejemplo, lo cual contribuye a tener una expansión más homogénea. Destaca la expansión en la zona de Los Changos para abordar la demanda de hidrógeno verde, con una expansión de 4.376 MW acumulados en la línea Los Changos 220 kV - Kapaturn 220 kV, así como la expansión de capacidad de transformación de 500/220 en Los Changos 500 kV, como se aprecia en la Figura 54.

En comparación con la época pasada, la expansión en el corredor Charrúa - Ancoa - Alto Jahuel - Lo Aguirre, es proporcionalmente más concentrada en el tramo Charrúa - Ancoa que en el resto del tramo debido a la incorporación de recursos de eólica marina en la zona central que llegan por otras vías a la demanda de la zona Centro, y no necesariamente vía el corredor Charrúa - Ancoa - Alto Jahuel - Lo Aguirre.

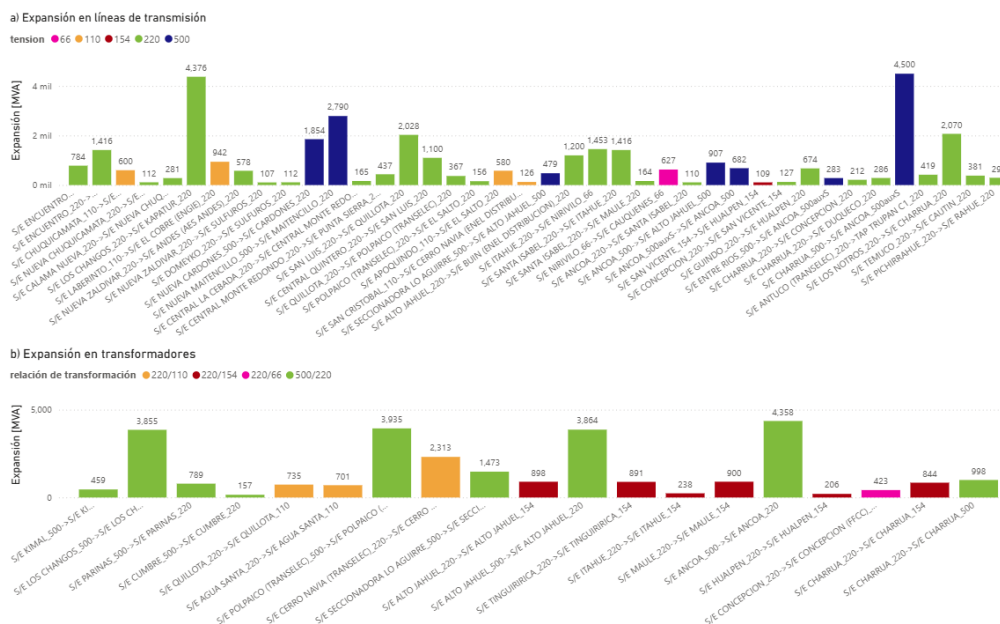


Figura 54. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

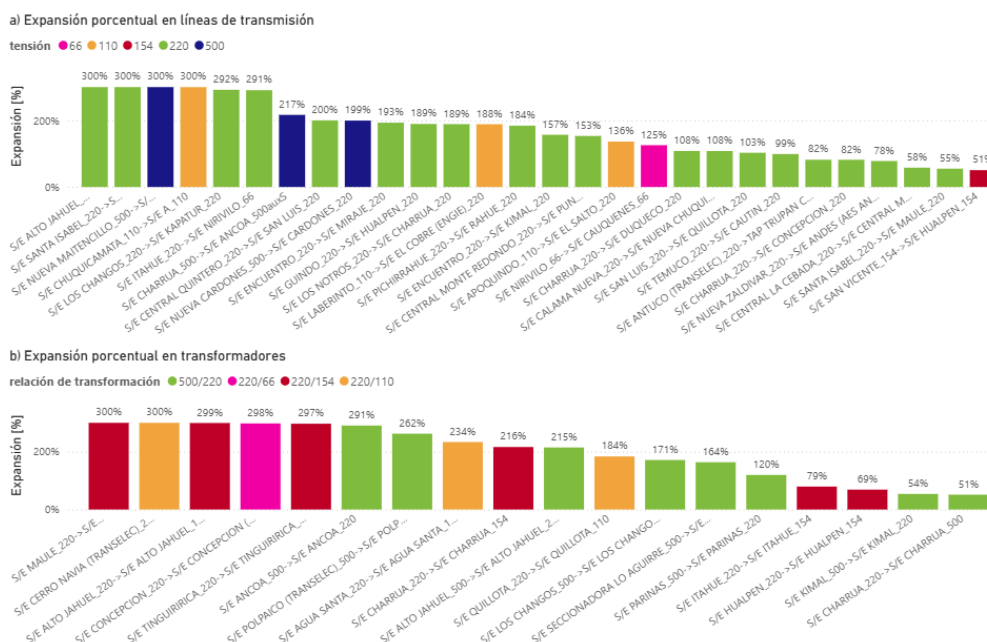


Figura 55. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Exploratorio Favorable (E3) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

N1: Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (E1).

En esta subsección se presenta la expansión de la infraestructura de generación, almacenamiento y transmisión en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado para las tres épocas de análisis: corto (2026-2032), mediano (2033-2042) y largo plazo (2043-2057).

Este escenario toma como base el crecimiento y costos del Escenario Exploratorio Desfavorable (N1) e incorpora acciones específicas, tales como un retiro de centrales de carbón al final de 2030 para las centrales Nueva Ventanas, Campiche, Andina, Hornitos, Angamos 1 y 2, y un retiro al final de 2027 de IEM. En forma análoga, se considera la inclusión del impuesto al carbono en el costo variable desde 2030 por 5 USD/t CO₂, el cual incrementa en 5 USD/ t CO₂ cada cinco años

Este escenario considera también un adelanto en tiempo de desarrollo de líneas de capacidad mayor (sobre 1.500 MW), pasando de 7 años a 6 años desde el inicio del período de planificación. De esta forma, desde 2033 existen candidatos de expansión de mayor tamaño (antes, desde 2030, se consideran refuerzos por hasta 500 MW por subproblema de optimización, por activo de transmisión), los cuales en este caso son líneas de hasta 2.250 MW por subproblema de optimización, por activo de transmisión (un 50% mayor que en los escenarios exploratorios), salvo que dicho activo tenga una capacidad inicial menor, en cuyo caso se toma dicho valor. Para el caso de la generación solar PV, eólica y almacenamiento BESS, se considera un 50% adicional del tope de desarrollo anual desde 2030, quedando en 3.750, 1.200 y 3.000 MW/año respectivamente.

En cuanto al desarrollo en el corto plazo (2026-2032, Figura 56), este está marcado por un desarrollo de la generación eólica en tierra, que llega a su tope de desarrollo anual en cada año. Además, en 2031 existe una expansión significativa de solar PV con BESS, debido a la salida a finales de 2030 de las unidades a carbón previamente mencionadas. Por ejemplo, en Los Changos 220 kV se produce una expansión de BESS que está asociada al retiro de las unidades térmicas de Mejillones.

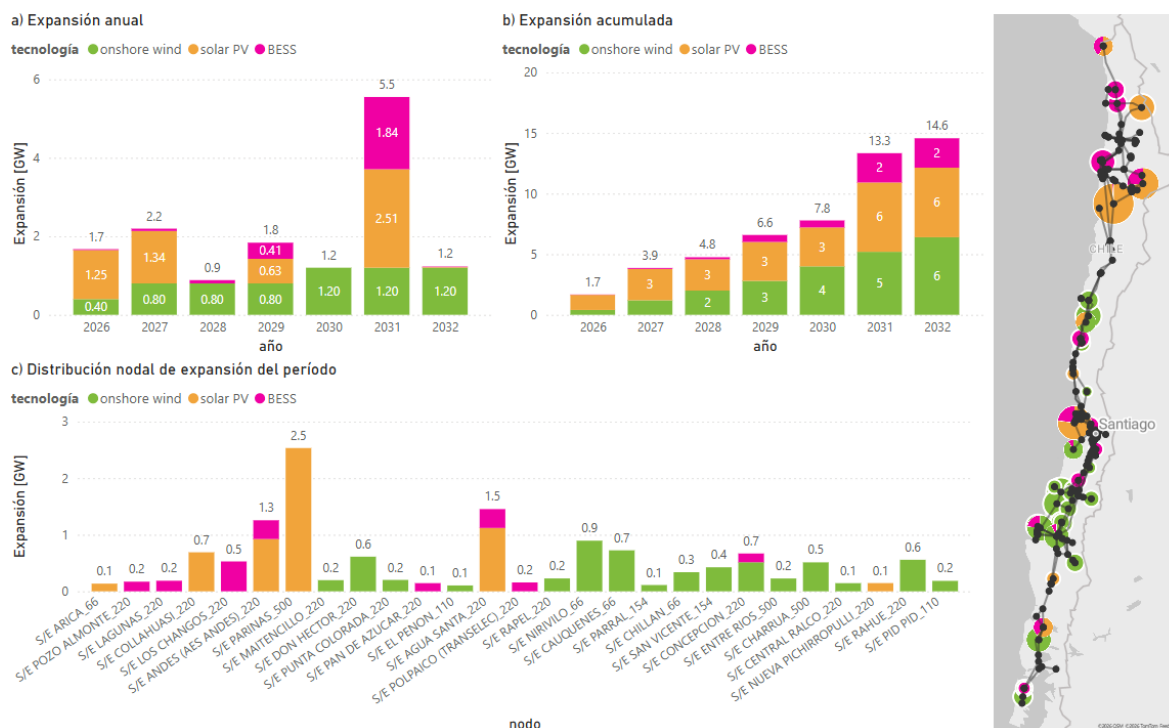


Figura 56. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) para los años de ajuste, 2026-2027, y la época de corto plazo, 2028-2032 (cinco primeros años del período de planificación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

La expansión de la transmisión en la época de corto plazo se presenta en la Figura 57 en términos absolutos y en la Figura 58 en términos porcentuales a las capacidades existentes, separadas por tipo de activo de transmisión, es decir, líneas o transformadores de poder, y por niveles de tensión o relación de transformación, respectivamente. En general se encuentra que el desarrollo es análogo al del Escenario Exploratorio Desfavorable, E1, con refuerzos principalmente a la red de 220 kV para la evacuación de la capacidad eólica del Maule y Bio-bío, y con algunos tramos usando el adicional de capacidad de transmisión, como Nueva Maitencillo 500 kV – Maitencillo 220 kV. Al observar la Figura 58 acerca del desarrollo en términos porcentuales, se encuentra que también algunas líneas del Norte tienen un desarrollo relativo importante, como María Elena 110 kV – Kimal 220 kV (para aprovechar los vertimientos en María Elena 110 kV) y Encuentro 220 kV - Kimal 220 kV.

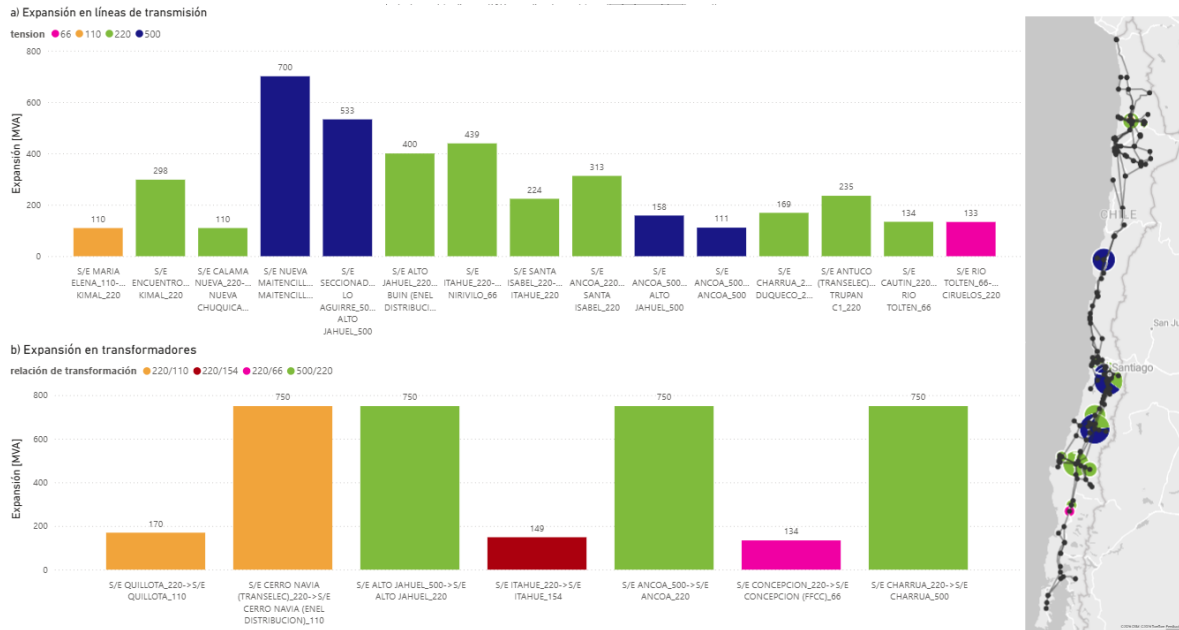


Figura 57. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

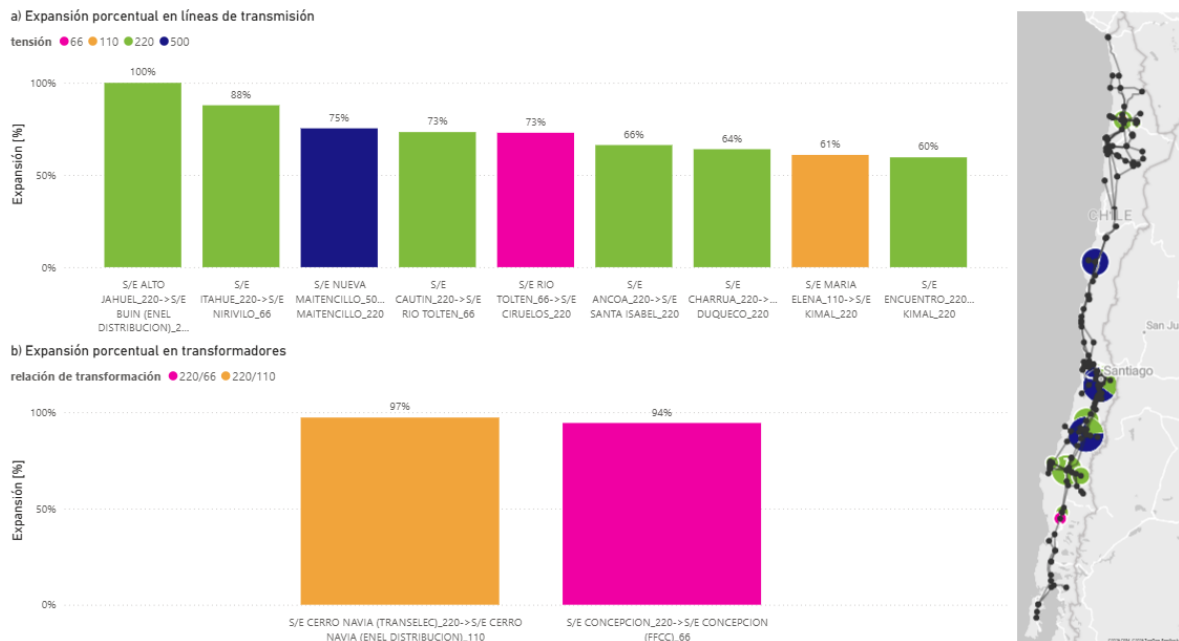


Figura 58. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

En cuanto al desarrollo en el mediano plazo (2033-2042, Figura 59), existe una marcada diferencia respecto al Escenario Exploratorio Desfavorable, E1, puesto que al considerar ahora una demanda para hidrógeno verde mayor, y la instalación de data centers intensivos en uso energético en el Antofagasta, ocurre que ahora hay un aumento importante de demanda de 2035, el cual gatilla la expansión de la capacidad solar PV y eólica en tierra a su nuevo tope anual (con el 50% adicional), así como el desarrollo de almacenamiento BESS en 2035. Posterior a esta adecuación, el siguiente momento de gran desarrollo es cuando ocurre la salida de las centrales a carbón (finales de 2040). La optimización de inversiones indica que es más rentable invertir en solar PV + BESS previo a la salida de las centrales a carbón, como en 2039 por ejemplo. Además, el impuesto al carbono en aumento encarece cada vez más la generación térmica adelantando el punto de break even para la instalación de tecnologías que desplacen la operación basada en combustibles fósiles.

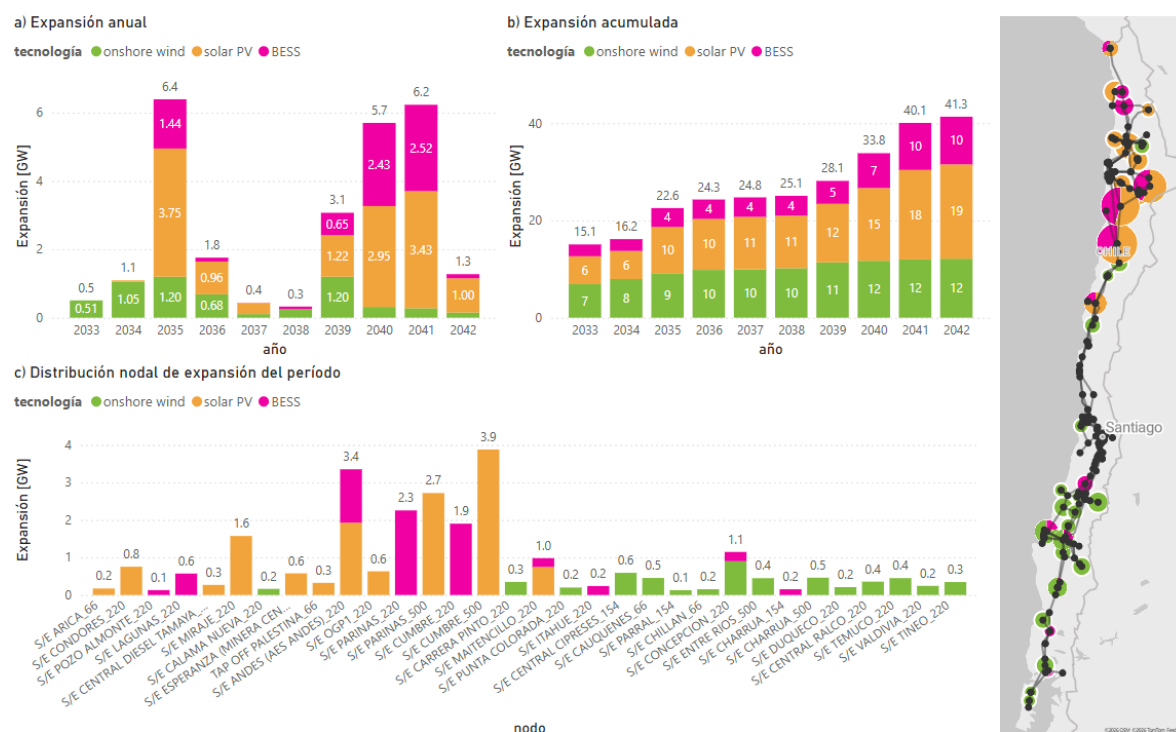


Figura 59. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) para la época de mediano plazo, 2033-2042 (diez años siguientes al corto plazo). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierdo a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En cuanto a la expansión de la transmisión en el mediano plazo, esta se presenta en la Figura 60 y Figura 61 en términos absolutos y porcentuales, respectivamente. A diferencia de su escenario exploratorio correspondiente, en este escenario normativo existe un mayor desarrollo de transmisión no solo en las líneas que llevan generación eólica hacia el Centro, sino que también en líneas de la red de 220 kV en el Norte del país. Esto guarda relación con el aumento de la demanda eléctrica para data centers, hidrógeno verde, y de acciones de electrificación de consumos en la Minería (línea

a) Expansión en líneas de transmisión

tension ● 66 ● 154 ● 220 ● 500

Proyecto	Expansión [MVA]
S/E ENCUENTRO 220 ~ S/E MAULE 220	642
S/E ENCUENTRO 220 ~ S/E ANDES (AO ANDES) 220	294
S/E NUEVA CARDONES 500 ~ S/E CARDONES 220	618
S/E NUEVA MATENCILLO 500 ~ S/E MATENCILLO 220	130
S/E SECCIONADORA LO AGUIRRE 500 ~ S/E AUTO JAHELUEL 500	1.880
S/E TIAHUE 220 ~ S/E SANTA CAULIQUES 66	1.145
S/E SANTA KABEL 220 ~ S/E TIAHUE 220	800
S/E NINIVILLO 66 ~ S/E TIAHUE 220	1.000
S/E ANCOA 220 ~ S/E SANTA CAULIQUES 66	944
S/E ANCOA 500 ~ S/E AUTO JAHELUEL 220	110
S/E ANCOA 500 ~ S/E ANCOA 500	602
S/E ANCOA 500 ~ S/E ANCOA 500	1.325
S/E CENTRAL CIPRESOS 154 ~ S/E TIAHUE 154	979
S/E CHARRUA 500 ~ S/E ANCOA 500	292
S/E ANTIQUO TRANSELEO 220 ~ TAP TRUPAN CI 220	1.985
S/E LOS NOTROS 220 ~ S/E CHARRUA 220	313
S/E TIMUCO 220 ~ S/E CAUTIN 220	412
	122

b) Expansión en transformadores

relación de transformación ● 220/110 ● 220/154 ● 220/66 ● 500/220

Proyecto	Expansión [MVA]
S/E LOS CHANGOS 500 ~ S/E PARRAL 220	596
S/E PARRAL 500 ~ S/E CUMBRE 220	1.050
S/E CUMBRE 500 ~ S/E CUMBRE 220	627
S/E QUILLOTA 220 ~ S/E QUILLOTA 110	440
S/E AGUA SANTA 220 ~ S/E AGUA SANTA 110	300
S/E POLIPICO 500 ~ S/E POLIPICO 110	513
S/E CEBRO MAYA 10 AGUIRRE 220 ~ S/E CEBRO 220	1.542
S/E SECCIONADORA LO AGUIRRE 500 ~ S/E SECC 220	130
S/E AUTO JAHELUEL 220 ~ S/E AUTO JAHELUEL 154	131
S/E TINGUIRIRICA 220 ~ S/E AUTO JAHELUEL 220	2.448
S/E TIAHUE 220 ~ S/E TINGUIRIRICA 154	456
S/E TIAHUE 220 ~ S/E MAULE 154	124
S/E ANCOA 500 ~ S/E ANCOA 154	549
S/E CONCEPCION 220 ~ S/E ANCOA 220	1.906
S/E CHARRUA 220 ~ S/E CONCEPCION 154	294
	174

a) Expansión porcentual en líneas de transmisión

tensión ● 154 ● 220 ● 500

Proyecto	Tensión	Expansión (%)
S/E ITAHUE_220->... NIRIVULO_66	220	200%
S/E SANTA ISABEL_220->... ITAHUE_220	220	200%
S/E ALTO JAHUEL_220->... BUIN (ENEL DISTRIBUCIO...	220	200%
S/E NUEVA MAITENCILLO_... MAITENCILLO_...	500	200%
S/E ENCUENTRO_... KIMAL_220	220	128%
S/E ANCOA_220->... SANTA ISABEL_220	220	128%
S/E CENTRAL CIPRESES_154 ITAHUE_154	154	115%
S/E CHARRUA_50... ANCOA_500a...	500	96%
S/E NUEVA ZALDIVAR_22... ANDES (AES ANDES)_220	220	83%
S/E SECCIONADO... LO AGUIRRE_500... ALTO JAHUEL_500	500	72%
S/E ANTUCO (TRANSELEC)... TRUPAN C1_220	220	61%

b) Expansión porcentual en transformadores

relación de transformación ● 500/220 ● 220/66 ● 220/154 ● 220/110

Proyecto	Relación de Transformación	Expansión (%)
S/E CERRO NAVIA (TRANSELEC)_... CERRO NAVIA (ENEL DISTRIBUCIO...)	220/110	200%
S/E CONCEPCION... CONCEPCION (FFCC)_66	220/66	200%
S/E MAULE_220->S/E MAULE_154	220/154	183%
S/E PARINAS_500->... PARINAS_220	500/220	159%
S/E TINGUIRIRICA... TINGUIRIRICA...	220/154	152%
S/E ALTO JAHUEL_500->S... ALTO JAHUEL_220	500/220	136%
S/E ANCOA_500->S... ANCOA_220	500/220	127%
S/E QUILLOTA_220... QUILLOTA_110	220/110	110%
S/E AGUA AGUA SANTA_110	220/110	100%
S/E CUMBRE_500->... CUMBRE_220	500/220	84%

115

50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

Finalmente, en cuanto al desarrollo en el largo plazo (2043-2057, Figura 62), la expansión de la generación y almacenamiento se ve influenciada por el crecimiento de la demanda eléctrica en la zona Norte, tanto en su componente base, donde existen aumentos debido a electrificación en la Minería, así como en sus componentes de consumos emergentes como la demanda para hidrógeno verde y para datacenters. Destaca, por ejemplo, un desarrollo de 13.2 GW en el nodo Cumbre 500 kV en esta época de largo plazo (15 años). Este gran desarrollo de activos de generación en esta época (36 GW en solar PV, y 7 GW en eólica en tierra) está relacionado también al aumento del costo variable de fuentes emisoras, el cual llega a 30 USD/MWh hacia finales del horizonte, de forma que se vuelve más competitivas las fuentes renovables con almacenamiento.

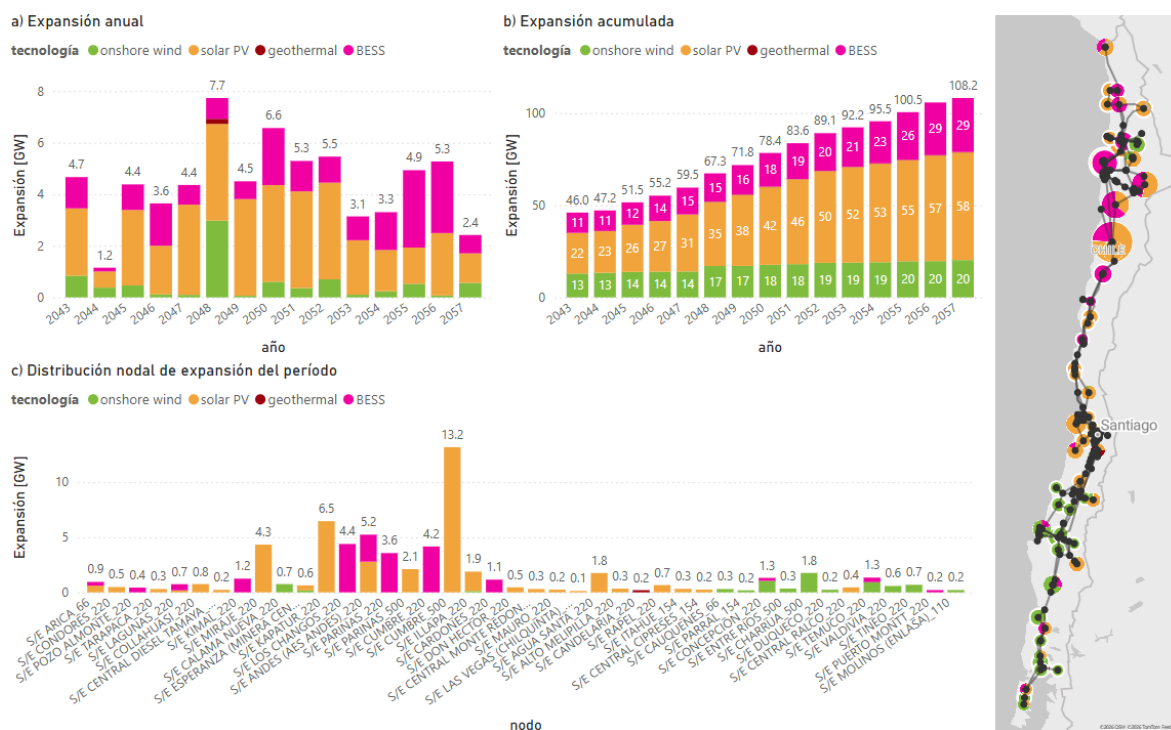


Figura 62. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) para la época de largo plazo, 2043-2057 (últimos quince años del horizonte de evaluación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En el caso de la transmisión, en la época de largo plazo la transmisión se expande como se presenta en la Figura 63 y Figura 64. Se puede apreciar que se produce un importante desarrollo en la red de 500 kV entre la Región de Atacama y la Región Metropolitana, el cual está asociado al encarecimiento de la generación basada en combustible fósil vía la consideración de impuesto al carbono en el costo variable. Esto afecta directamente la generación a gas de esta zona, por lo cual se expande la transmisión en líneas tales como San Luis 220 kV – Quillota 220 kV, y en el tramo

Cumbre – Nueva Cardones – Nueva Cardones Nueva Maitencillo – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico que pueden abastecer con solar PV más almacenamiento BESS. Destaca también un desarrollo entre Charrúa y Ancoa, que se había evidenciado también en el Escenario Exploratorio Desfavorable correspondiente, E1.



Figura 63. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierdo a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

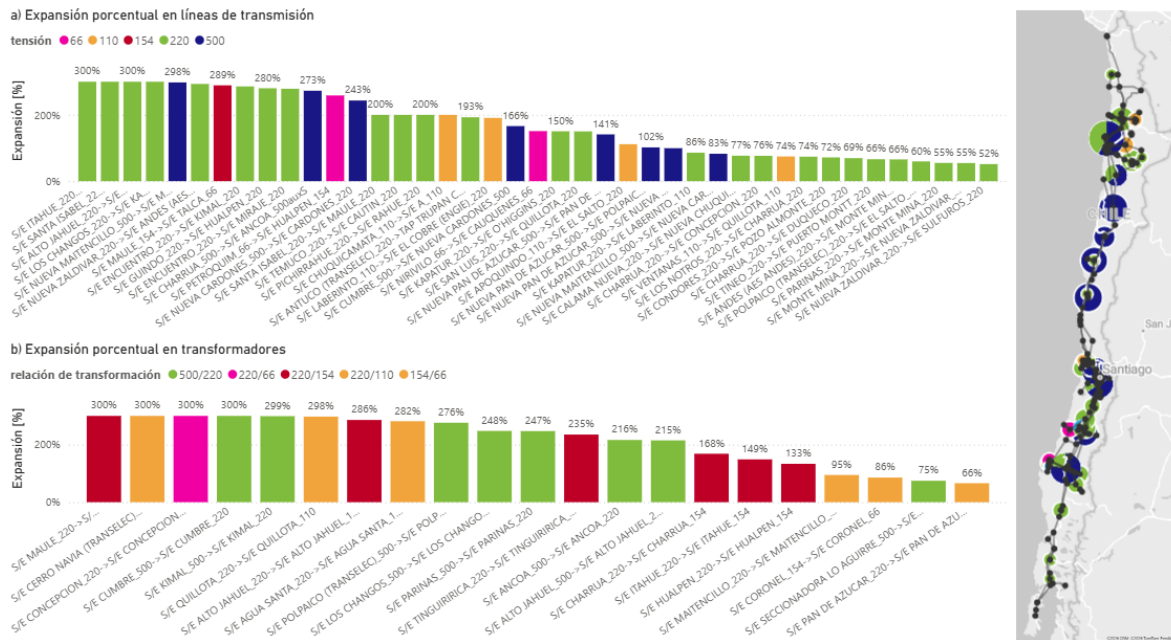


Figura 64. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

N2: Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2)

En esta subsección se presenta la expansión de la infraestructura de generación, almacenamiento y transmisión en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado para las tres épocas de análisis: corto (2026-2032), mediano (2033-2042) y largo plazo (2043-2057). Este escenario toma como base el crecimiento y costos del Escenario Exploratorio Tendencial (N2) e incorpora acciones específicas.

Este escenario toma como base el crecimiento y costos del Escenario Exploratorio Tendencial (N2) e incorpora acciones específicas, tales como un retiro de centrales de carbón al final de 2030 para las centrales Nueva Ventanas, Campiche, Andina, Hornitos, Angamos 1 y 2, y un retiro al final de 2027 de IEM. En forma análoga, se considera la inclusión del impuesto al carbono en el costo variable desde 2030 por 5 USD/t CO₂, el cual incrementa en 5 USD/t CO₂ cada diez años.

Este escenario considera también un adelanto en tiempo de desarrollo de líneas de capacidad mayor (sobre 1.500 MW), pasando de 7 años a 6 años desde el inicio del período de planificación. De esta forma, desde 2033 existen candidatos de expansión de mayor tamaño (antes, desde 2030, se consideran refuerzos por hasta 500 MW por subproblema de optimización, por activo de transmisión), los cuales en este caso son líneas de hasta 1.875 MW por subproblema de optimización, por activo de transmisión (un 25% mayor que en los escenarios exploratorios), salvo que dicho activo tenga

una capacidad inicial menor, en cuyo caso se toma dicho valor. Para el caso de la generación solar PV, eólica y almacenamiento BESS, se considera un 25% adicional del tope de desarrollo anual desde 2030, quedando en 3.125, 1.000 y 2.500 MW/año respectivamente.

En cuanto al desarrollo en el corto plazo (2026-2032, Figura 65), este está marcado por un desarrollo de la generación eólica en forma sostenida en el tiempo, llegando al tope de expansión anual, y con una concentración en la Región del Maule, con un total de 1.852 MW desarrollándose en los nodos de Nirivilo 66 kV, Cauquenes 66 kV y Parral 154 kV. Además, existe un desarrollo temprano de la energía solar PV en los años de ajuste (2026 y 2027) por 2.336 MW, distribuidos en los nodos de Parinas 500 kV y Agua Santa 110 kV. Posterior a estos años de ajuste, la solar PV se expande progresivamente entre 2029 y 2031, por 3.474 MW, concentrados en los nodos de Parinas 500 kV, Andes 220 kV, y Collahuasi 220 kV, todos desde Antofagasta hacia el Norte. Este desarrollo de la solar PV es mayor al del Escenario Exploratorio Tendencial (E2) por varios motivos, entre ellos que se considera una salida de un conjunto de centrales a carbón al 2030, así como la incorporación del impuesto al carbono en el costo variable, lo que hace que se adelante la inversión en el recambio de estas fuentes de generación por fuentes más costo-efectivas. El almacenamiento en este escenario crece siguiendo el desarrollo de la solar PV desde 2029, y se instala en nodos ubicados en zonas donde había centrales a carbón, como Los Changos, cercano a las centrales a carbón de Mejillones.

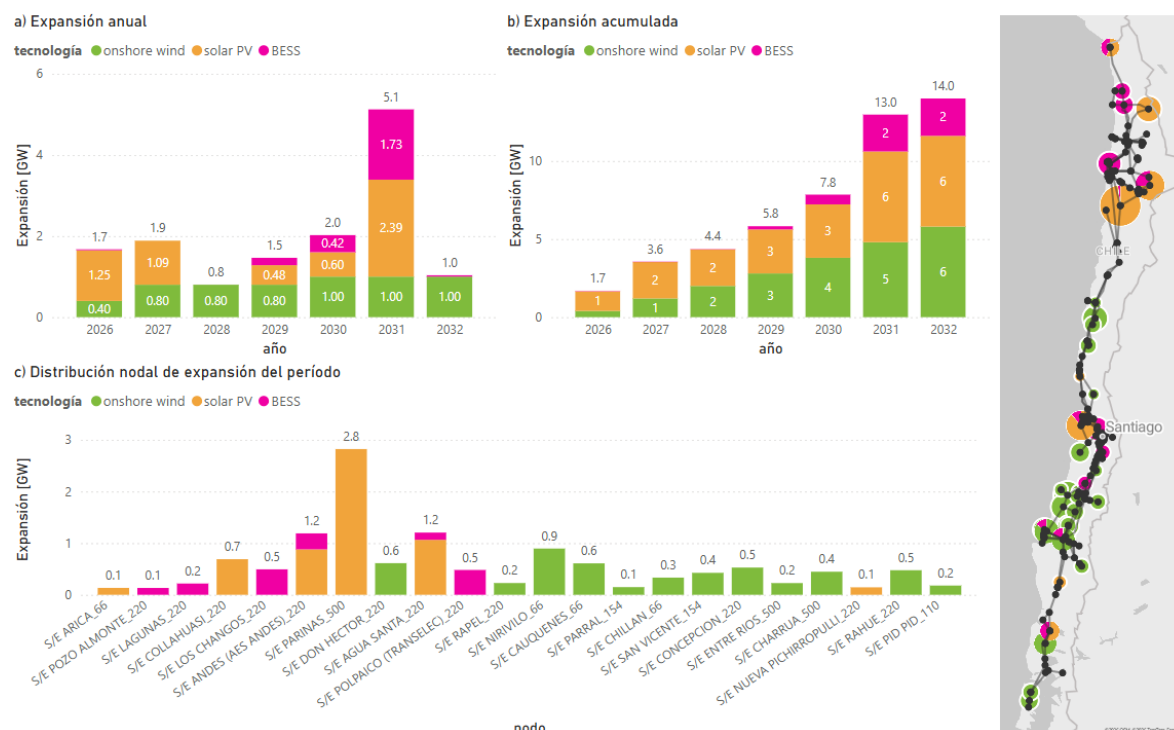


Figura 65. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para los años de ajuste, 2026-2027, y la época de corto plazo, 2028-2032 (cinco primeros años del período de

planificación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

La expansión de la transmisión en la época de corto plazo se presenta en la Figura 66 en términos absolutos y en la Figura 67 en términos porcentuales a las capacidades existentes, separadas por tipo de activo de transmisión, es decir, líneas o transformadores de poder, y por niveles de tensión o relación de transformación, respectivamente. La expansión de la transmisión en este escenario normativo es muy similar a la de su escenario exploratorio correspondiente, con algunos matices introducidos por el impuesto al carbono, como que por ejemplo la línea Maitencillo 110 kV – Huasco 110 kV ya no es parte de la expansión, lo cual guarda relación con el encarecimiento de la generación a carbón que afecta a las unidades a carbón de Huasco.

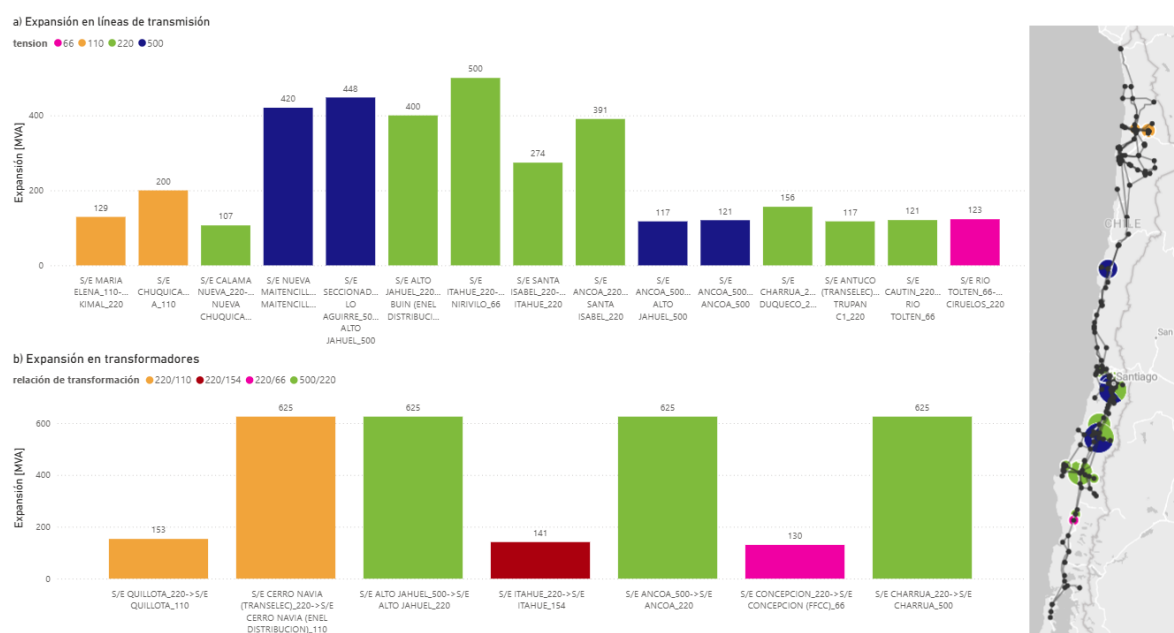


Figura 66. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

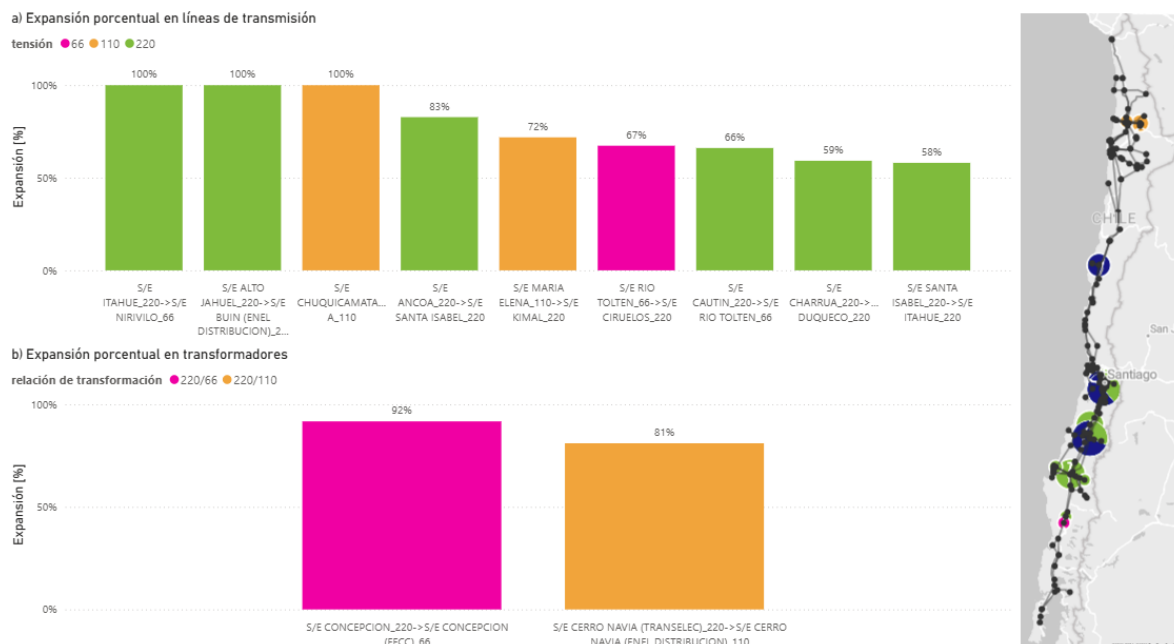


Figura 67. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para la época de corto plazo (2028-2032). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

En cuanto al desarrollo en el mediano plazo (2033-2042, Figura 68), la expansión en generación y almacenamiento de esta época es mixta. En general, todos los años se mantiene un desarrollo de eólica en tierra a tope, excepto el 2038 y 2042, que se reduce a 366 y 319 MW, respectivamente (de una tope posible de 1.000 MW). En casi todos los años se utilizó el 25% adicional de la capacidad de expansión de la generación eólica en tierra.

Por otro lado, la solar PV cambia el patrón relativamente constante de la época de corto plazo, y se desarrolla fuertemente el 2035 (3.125 MW) junto a un aumento del almacenamiento (752 MW), para luego no contar con expansión o ser mínima hasta el 2039, empieza un desarrollo nuevamente que combina solar PV con BESS, con un peak de 2.017 MW en 2041 en respuesta al cierre de las unidades restantes de carbón. Estos últimos se concentran en los nodos Andes 220 kV, Parinas 500 kV, y Cumbre 500 kV.

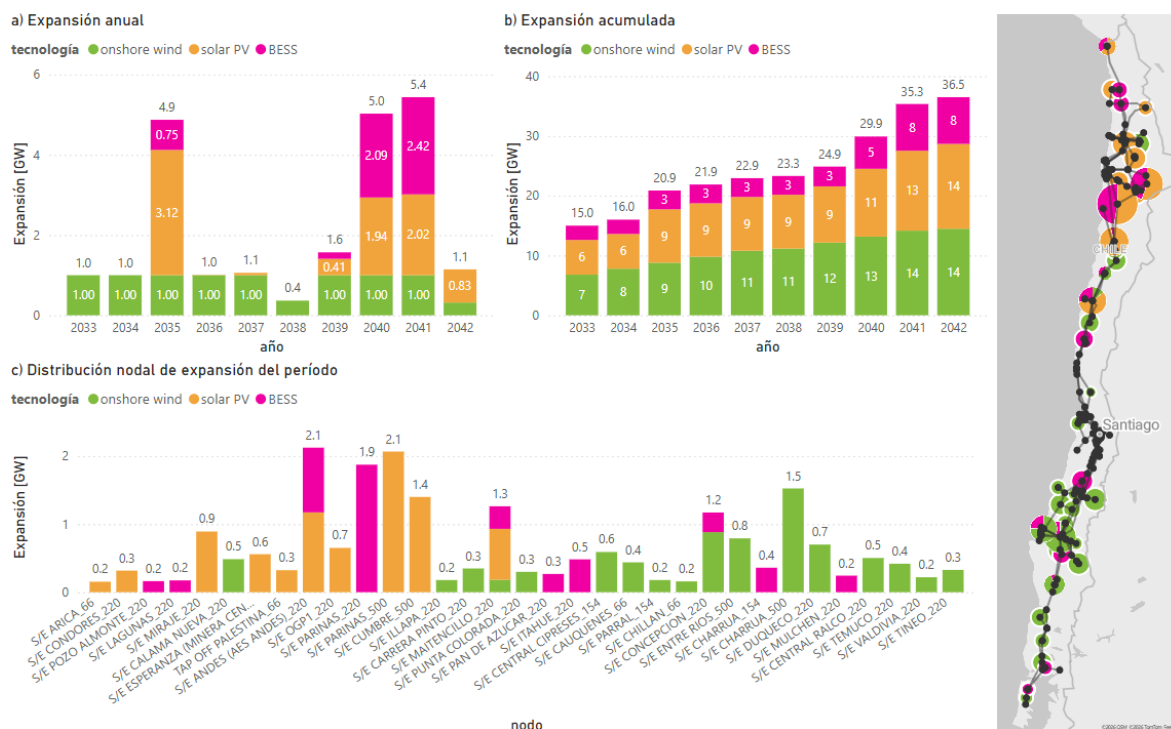


Figura 68. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para la época de mediano plazo, 2033-2042 (diez años siguientes al corto plazo). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En cuanto a la expansión de la transmisión en el mediano plazo, esta se presenta en la Figura 69 y Figura 70 en términos absolutos y porcentuales, respectivamente. Se identifica que en la época de mediano plazo la expansión de transmisión sigue el mismo patrón de la expansión del escenario exploratorio correspondiente (Escenario Exploratorio Tendencial), con un aumento en las expansiones en 500 kV. No obstante, emergen unos tramos adicionales en la zona Norte, como Encuentro 220 kV – Kimal 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV – Andes 220 kV, ligados a la demanda minera, al haber mayor electrificación de consumos mineros en este escenario.

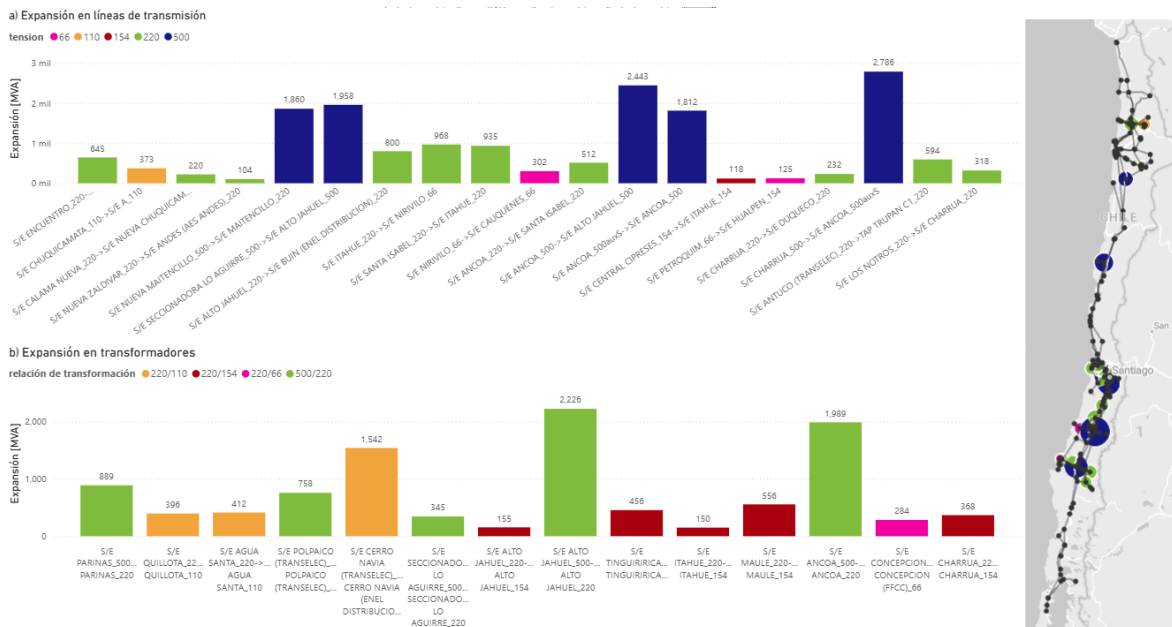


Figura 69. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para la época de mediano plazo (2033-2042). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

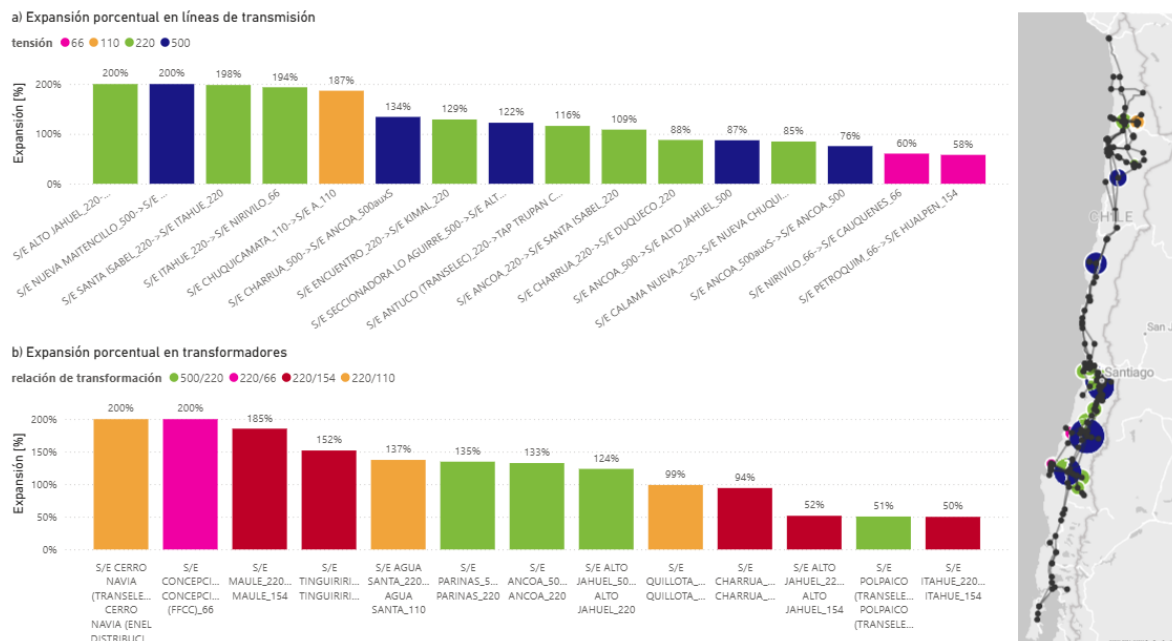


Figura 70. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para la época de mediano plazo (2033-2042). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

Finalmente, en cuanto al desarrollo en el largo plazo (2043-2057, Figura 71), la expansión de generación y almacenamiento es dominada por el desarrollo de solar PV y BESS, al igual que en el final de la época de mediano plazo. No obstante, también existe un desarrollo importante de la eólica en tierra por 9 GW, así como también un desarrollo de eólica marina por 1.42 GW, ubicados principalmente en la costa de la Región de Valparaíso, y de la Región de O'Higgins. La expansión de la generación junto con el almacenamiento están también influenciadas por el desarrollo de consumos emergentes que aumenta importantemente en el largo plazo, como el hidrógeno verde, según se puede observar que existe un desarrollo importante de 6.146 MW solar PV en Kapatatur 220 kV junto con 4.120 MW de almacenamiento BESS de 8 y 4 horas en Los Changos 220 kV.

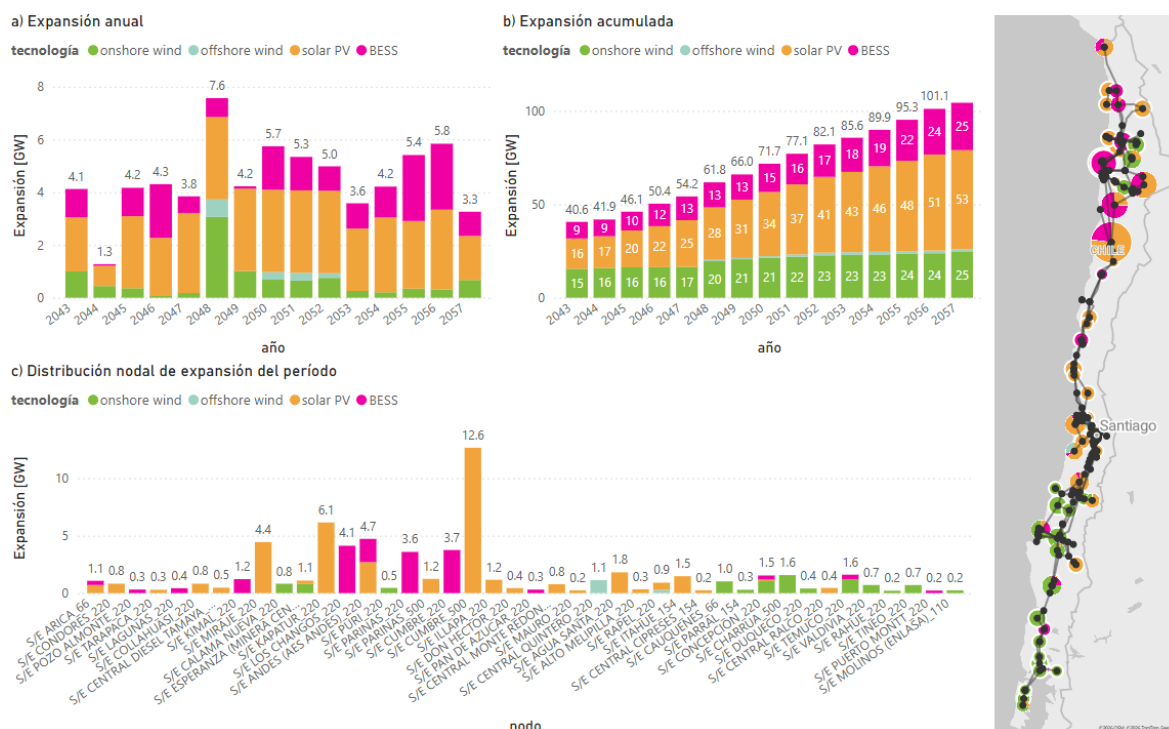


Figura 71. Expansión de la generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para la época de largo plazo, 2043-2057 (últimos quince años del horizonte de evaluación). Distribución nodal ordenada de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

En el caso de la transmisión, en la época de largo plazo la transmisión se expande como se presenta en la Figura 72 y Figura 73. Se puede apreciar que existe una distribución mucho mayor de la expansión de transmisión que en el correspondiente escenario exploratorio, con muchas más líneas teniendo una expansión significativa a lo largo del país. Esto guarda relación con el aumento de la demanda producto de una mayor electrificación de sectores como la Minería, así como también con la incorporación al costo variable del impuesto al carbono, que desplaza gas, gatillando expansiones en el sistema de 500 kV en el Norte Chico.

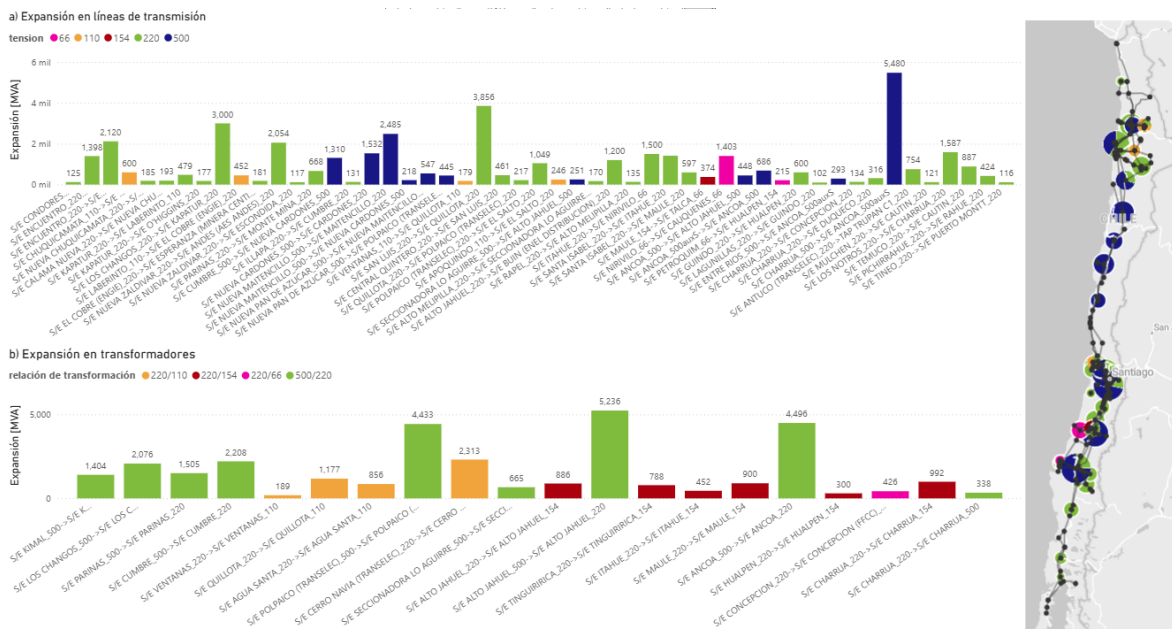


Figura 72. Expansión de activos de transmisión en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha. Mapa con la expansión de la época y la red representativa de 234 nodos.

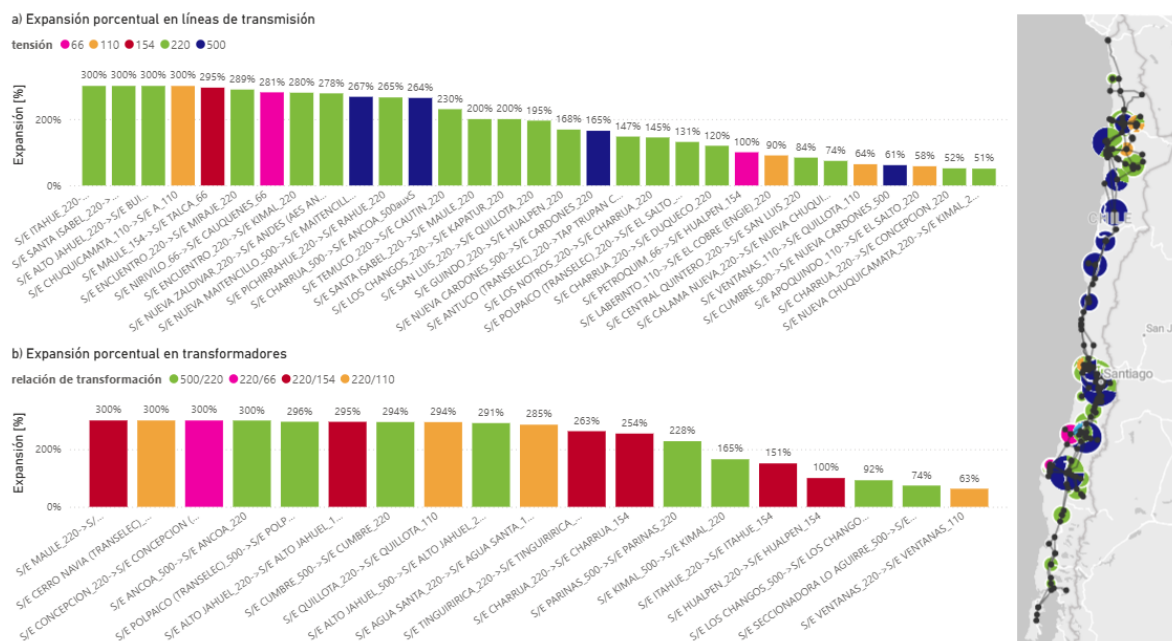


Figura 73. Expansión porcentual de activos de transmisión en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) para la época de largo plazo (2043-2057). Para una mejor presentación de los resultados, estos son filtrados para una capacidad de expansión acumulada mínima de 100 MVA y una expansión mínima de un 50% de la capacidad de la línea. Activos de transmisión ordenados de Norte a Sur en sentido izquierda a derecha.

Comparación entre escenarios

En esta subsección se provee una comparación de la expansión de la infraestructura del SEN a lo largo de los escenarios. Según el diseño de escenarios que se plantea en esta PELP 2028-2032, los escenarios exploratorios coexisten en un mismo espacio de incertidumbre, con un nivel fijo de acciones o *policy levers*, de forma que estos escenarios son comparables entre ellos y dicha comparación revela el efecto de los factores inciertos cuando el nivel de acciones es el mismo. Es decir, un primer conjunto de comparación de escenarios comparables es:

- Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) vs Escenario Exploratorio Tendencial o BAU (E2) vs Escenario Exploratorio Favorable (E3).

Por otro lado, según el diseño de escenarios de esta PELP 2028-2032, los escenarios normativos son una proyección de los dos escenarios exploratorios más desfavorables hacia el espacio de decisión, es decir, cada escenario normativo contiene el mismo nivel de factores inciertos que el escenario exploratorio que le da origen, pero tiene acciones más ambiciosas que este, con el fin de mitigar la materialización adversa de la incertidumbre del escenario exploratorio que le da origen. Así, los siguientes escenarios comparables son:

- Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) vs Escenario Exploratorio Desfavorable Mitigado (E1).
- Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) vs Escenario Exploratorio Tendencial (E2).

Estos tres grupos de comparación serán abordados en esta sección desde el punto de vista de la expansión de la infraestructura del SEN.

En cuanto a la expansión acumulada de generación y almacenamiento, al comparar los escenarios exploratorios se encuentra que el desarrollo de generación solo se realiza en base a solar PV, eólica en tierra, eólica marina, y geotermia, donde esta última surge como un recambio de la capacidad existente. En el caso de la eólica marina, su desarrollo ocurre en el Escenario Exploratorio Tendencial E2 debido a que se alcanza el límite anual de desarrollo en el resto de tecnologías, mientras que en el Escenario Exploratorio 3, su desarrollo se debe la baja de costos, en un escenario donde los costos de inversión de las renovables son favorables. Esta situación se presenta en la Figura 74, a continuación.

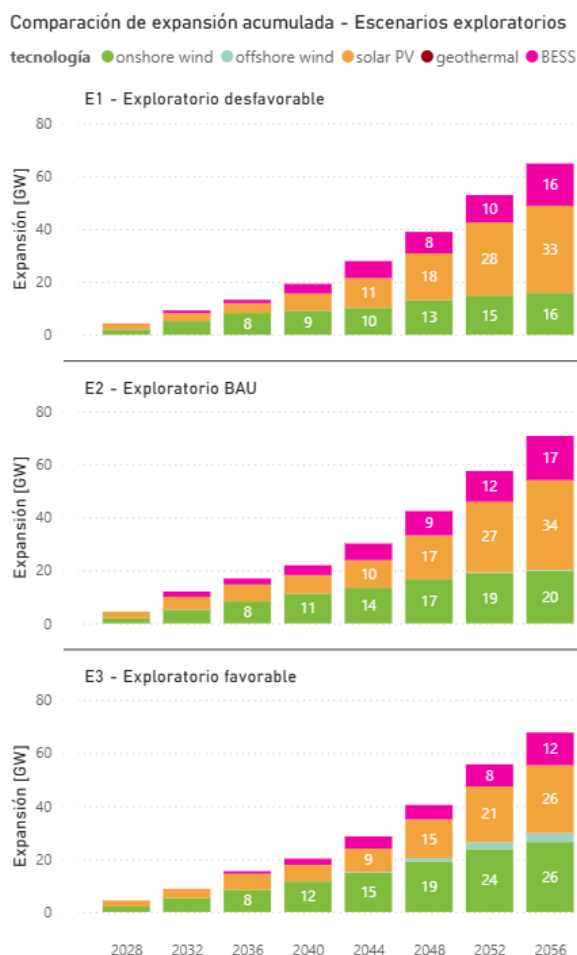


Figura 74. Expansión de generación y almacenamiento a lo largo de los tres escenarios exploratorios.

En el Escenario Exploratorio Favorable (E3) la inversión en eólica en tierra y marina es mayor que en los otros escenarios exploratorios. Esto guarda directa relación con que la trayectoria de costos de tecnologías de generación y almacenamiento está en un nivel inferior en este escenario. No obstante, la inversión en solar PV y BESS es menor que en los otros escenarios, porque los costos de combustibles fósiles también están en un nivel inferior, y por tanto, el potencial desplazamiento de la generación basada en combustibles fósiles que podría hacer el par solar PV con BESS no genera tanto beneficio para compensar los costos de inversión de estas.

En el caso de los escenarios normativos, estos se comparan con su correspondiente escenario exploratorio. En el caso del Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1), existe un claro aumento de la capacidad total de almacenamiento, y de generación, especialmente solar PV, como se muestra en la Figura 75. Este crecimiento guarda relación con distintos factores, tales como una mayor demanda eléctrica en los años futuros dada por una mayor demanda para hidrógeno verde y para datacenters, así como de elementos que propician la inversión en almacenamiento, tales como

la inclusión de un impuesto al carbono en el costo variable, que por tanto aumenta la brecha de precios día-noche, condición necesaria para que haya incentivo para el almacenamiento intradiario, así como un retiro a 2030 de centrales a carbón que tienen anuncio público de retiro que sea previo al 2040.

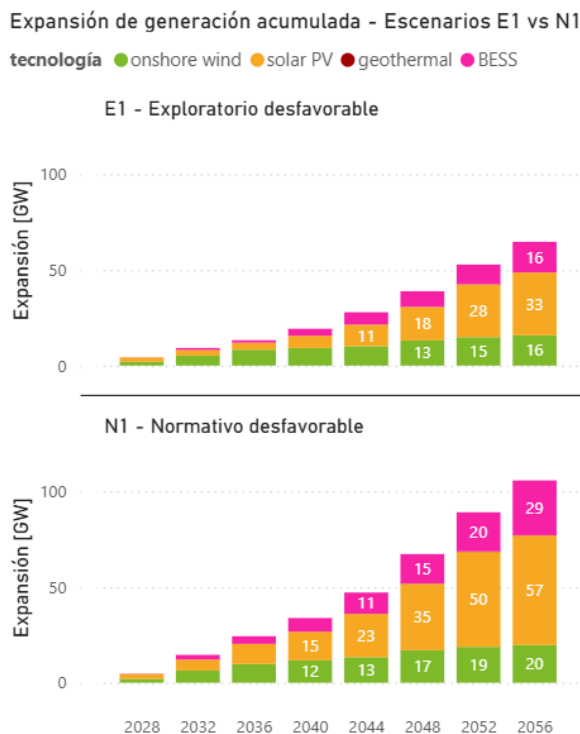


Figura 75: Expansión de generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) y su correspondiente escenario exploratorio (Escenario Exploratorio Desfavorable, E1).

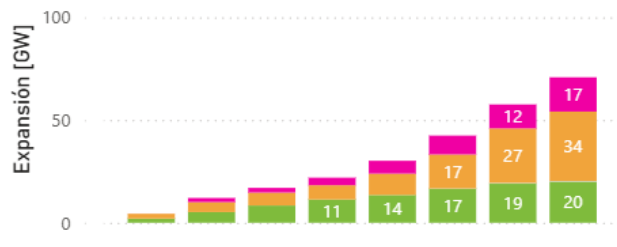
En forma análoga, al comparar la expansión de generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) con la del Escenario Exploratorio Tendencial o BAU (E2) se encuentra un resultado en la misma línea de lo descrito para la comparación de Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) con el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1) pero de menor magnitud, como se muestra en la Figura 76.

Esto va en línea con que las acciones en este Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) son más moderadas que en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) puesto que la incertidumbre a mitigar es también más moderada.

Expansión de generación acumulada - Escenarios E2 vs N2

tecnología ● onshore wind ● offshore wind ● solar PV ● BESS

E2 - Exploratorio BAU



N2 - Normativo BAU

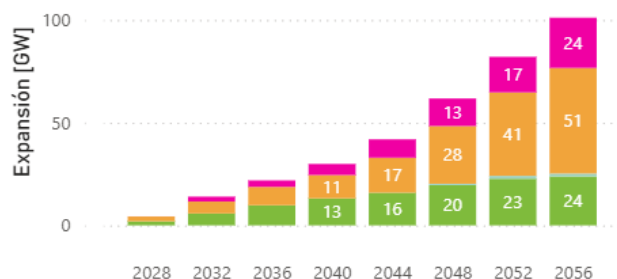


Figura 76: Expansión de generación y almacenamiento en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) y su correspondiente escenario exploratorio (Escenario Exploratorio Tendencial, E2).

En cuanto a la comparación del desarrollo de la transmisión en los distintos escenarios, al comparar la expansión en las líneas que tuvieron un desarrollo igual o superior al 100%, así como una expansión sobre los 300 MVA, se encuentra que en los escenarios exploratorios existe un conjunto de expansiones de transmisión que son comunes a los tres escenarios y otro conjunto que dependen del tipo de tecnología de generación que se gatille, lo cual se ilustra en la Figura 77.

Por ejemplo, en el primer grupo, existen expansiones para abastecer demanda en la RM como Alto Jahuel 220 kV – Buin 220 kV, o Cerro Navia 220 kV – Cerro Navia 110 kV, así como otras expansiones para inyectar generación eólica, como Itahue 220 kV – Nirivilo 66 kV, y transformadores 500/220 en zonas como Ancoa, Nueva Maitencillo, Alto Jahuel. Por otra parte, hay expansiones que se dan solo en los escenarios donde el par solar PV con BESS es atractivo (escenarios exploratorios desfavorable E1 y tendencial E2), como Nueva Zaldivar 220 kV – Andes 220 kV, y Parinas 500 – Parinas 220, y otras que se dan cuando eólica offshore es atractiva (escenario favorable E3), como el tramo Central Quintero – San Luis – Quillota en 220 kV.

Expansión de transmisión acumulada - Escenarios E1 vs E2 vs E3

Type of transmission asset ● Line ● Transformer

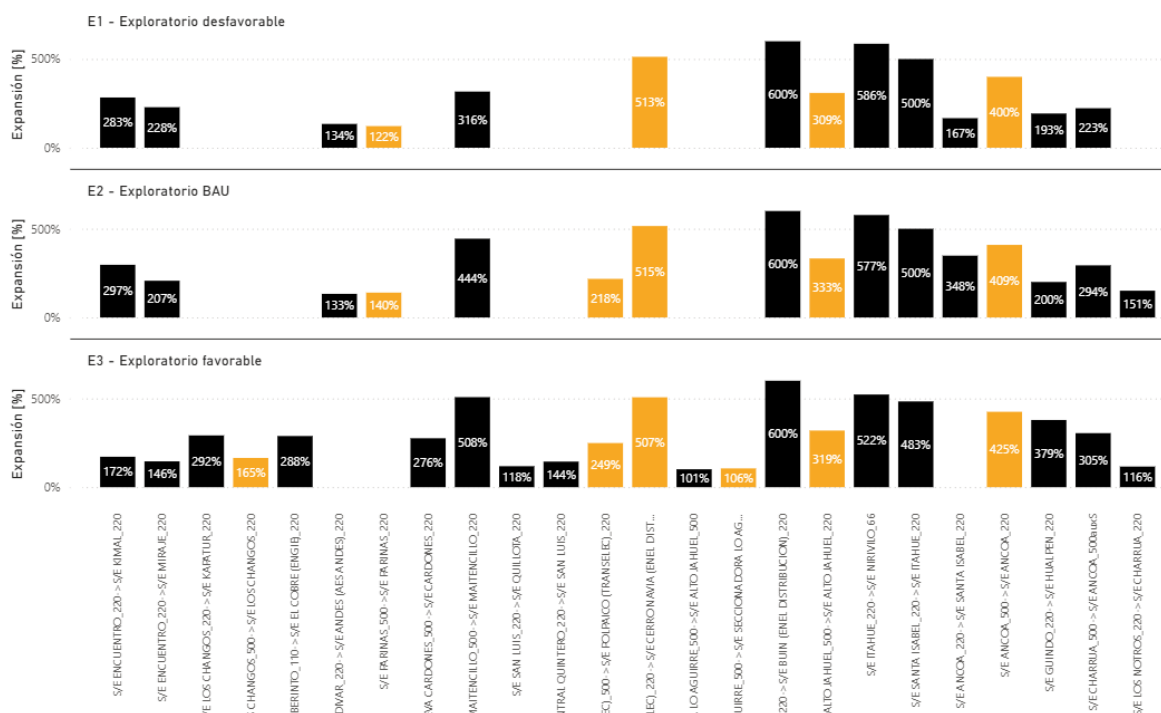


Figura 77: Expansión de transmisión a lo largo de los tres escenarios exploratorios. Se filtran expansiones iguales o superiores al 100% de la capacidad inicial, y superiores a 300 MVA.

En el caso de los escenarios normativos, la comparación con sus correspondientes escenarios exploratorios se presenta en la Figura 78 y Figura 79. En ambos casos la expansión de la transmisión cambia drásticamente, ya que, al aumentar la demanda debido de hidrógeno verde, así como la demanda de datacenters (en el caso del Escenario Normativo Desfavorable Mitigado, N1), y junto a las acciones que encarecen la generación con combustibles fósiles, tanto por la salida de las centrales a carbón con anuncio público al 2030, o por la inclusión del impuesto al carbono en el costo variable, terminan generando un escenario atractivo para la solar PV con BESS, al punto que termina gatillando inversión en transmisión adicional. Esta expansión adicional es mayor mientras mayores son las acciones de estos escenarios, es decir, el nivel de expansión de la transmisión es mayor en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) que en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) como se aprecia en la Figura 78 y Figura 79.

Expansión de transmisión acumulada - Escenarios E1 vs N1

Type of transmission asset ● Line ● Transformer

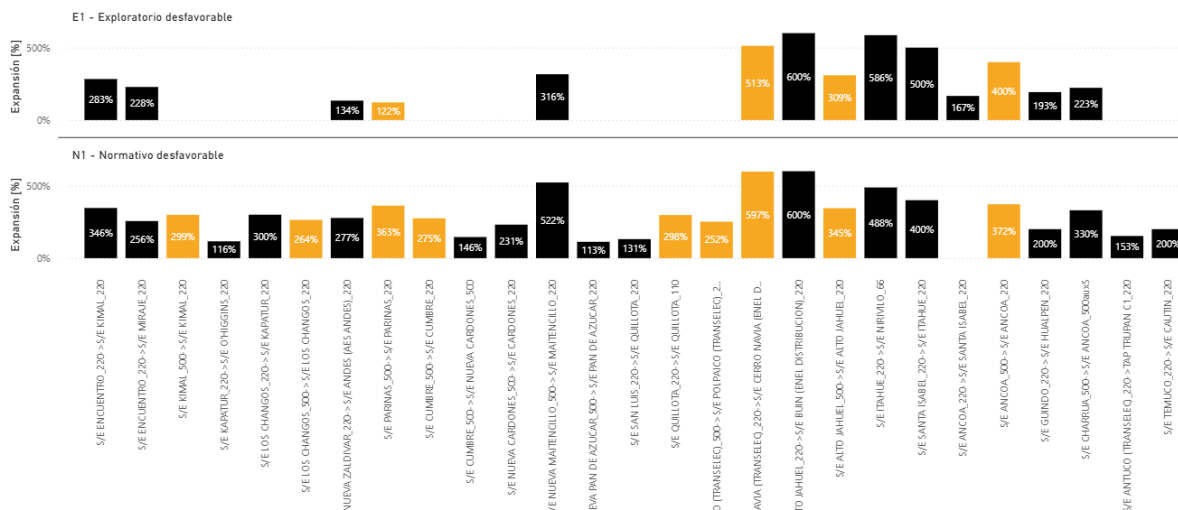


Figura 78: Expansión de transmisión en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1) y su correspondiente escenario exploratorio (Escenario Exploratorio Desfavorable, E1). Se filtran expansiones iguales o superiores al 100% de la capacidad inicial, y superiores a 300 MVA.

Expansión de transmisión acumulada - Escenarios E2 vs N2

Type of transmission asset ● Line ● Transformer

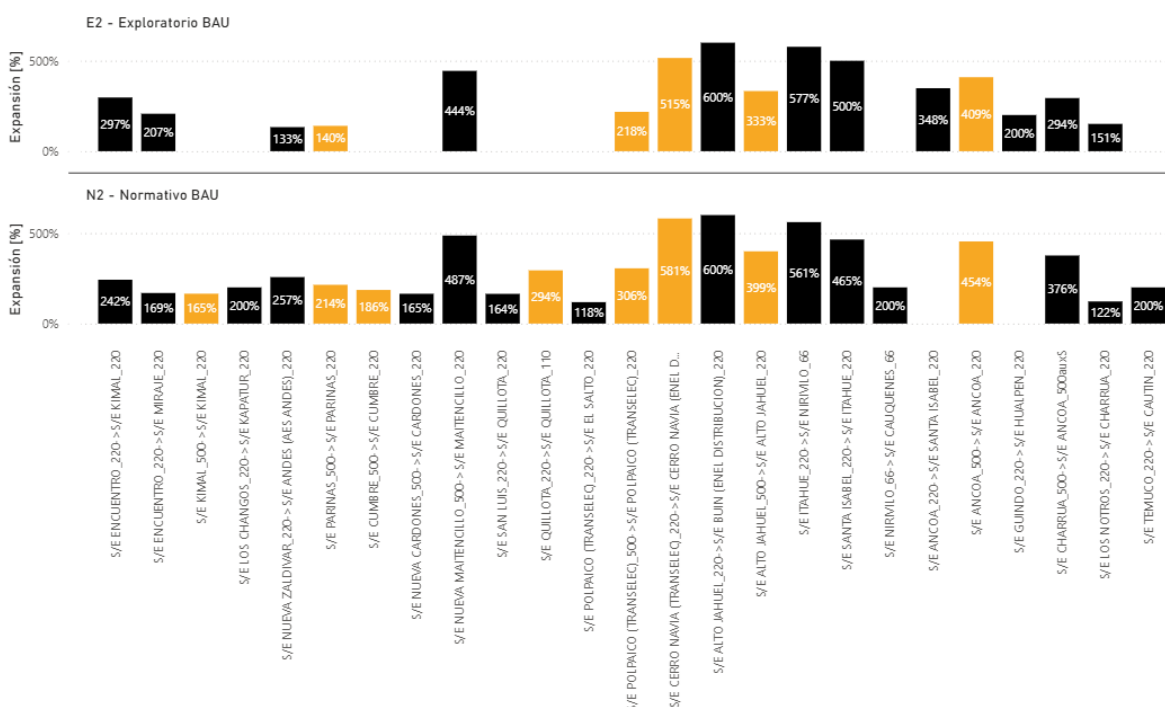


Figura 79: Expansión de transmisión en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2) y su correspondiente escenario exploratorio (Escenario Exploratorio Tendencial, E2). Se filtran expansiones iguales o superiores al 100% de la capacidad inicial, y superiores a 300 MVA.

6.2.2. Operación de la infraestructura del SEN

En esta sección se presenta la operación del SEN que se determina conjuntamente con la expansión de su infraestructura al co-optimizar los activos de generación, transmisión y almacenamiento. La operación se presenta para un día de verano de 2030 (01 de enero) y se contrasta con el mismo día, pero en 2043, lo cual permite observar cambios estructurales a la vez que se mantiene la estacionalidad, ya que 2030 corresponde a un período en que ya estaría operativa la línea Kimal – Lo Aguirre, mientras que 2043 corresponde al primer año de lo que hemos denominado largo plazo (últimos 15 años del horizonte de evaluación), época en la que ya no existe operación a carbón. Por otra parte, y para reflejar la estacional propia de los recursos renovables presentes en el SEN, se realiza la misma comparación de años, pero para un día de invierno (01 de julio).

En todos los casos se analiza la operación de la generación y almacenamiento a nivel sistémico para un determinado perfil de demanda total, y también se analiza la operación de la transmisión para un conjunto representativo de líneas de transmisión estructurales, así como los costos marginales para nodos de referencia del SEN.

E1: Escenario Exploratorio Desfavorable.

En este escenario la operación al 2030 (Figura 80) contempla generación en base a carbón en las horas nocturnas la cual es reemplazada en 2043 por generación solar PV con BESS. Si bien el sistema opera en forma más acoplada en 2043 (Figura 81) respecto a 2030, como se puede observar en los costos marginales de la Figura 80, existe un aumento de la diferencia de costos marginales entre los bloques solares y nocturnos que sustenta la expansión de los BESS en este ejercicio de modelamiento, y que guarda relación con una tendencia al alza del precio de los combustibles fósiles en una trayectoria de precios alta que integra este escenario. Por el lado del sistema de transmisión, el flujo del tramo Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel en 500 kV se mantiene en ese sentido durante todo el día, mientras que algunas líneas estructurales del sistema de transmisión nacional operan invirtiendo su flujo durante la noche, es decir, de día llevan energía solar PV desde el Norte hacia el Centro, mientras que de noche llevan energía de bajo costo hacia el Norte del país.

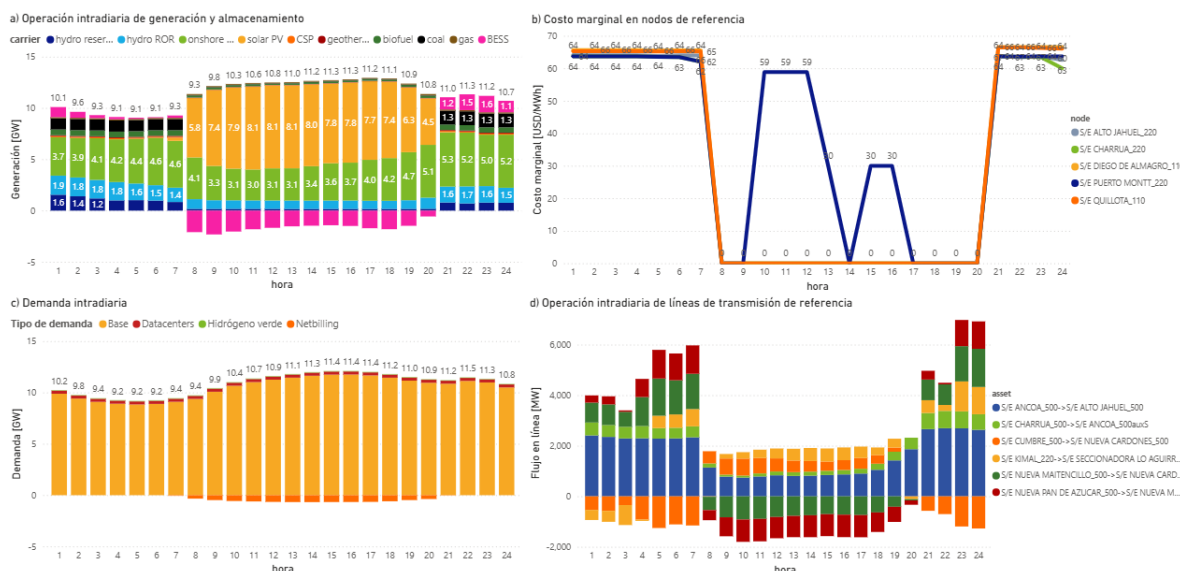


Figura 80. Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2030 en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1).

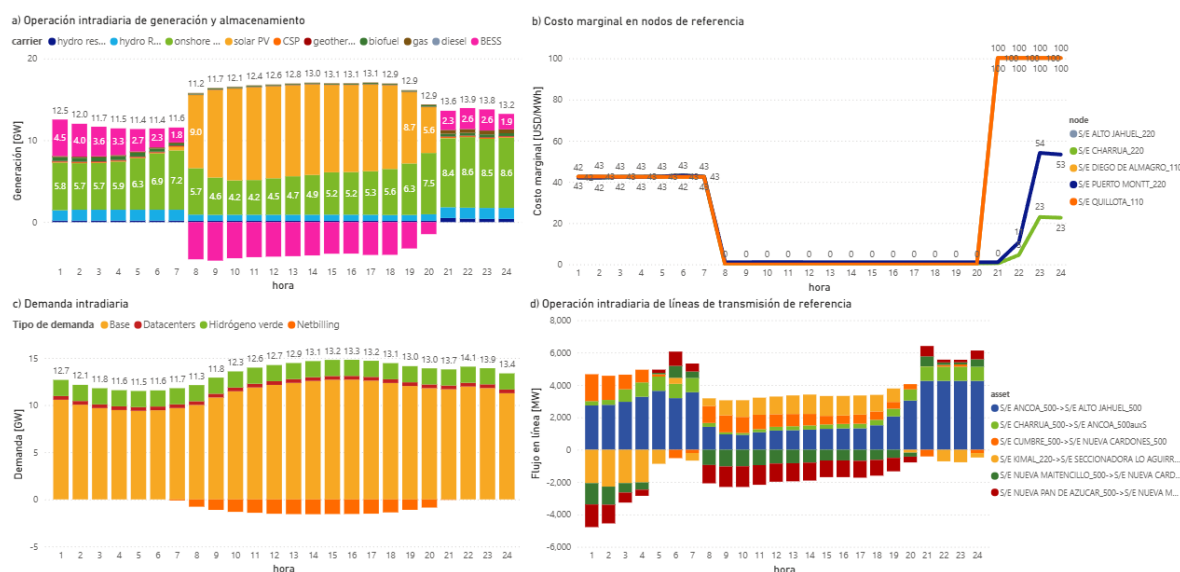


Figura 81. Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2043 en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1).

Por otro lado, cuando se observa la operación para un día de invierno, la operación es muy distinta, ya que la menor disponibilidad de recurso solar hace que lo que puede efectivamente almacenarse sea alcance principalmente para las horas de mayor demanda, que ocurren durante la noche, previo a las horas de la madrugada, donde el aporte de los BESS es casi nulo. Esta situación estabiliza el costo marginal del sistema en torno a los 50-60 USD/MWh en el año 2030 (Figura 82), el cual sube a del orden de 90 USD/MWh en el año 2043 (Figura 83), una vez que la operación a carbón sale de servicio. No obstante, cabe mencionar que el costo total de operación del sistema se reduce en 2043

respecto a 2030 (de 543 M USD a 135 M USD al año). Este tipo de operación está también marcado por las restricciones adicionales impuestas al modelo, tales como el cumplimiento de un mínimo de inercia sistémica de 25 GVAs, el cual se logra con generación a gas durante bloques diurnos y nocturnos, lo que marca el costo marginal del sistema.

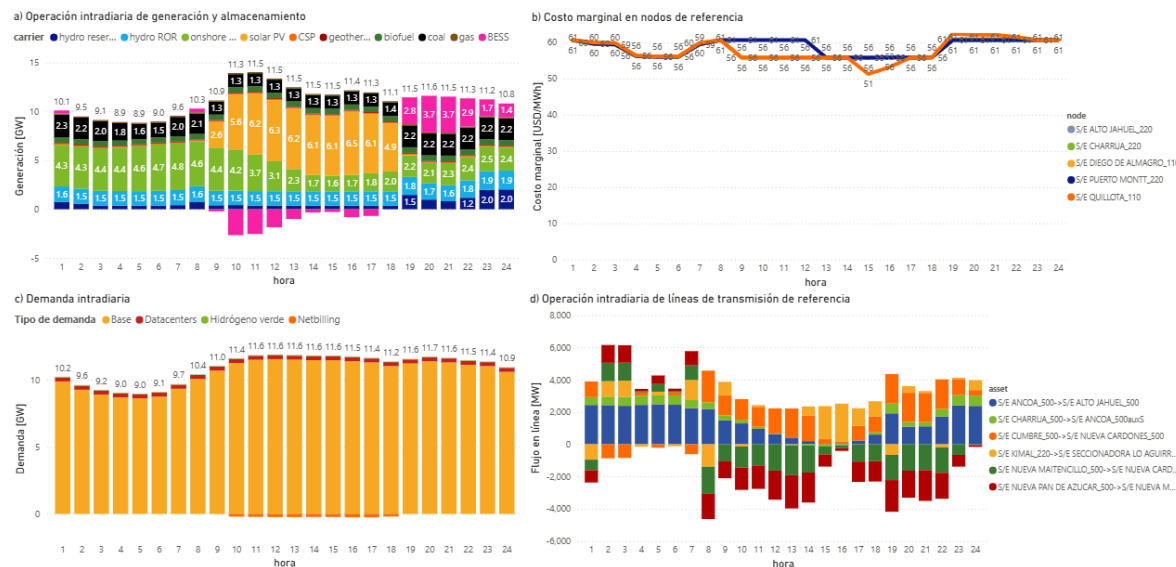


Figura 82. Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2030 en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1).

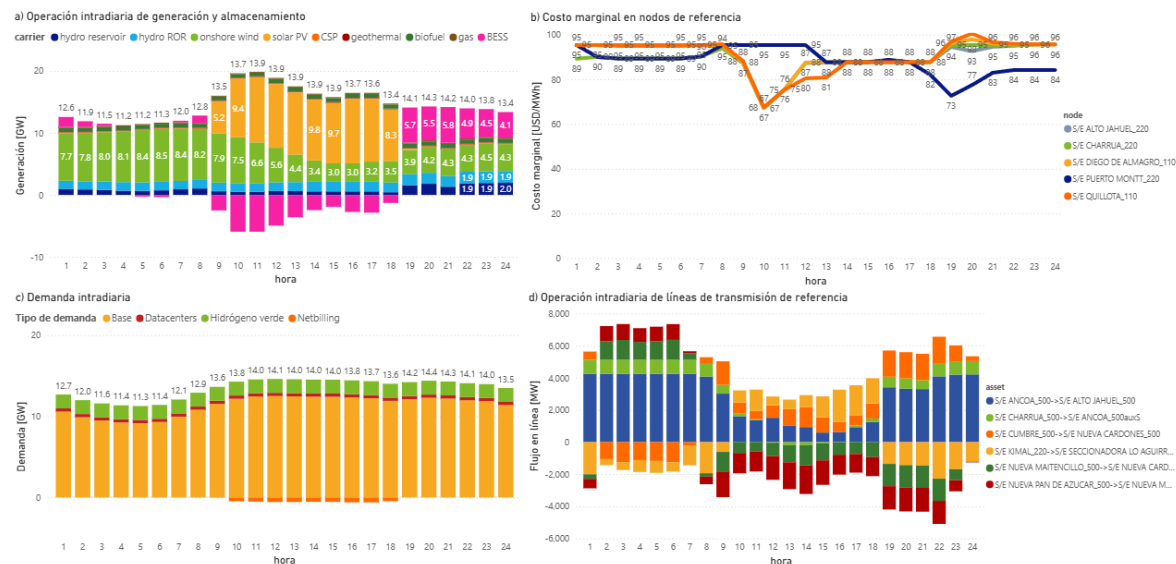


Figura 83. Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2043 en el Escenario Exploratorio Desfavorable (E1).

E2: Escenario Exploratorio Tendencial.

En este escenario, el desarrollo de la energía eólica se mantiene sostenidamente hasta 2030, de modo que la generación nocturna de combustibles fósiles se reduce paulatinamente. Esto se

manifiesta también en el flujo de líneas que invierten su sentido: de día llevan generación solar PV hacia la zona centro y de noche llevan energía eólica hacia la zona Norte. Gran parte de esa energía eólica circula entre Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel, como se evidencia en la Figura 84 y Figura 85 a) y d), donde el perfil de la generación eólica calza con el flujo en este tramo, tanto en verano como en invierno.

En esta operación, con la salida de las centrales a carbón a finales de 2040, aumenta la brecha de costos marginales entre el día y la noche en el año 2043 vs la brecha en el año 2030, llegando, en el primer caso, en torno a los 90 USD/MWh en Quillota 110 kV y Alto Jahuel 220 kV, y siendo mucho menores en nodos con generación eólica e hidráulica, como Charrúa 220 kV, y Puerto Montt 220 kV, respectivamente (Figura 85-b).

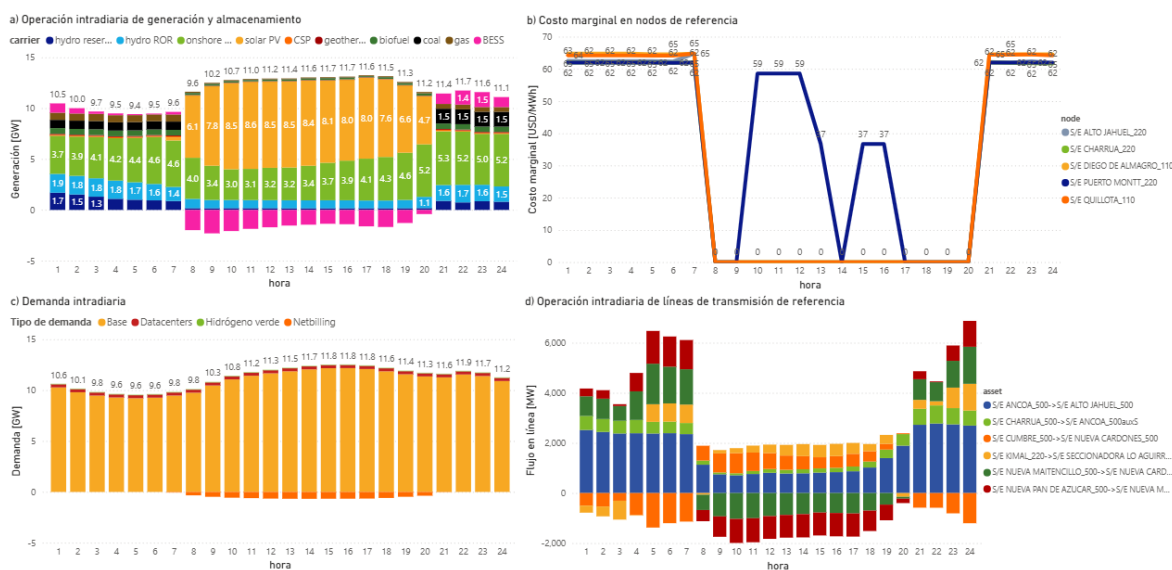


Figura 84: Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2030 en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2).

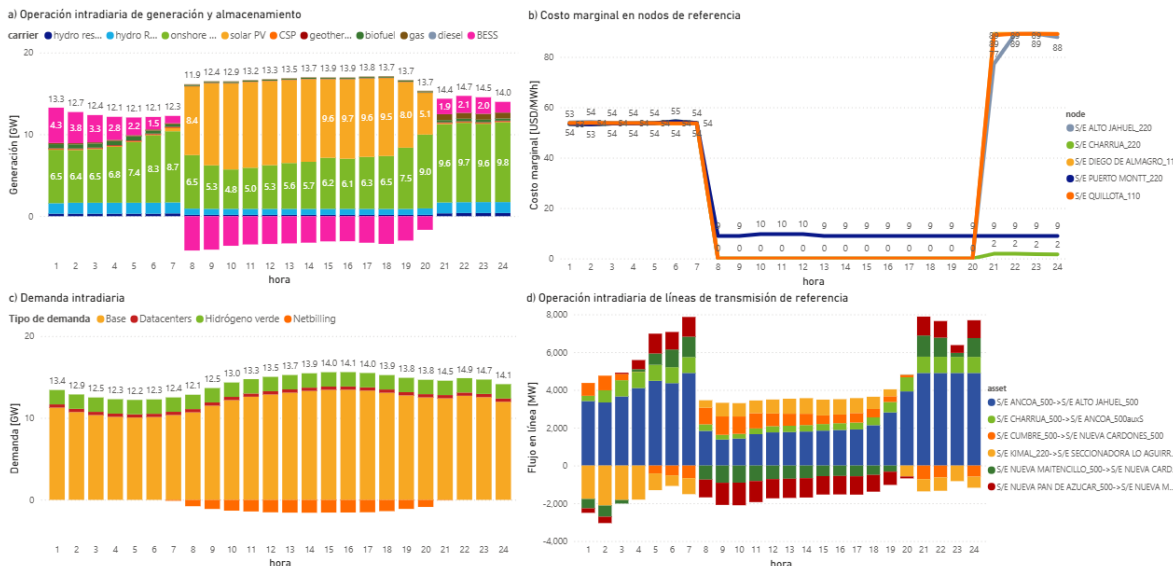


Figura 85: Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2043 en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2).

En el caso de la operación en días de invierno, al igual que en el Escenario Exploratorio Desfavorable, la descarga del almacenamiento se reserva para las horas de mayor demanda, quedando para los bloques de las 19:00 hasta las 01:00, debido a la reducción de irradiancia durante el invierno que disminuye el aporte de energía solar PV para cargar las baterías. En el caso de los costos marginales, se produce un aumento de unos 55-60 USD/MWh, en 2030 hacia unos 70-85 USD/MWh en 2043, una vez que salen de servicio las centrales a carbón, con algunos desacoples horarios especialmente en zonas como Puerto Montt.

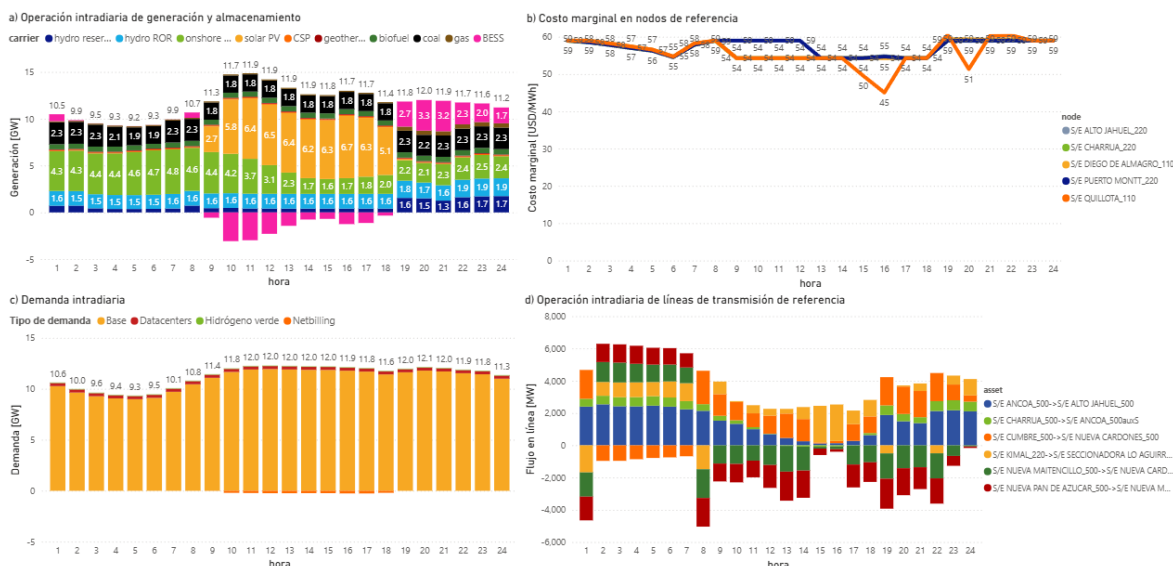


Figura 86: Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2030 en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2).

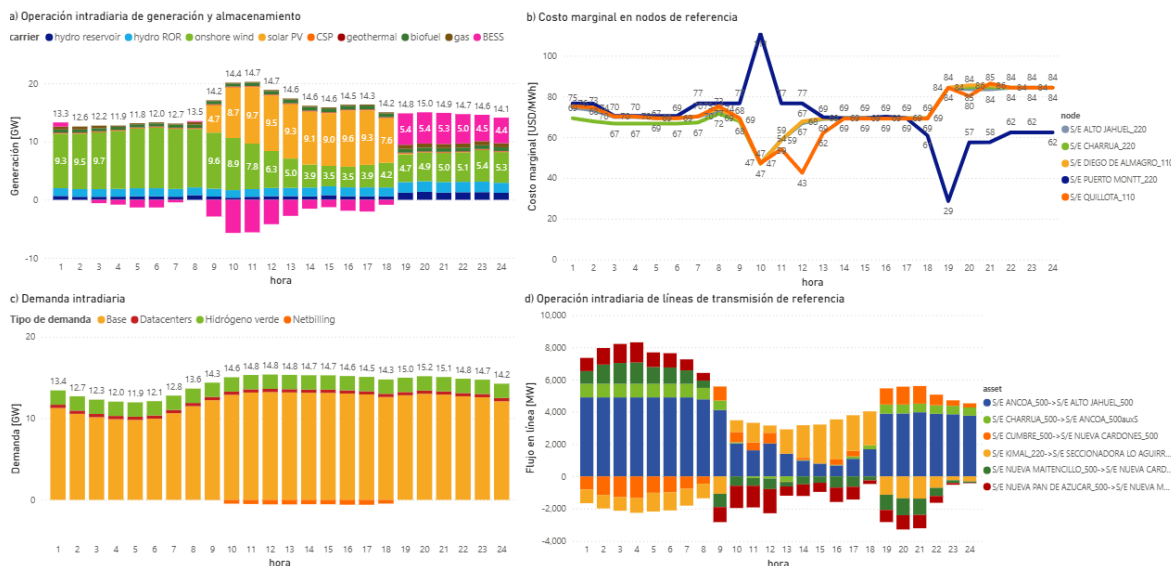


Figura 87: Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2043 en el Escenario Exploratorio Tendencial (E2).

E3: Escenario Exploratorio Favorable.

En este escenario la trayectoria inferior de costos de combustibles hace que el despacho de gas aumente en mayor medida que en los escenarios exploratorios donde se tiene la trayectoria media o alta. Esto, sumado a la forma del perfil eólico en tierra, hace que en ciertos casos los BESS se descarguen de madrugada y que el gas tome el despacho de punta de la noche, como para el caso del día de verano en 2043. Al igual que en los otros casos, hay líneas de transmisión que invierten su flujo durante el día, como llevando generación solar PV desde el Norte hacia el Centro y eólica

desde el centro hacia el Norte, como Kimal - Lo Aguirre, y el tramo Nueva Pan de Azúcar - Nueva Maitencillo - Nueva Cardones - Cumbre.

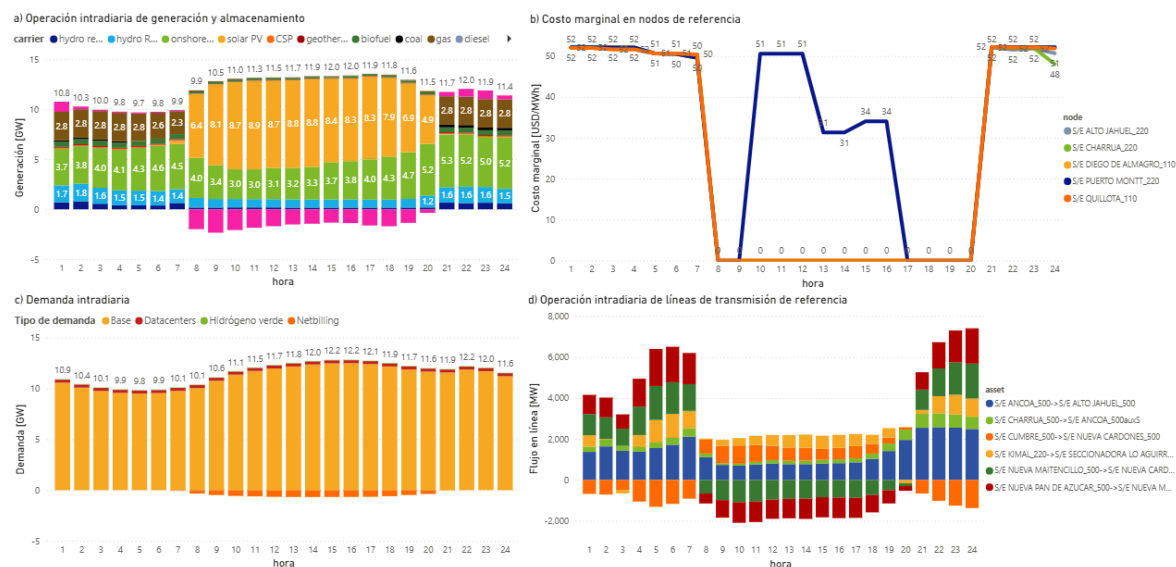


Figura 88. Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2030 en el Escenario Exploratorio Favorable (E3).

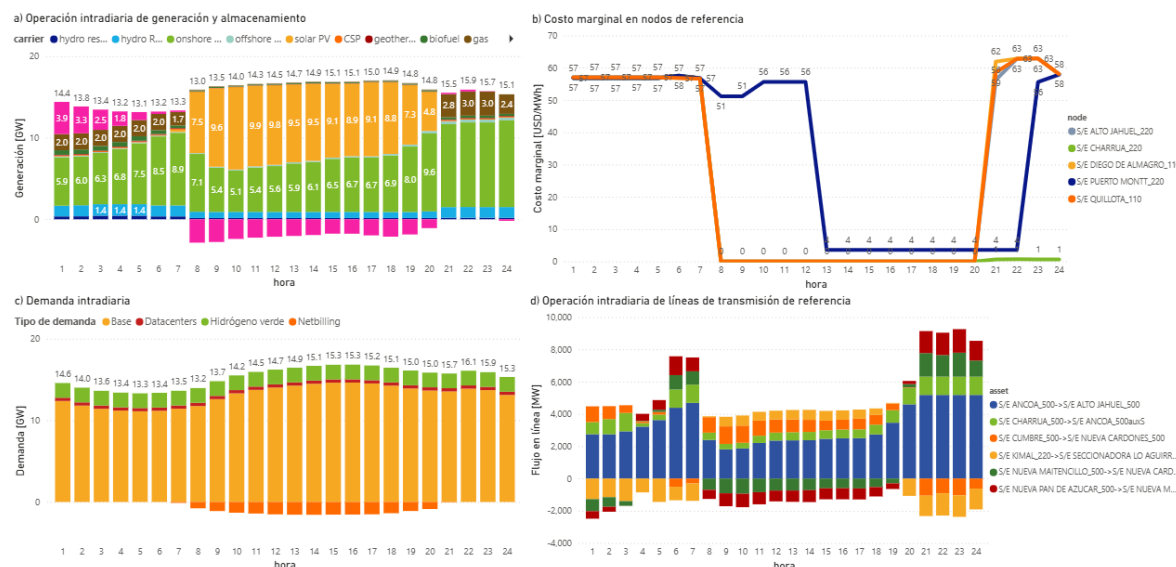


Figura 89. Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2043 en el Escenario Exploratorio Favorable (E3).

Al contrario del caso para un día de verano, en invierno el perfil de la eólica en tierra es tal que durante la noche hay una sobre-oferta de eólica que incluso es usada para cargar BESS en el caso del día de invierno en 2043. Con esta sobre-oferta, el sistema ahora utiliza las BESS para el despacho de hora punta en la noche, como se muestra en la Figura 91.

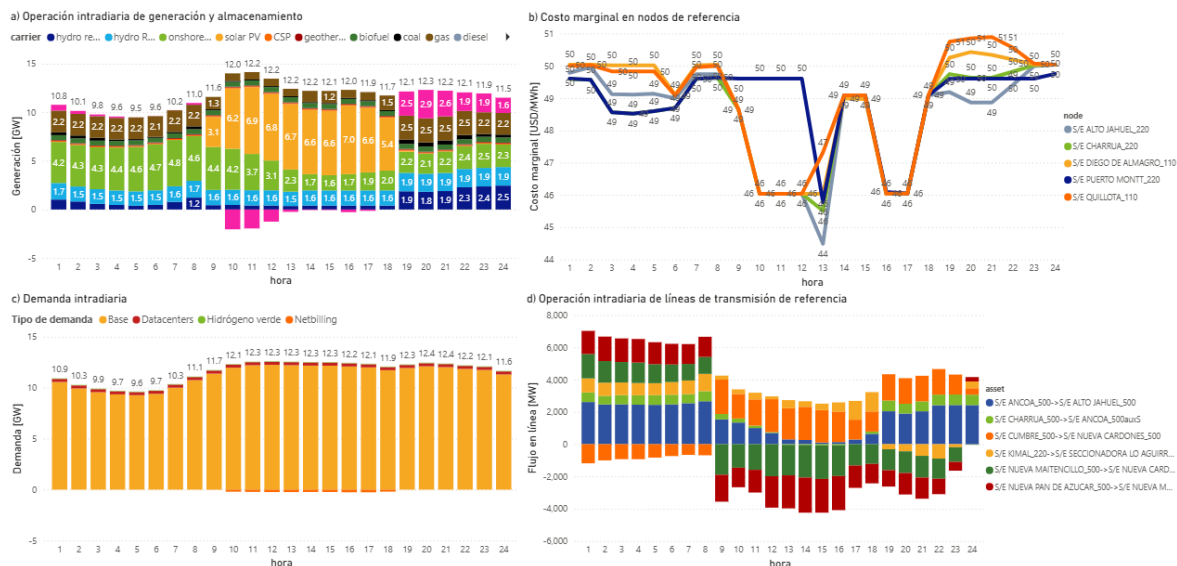


Figura 90. Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2030 en el Escenario Exploratorio Favorable (E3).



Figura 91. Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2043 en el Escenario Exploratorio Favorable (E3).

N1: Escenario Normativo Desfavorable Mitigado.

La operación en este escenario guarda relación con un sistema que transita hacia una muy baja operación con combustibles fósiles dada la incorporación de una trayectoria de impuesto el carbono al costo variable. Así, hacia 2043 prácticamente no hay operación a gas en este día de verano, como se muestra en la Figura 93. En este escenario se presenta un desacople en el sistema, como se evidencia en los costos marginales tanto en 2030, como en 2043, en el nodo de Puerto Montt, que suele ocurrir debido a restricciones en la red.

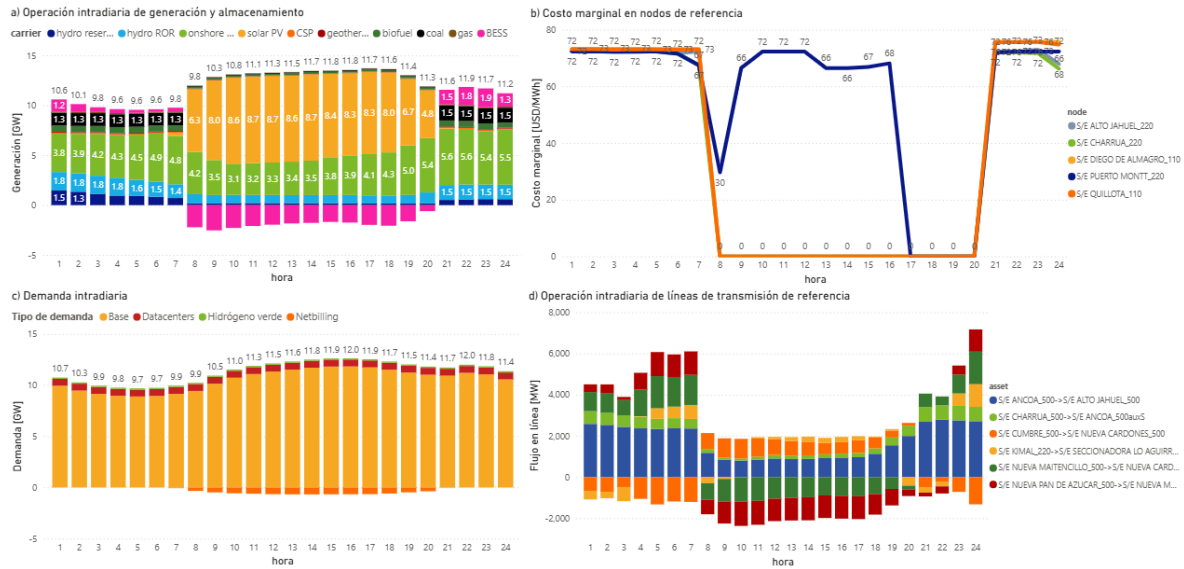


Figura 92. Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2030 en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1).

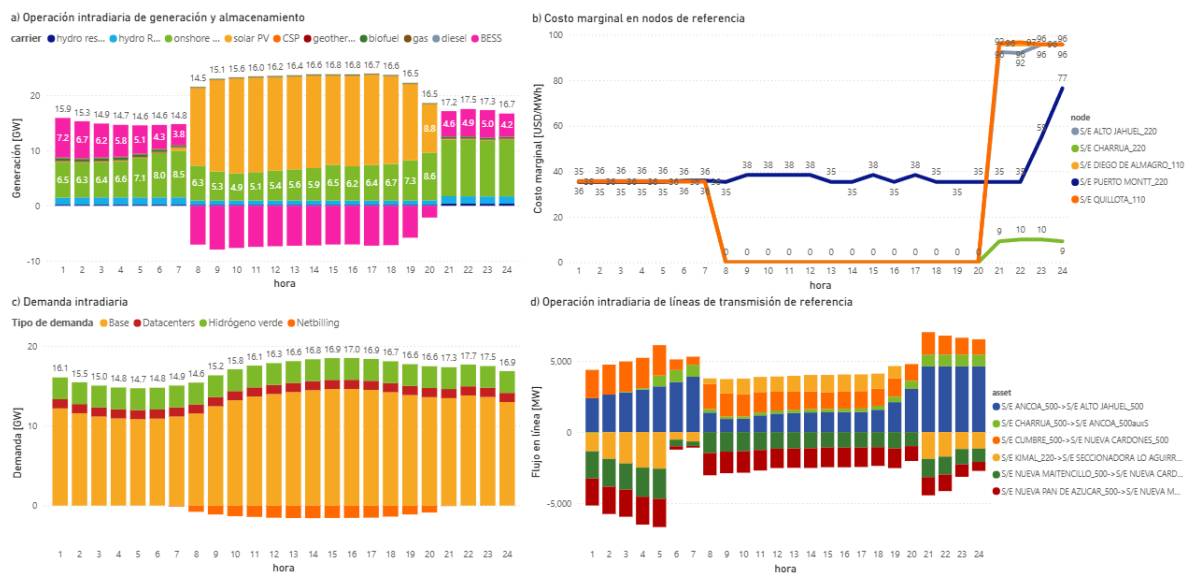


Figura 93. Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2043 en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1).

En la operación para un día de invierno, como se muestra en la Figura 94 y Figura 96, el comportamiento es análogo, pasando de una operación con una componente importante de generación a carbón hacia una operación sin gas siquiera. En este caso el sistema opera acoplado, salvo para algunos bloques horarios en Puerto Montt.

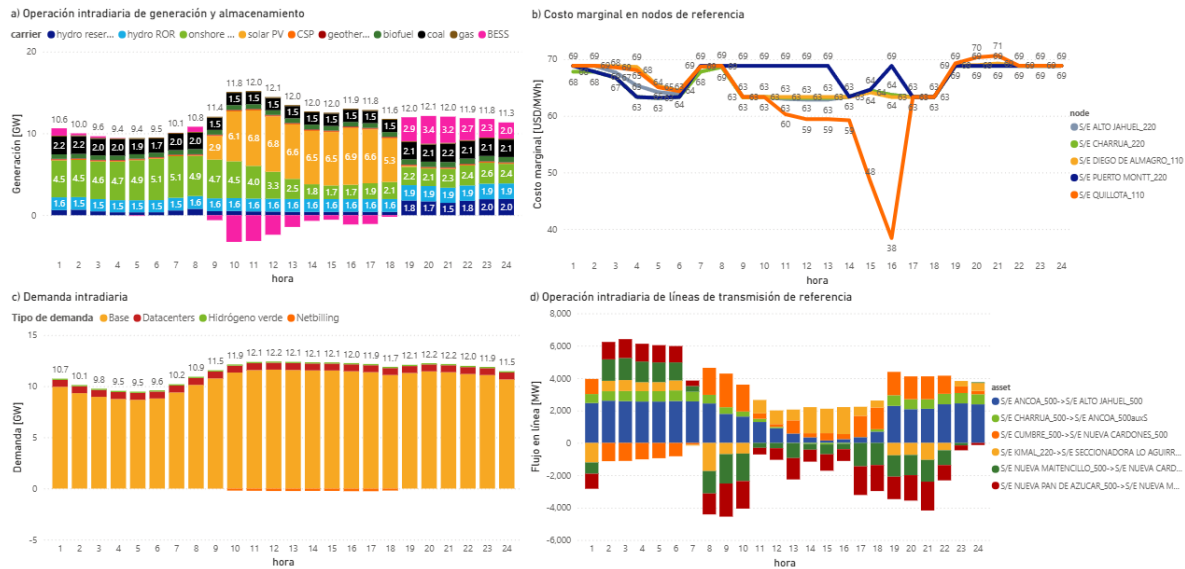


Figura 94. Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2030 en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1).

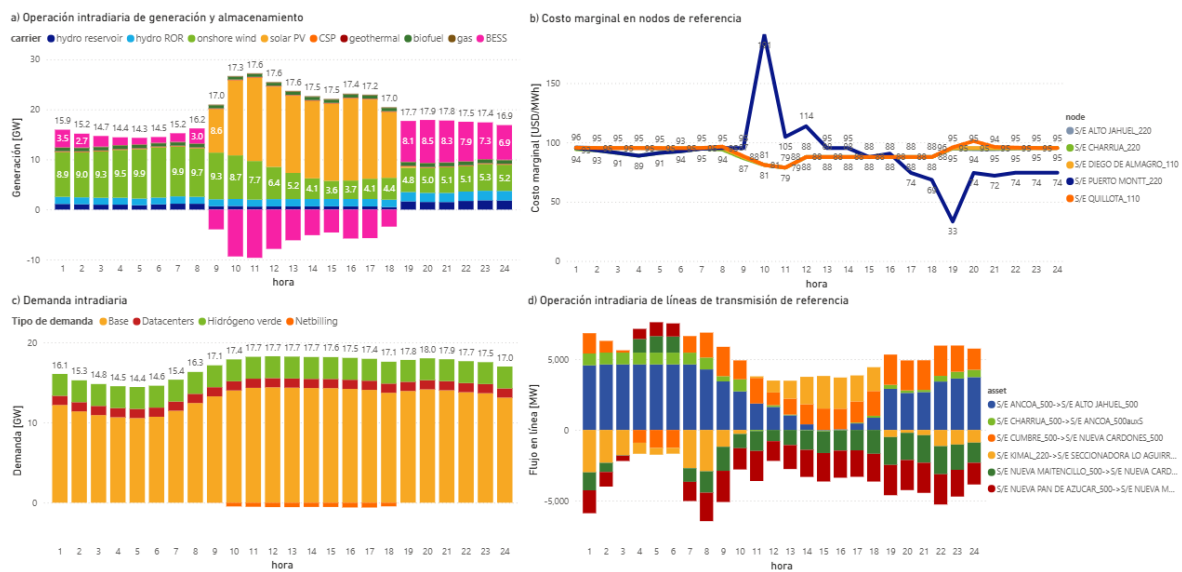


Figura 95. Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2043 en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1).

N2: Escenario Normativo Tendencial Mitigado.

En forma análoga a la operación en el caso del Escenario Normativo Desfavorable, el impacto del retiro del carbón, así como de la incorporación en el costo variable hace que la operación a gas se vea desplazada fuertemente en el 2043 respecto a 2030 (Figura 96 y Figura 97).

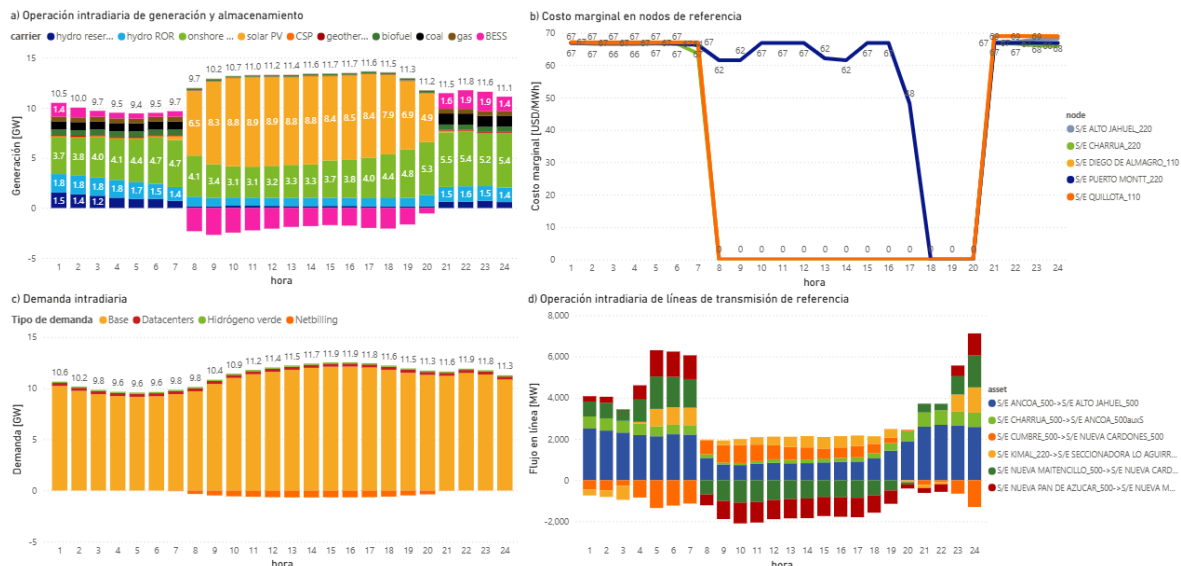


Figura 96. Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2030 en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2).

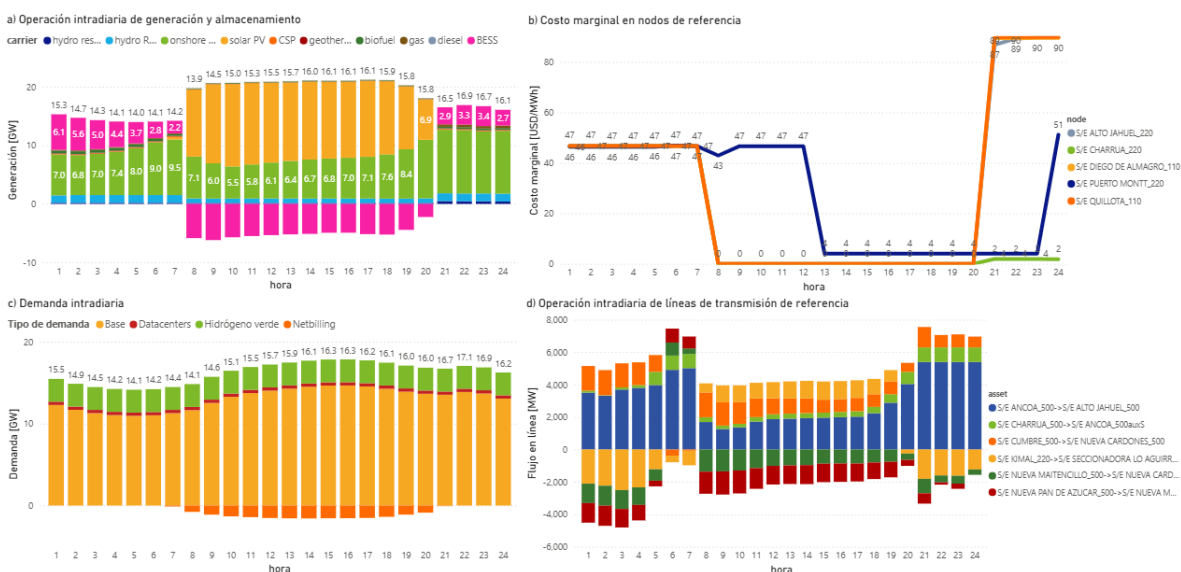


Figura 97. Operación horaria del SEN para un día de verano (01 de enero) de 2043 en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2).

En el caso de la operación de invierno, en este escenario se repite el mismo patrón del Escenario Normativo Desfavorable Mitigado, con un nivel de costos marginales menor, derivado de un impuesto al carbono menor. Las diferencias están más bien en las magnitudes de la generación renovable, donde la eólica en tierra tiene un mayor desarrollo en este escenario, al punto de que puede cargar almacenamiento durante la madrugada.

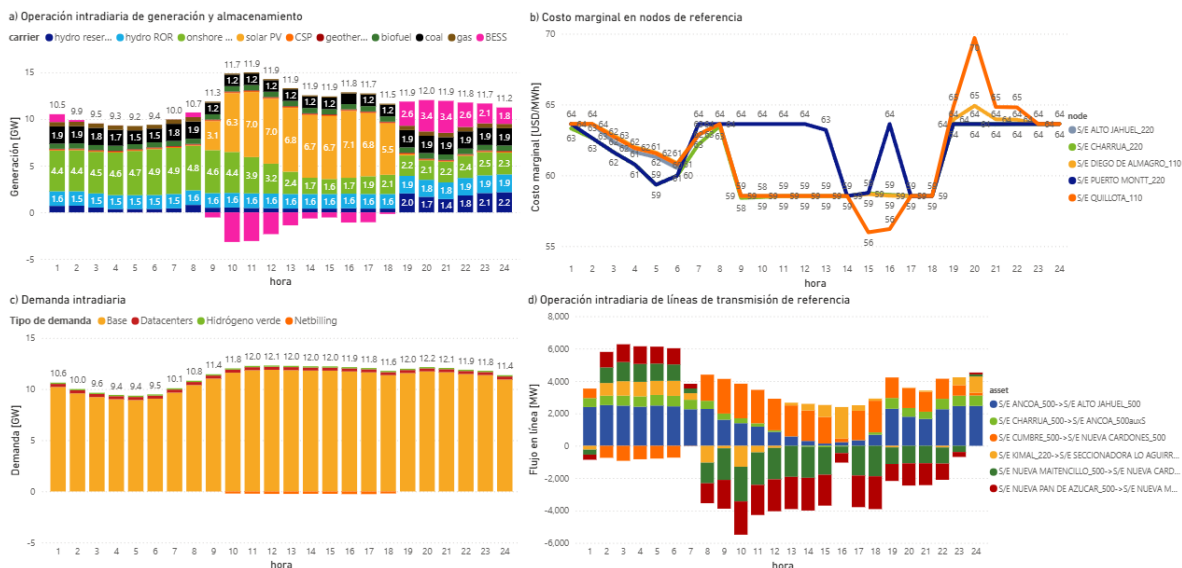


Figura 98. Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2030 en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2).

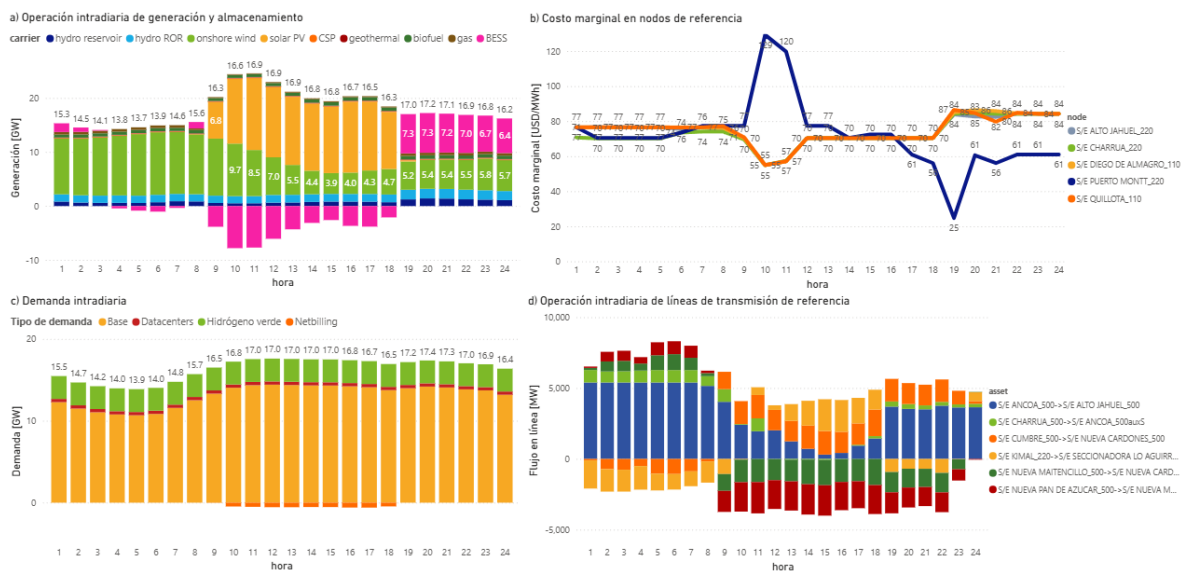


Figura 99. Operación horaria del SEN para un día de invierno (01 de julio) de 2043 en el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2).

6.2.3. Candidatos a polos de desarrollo

De acuerdo con lo establecido en el artículo 85° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en la Planificación Energética de Largo Plazo, el Ministerio deberá identificar las áreas donde pueden existir Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE o polos de desarrollo), que son zonas territorialmente identificables en el país donde hay recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial.

La identificación de las referidas zonas tendrá en consideración el cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150° bis, esto es, que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales afectos en cada año calendario, haya sido inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales.

Por su parte, el reglamento complementa que se considerarán los Planes Estratégicos de Energía en Regiones (PEER) que se encuentren aprobados al inicio del proceso de planificación. Para ello, son incluidos a través de las consideraciones territoriales y ambientales (ver sección 9.4.4) a través del “Recorte PELP-PEER” para la obtención del potencial resultante.

Además, el artículo 97° del Decreto Supremo N° 37, de 2019, del Ministerio de Energía, señala que, en caso de que, por problemas de coordinación entre distintos propietarios de proyectos de generación, la totalidad o parte de la capacidad de producción de uno o más polos de desarrollo definidos en los Escenario de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT), no pudiere materializarse, la Comisión Nacional de Energía podrá considerar Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo en el Plan de Expansión.

Por otro lado, dicha regulación señala que se entenderá que existen problemas de coordinación si los propietarios de los proyectos de generación no llegan a acuerdo para la conexión de sus instalaciones de generación, a través de un único Sistema de Transmisión, con el Sistema Eléctrico Nacional o con instalaciones de transmisión que les permitan conectarse con dicho sistema. Para ello, los interesados deberán comunicar a la Comisión Nacional de Energía durante los primeros quince días de cada año, información fehaciente, mediante declaración jurada simple, que dé cuenta de la existencia de proyectos de generación y sus problemas de coordinación para su conexión al sistema.

En ese sentido, cabe destacar que el Decreto Exento N° 203, de 2025, del Ministerio de Energía, que aprueba el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, identificó y definió, por primera vez, zonas para como PDGE en las provincias de Antofagasta y Tocopilla, Región de Antofagasta, las que se encuentran vigentes a la fecha.

Asimismo, se dio revisión al Informe Técnico “Demanda proyectada de energía eléctrica y obligación ERNC 2026-2029” que la Comisión Nacional de Energía publicó a través de su Resolución Exenta N° 705 el 11 de noviembre de 2025 y remitió al Ministerio de Energía, el cual proyecta que la energía proveniente de medios de generación ERNC es suficiente para dar cobertura a la Obligación ERNC del año 2029, en conformidad a lo establecido en el artículo 150° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, por lo que no es necesario definir un bloque anual de energía proveniente de Medios ERNC para ser licitado.

En la misma línea, y en cumplimiento con el artículo 16° del Reglamento, destaca que no hubo antecedentes o información particular aportada por el Registro de Personas Interesadas respecto a polos de desarrollo, más allá de lo considerado en el proceso participativo detallado en la sección 0.

Para el presente Informe Preliminar, en el marco de la identificación de polos de desarrollo, se analizó la expansión de la generación acumulada al año 2045 (horizonte de 20 años de la planificación de la transmisión) y 2057 (horizonte de 30 años de la PELP) a nivel provincial para elaborar una lista priorizada de aquellas que presenten una expansión mayor a 2.000 MW en todos los Escenarios Energéticos Preliminares, considerándose un mínimo óptimo para una obra de transmisión en la escala de un PDGE, teniendo como antecedente los niveles actuales de las provincias de Antofagasta y Tocopilla, decretadas como polos en el proceso PELP 2023-2027.

Tal como se explica en la sección 6.1.2, los candidatos de expansión se modelan utilizando potenciales de generación y son zonas territorialmente identificadas. Para analizarlas a nivel de provincias, como se requiere en el caso de los polos de desarrollo, los potenciales se asignan al nodo de la red más cercano. Estos nodos cuentan con una geolocalización determinada dentro del país y, por lo tanto, en una comuna determinada, las cuales se agrupan según la división administrativa de Chile a nivel provincial.

Bajo este análisis, solo dos provincias cumplen con el requisito de tener una expansión superior a 2,0 GW en todos los escenarios:

- Provincia de Chañaral, Región de Atacama. Tecnologías: Solar PV y eólico en tierra, donde la primera está presente en todos los escenarios, mientras que la segunda solo en los escenarios E3 y N2.
- Provincia de Antofagasta, Región de Antofagasta. Tecnologías: Solar PV y eólico en tierra, donde la primera está presente en todos los escenarios, mientras que la segunda solo en el escenario E3.

A partir de ello, se ha llevado a cabo un análisis complementario para identificar posibles problemas de coordinación y nivel de desarrollo de proyectos en la provincia, sus comunas y sus nodos asociados, que entreguen información sobre la oportunidad de contar con polos de desarrollo.

En primer lugar, analizando los proyectos ingresados al Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA), destaca que, la Región de Antofagasta concentra la inversión (USD) y capacidad (MW) en centrales de generación en calificación, así como en inversión (USD) y extensión de líneas (km) de obras de transmisión en calificación. Por su parte, la Región de Atacama es la segunda a nivel de capacidad y tercera a nivel de inversión de centrales de generación. Por otra parte, en cuanto a sistemas de almacenamiento, Atacama lidera en inversión, capacidad y energía almacenada (MWh), donde Antofagasta se ubica en quinto lugar⁸².

Adicionalmente, en la actualidad, las regiones de Antofagasta y Atacama cuentan con importantes desafíos en materia de vertimiento de energía renovable, al ser la primer y la segunda con mayores niveles, respectivamente. La Provincia de Antofagasta tuvo un vertimiento promedio superior a los 1,3 TWh en 2025, siendo el mayor a nivel nacional, seguido por las provincias de Tocopilla (también región de Antofagasta) y Copiapó (Región de Atacama), donde en cuarto lugar se encuentra la Provincia de Chañaral con cerca de 0,75 TWh⁸³.

Finalmente, desde la perspectiva del interés de la industria, se analizaron las solicitudes de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional⁸⁴ mayores a 9 MW, donde la Provincia de Antofagasta presenta la mayor cantidad de proyectos a nivel nacional, mientras que la Provincia de Chañaral presenta un nivel considerablemente más bajo, presentando unos pocos proyectos en comparación incluso a nivel regional para Atacama.

En un análisis técnico con la Comisión Nacional de Energía, además, se identificó que los nodos con mayor nivel de expansión de generación renovable en la Provincia de Chañaral ya están siendo abordados a través del proceso de planificación de expansión de la transmisión.

Por otra parte, en cuanto a la Provincia de Antofagasta, esta ya cuenta con tres polígonos o zonas vigentes, en las comunas de Sierra Gorda y Taltal, según lo dispuesto en el artículo 3° del Decreto de Planificación vigente⁸⁵. Sin perjuicio de ello, y considerando los antecedentes, el Informe Final de la PELP 2028-2032 incluirá un análisis de los polos vigentes, con el fin de actualizar la información y consideraciones, si esto fuera necesario a la vista de los nuevos antecedentes y avances del sector.

⁸² Datos provenientes del Reporte de proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía (mes de junio de 2026) del Ministerio de Energía. Disponible en: <https://energia.gob.cl/panel/reporte-de-proyectos>

⁸³ Datos provenientes del Coordinador Eléctrico Nacional. Más información disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/reducciones-erv-2026/>

⁸⁴ Más información disponible en: <https://accesoabierto.coordinador.cl/>

⁸⁵ Decreto Exento N° 203, de 2025, del Ministerio de Energía. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1215983>



Con todo, considerando los antecedentes expuestos, es posible concluir que **se ratifica la necesidad de polos de desarrollo en la provincia de Antofagasta**, la cual ya ha sido abordada en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027 recientemente decretado. Por su parte, respecto a la provincia de Chañaral, si bien cumple con algunos de los criterios analizados, los nodos identificados ya están siendo abordados bajo otros criterios de expansión de la transmisión según lo informado por la CNE y no es relevante respecto a solicitudes de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional, por lo cual se reduce el potencial disponible para el diseño de un polo de desarrollo de acuerdo al requisito establecido como criterio de 2,0 GW de expansión, así como la posibilidad de verificarse a futuro problemas de coordinación.

En consecuencia, debido a que la provincia de Antofagasta ya cuenta con Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE) decretados, **en el presente proceso, no se identificarán nuevas provincias candidatas.**

7. VERIFICACIÓN DE MÉTRICAS DE DESEMPEÑO

En la presente sección se presenta la evaluación de desempeño que se realiza a los resultados preliminares de la proyección de demanda y oferta energética, así como de la expansión del SEN. Esta se basa en el análisis de cumplimiento de metas que son atingentes en cada caso. Para las proyecciones energéticas, por ejemplo, se evalúan las emisiones de GEI, en línea con la Ley 21.455, y la intensidad energética, en línea con la Ley 21.305. En la expansión del SEN, naturalmente, derivado del mandato legal de la planificación, se analizan costos, así como se incorpora la resiliencia y los niveles de vertimiento de energías renovables, principalmente asociado a los desafíos actuales del sector eléctrico y a prioridades del proceso.

7.1. Desempeño de las proyecciones energéticas

La evaluación del desempeño de las proyecciones energéticas se realiza mediante métricas que permiten complementar la lectura de los resultados obtenidos para los Escenarios Energéticos Preliminares. Estas métricas entregan una visión transversal del comportamiento de las trayectorias proyectadas, facilitando la comparación entre escenarios y aportando antecedentes adicionales para la interpretación de sus resultados desde la perspectiva de la planificación de largo plazo.

Para efectos de este informe, se consideran como métricas de desempeño del modelo de demanda energética las emisiones asociadas a los consumos finales y la intensidad energética. Ambas permiten evaluar el comportamiento de las rutas de acciones proyectadas, aportando una lectura agregada sobre sus principales diferencias y tendencias.

7.1.1. Emisiones

La métrica de emisiones en las proyecciones permite comparar, de manera agregada, el desempeño relativo de los escenarios desde la perspectiva de los GEI asociados a la demanda y oferta energética. Su utilización en este informe tiene un carácter orientativo y comparativo, y no constituye una referencia vinculante para la definición de presupuestos sectoriales de emisiones, materia que corresponde a los instrumentos de gestión climática definidos por la Ley Marco de Cambio Climático.

En consideración al alcance de este instrumento, se adopta una aproximación agregada orientada a evaluar el efecto de las rutas de acción consideradas en cada escenario sobre la evolución de las emisiones al final del horizonte de planificación. Para estos efectos, se estiman las emisiones asociadas a los consumos finales del sector energía junto a la generación eléctrica y se comparan entre escenarios respecto del último año observado con información oficial disponible,

correspondiente a 2022. Esta comparación utiliza como referencia el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2022⁸⁶.

En los escenarios exploratorios, la variación de emisiones respecto de 2022 responde principalmente a la variación de los factores inciertos que los componen. E1 y E2 presentan reducciones de -16,6% y -7,3%, respectivamente, mientras que E3 registra un aumento en las emisiones de un 7,7%, lo cual es consistente con una trayectoria de mayor demanda energética que no incorpora medidas adicionales de mitigación. En contraste, los escenarios normativos presentan un desempeño favorable, al registrar reducciones relevantes respecto del año de referencia, un -55,1% en N1 y -44,3% en N2. Estos resultados indican que la incorporación de medidas de eficiencia energética, electrificación y el cierre y/o reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón permiten reducir de manera sustantiva la trayectoria proyectada de emisiones.

7.1.2. Intensidad Energética

La intensidad energética permite complementar la evaluación del desempeño de los escenarios mediante una cuantificación agregada de la relación entre el consumo de energía final del país sobre el Producto Interno Bruto, en línea con el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022 – 2026. El objetivo de esta evaluación es orientativo y comparativo, permitiendo proyectar una reducción de emisiones para los escenarios, con respecto al año base del Plan Nacional de Eficiencia Energética (2019), pero no constituye una referencia vinculante para definición de metas o medidas, materia que corresponde a los instrumentos propios de la Ley de Eficiencia Energética.

Para lo anterior, se calculó la intensidad energética a partir de la demanda del Balance Nacional de Energía 2019 y el PIB de dicho año sobre la base del 2018. Luego, la proyección de la métrica se calculó dividiendo las proyecciones de energía y PIB para cada año, según corresponda para cada escenario.

Así, en ambos escenarios normativos (que incluyen medidas de eficiencia energética), se obtuvo una reducción de la intensidad energética mayor al 30% en el 2050, en particular, 32,9% para N1 y 31,4% para N2, pero evidenciando un desafío en la meta de mediano plazo (2030). Vertimientos de energías renovables en el SEN

Al obtener el vertimiento de energías renovables en el SEN, se encuentra una distribución como la que se muestra en la Figura 100 y Figura 101, para el primer año de simulación (2026) y el primer año de la época de largo plazo (2034), ambas para el Escenario Exploratorio Tendencial. En el año inicial, se tiene un vertimiento de 3.460 GWh/año y que los nodos con mayores vertimientos

⁸⁶ Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Serie 1990 – 2022, Ministerio del Medio Ambiente (2024). Disponible en: https://snichile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2025/03/2024_DIN_CL.pdf

corresponden a María Elena 110 kV, en la Región de Antofagasta, seguido de Punta Peuco 110 kV en la Región Metropolitana, así como que predomina el vertimiento solar PV en un 82%, mientras que el restante 18% de los vertimientos corresponde a eólica en tierra, localizada principalmente en la Región de Antofagasta. Por su parte, en el largo plazo (2043), el vertimiento cambia su distribución y pasa a estar compuesto en un 63% por vertimientos de energía solar PV, y un 37% restante de eólica en tierra, concentrados en la Región de Antofagasta, y la Región del Biobío, respectivamente.

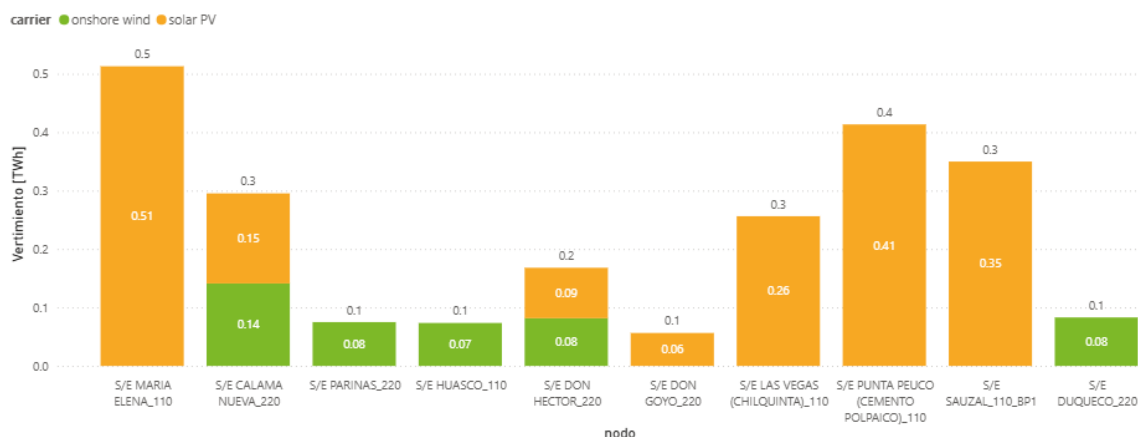


Figura 100: Localización del vertimiento en la red de transmisión simulada para el primer año de simulación (2026). Datos filtrados sobre 0.05 TWh para mejorar presentación.

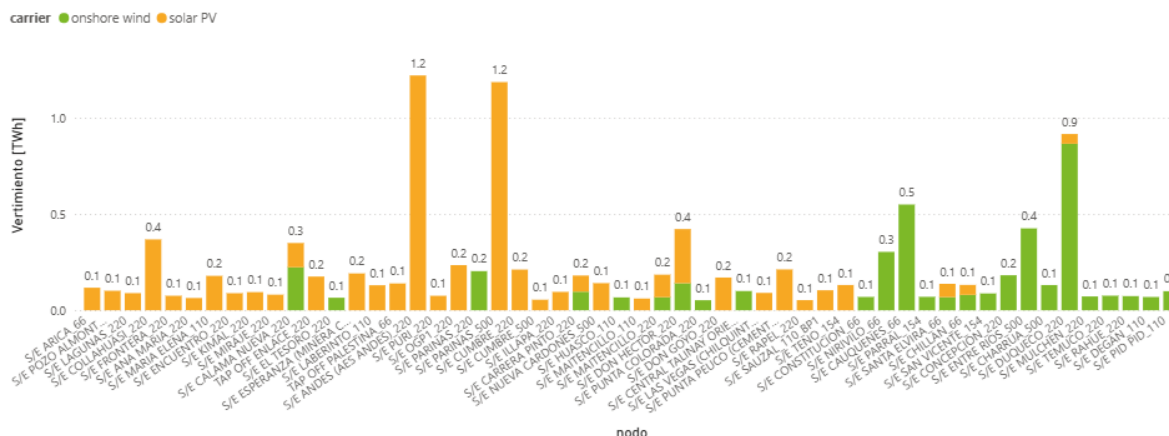


Figura 101: Localización del vertimiento en la red de transmisión simulada para el primer año de la época de largo plazo (2043). Datos filtrados sobre 0.05 TWh para mejorar su presentación.

En la Figura 102 se presenta la trayectoria anual de generación por tecnología, así como el total del vertimiento anual. Al observar el comportamiento del vertimiento en los escenarios exploratorios, se encuentra que, a medida que crece la demanda en el horizonte y por tanto la generación, mayor es el vertimiento. Por construcción, este resultado es óptimo desde el punto de vista de la expansión del SEN y su operación. No obstante, desde el punto de vista de los recursos disponibles es preferible que dichos vertimientos sean aprovechados, idealmente para la conexión de demanda local. Tal es el caso del Escenario Normativo Desfavorable Mitigado, N1, donde se impulsa el crecimiento

económico desfavorable del Escenario Exploratorio Desfavorable, E1, mediante industrias emergentes como datacenters para IA, en zonas donde haya posibles vertimientos, y también es el caso general para los escenarios normativos, donde existe un aumento de la demanda eléctrica por consumos emergentes, como se presenta en la Figura 103 para los datacenters y el hidrógeno verde, el cual tiene un consumo importante desde 2035 para abastecer la demanda de exportación contemplada en la Estrategia de Hidrógeno Verde en su actualización de 2026.

En los escenarios exploratorios, los vertimientos están en el orden de 9 al 12% de la generación total hacia el final del horizonte de simulación (2057), valor que sube a 12% en los escenarios normativos. Este valor se considera en un rango esperable para un sistema que, por un lado, hoy en día tiene un 7% de vertimiento, y, por otro lado, que en el transcurso de 30 años realiza una instalación de energía solar PV en el rango de 27 a 58 GW, y de energía eólica en tierra de 16 a 27 GW, según el escenario.

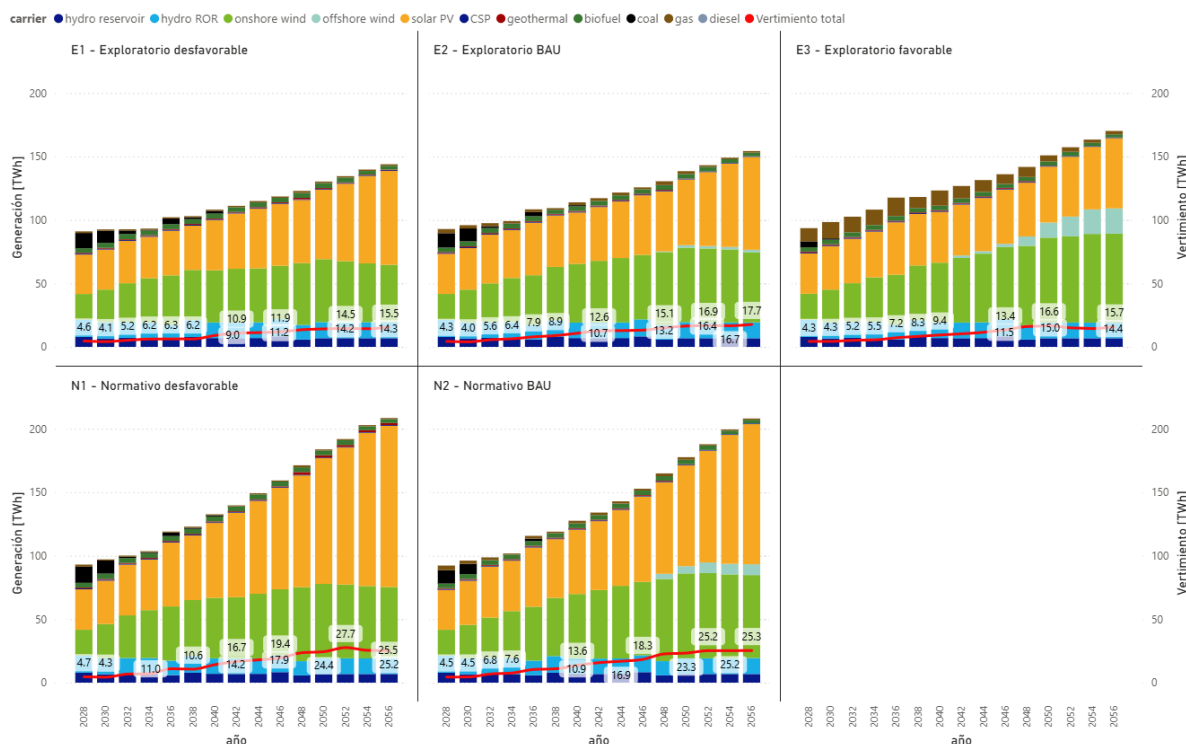


Figura 102: Mix de generación por tecnología y vertimientos (línea roja) en el SEN.

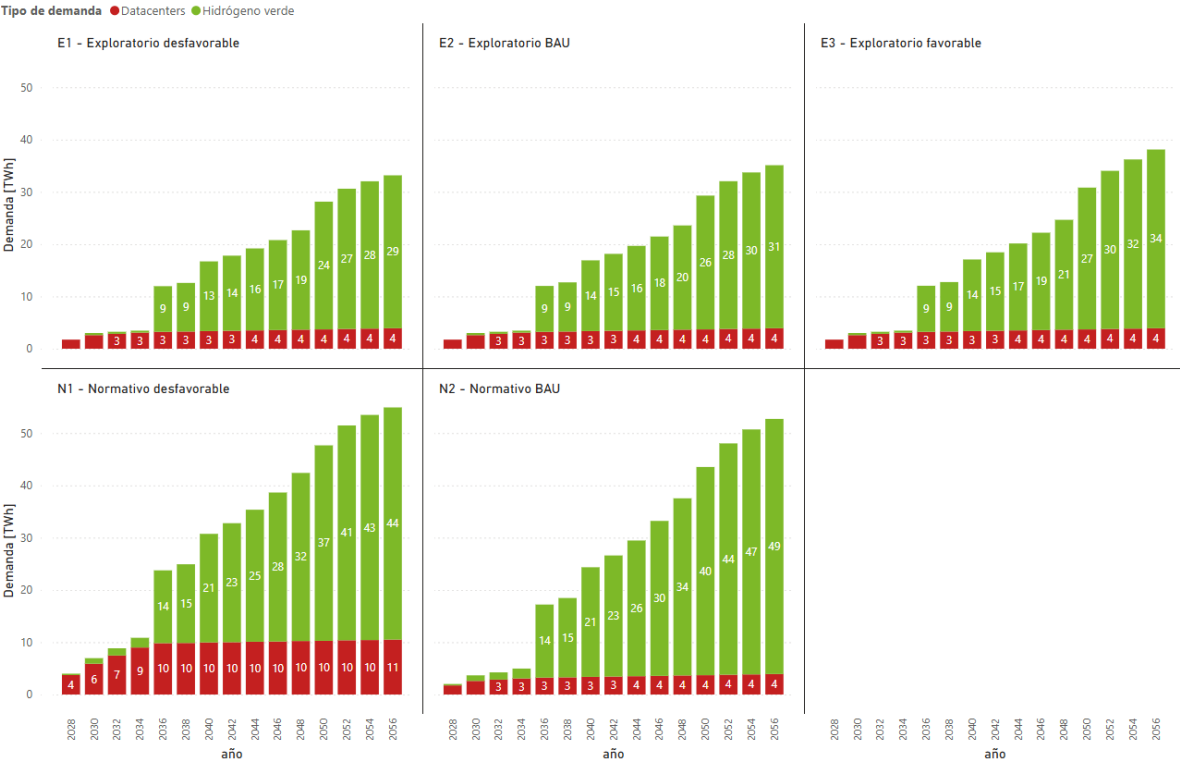


Figura 103: Demandas emergentes en el SEN, data centers e hidrógeno verde.

8. CONCLUSIONES Y SIGUIENTES PASOS

La elaboración del Informe Preliminar PELP 2028-2032 se desarrolló con un esquema integrado compuesto por un modelo de proyección energética, que estima la evolución del consumo por región, sector y energético, y un modelo de expansión del Sistema Eléctrico Nacional, que determina las necesidades óptimas de generación, almacenamiento y transmisión para abastecer dicha demanda eléctrica futura. Ambos modelos interactúan de forma iterativa, permitiendo evaluar el desempeño de las proyecciones considerando costos, emisiones, eficiencia energética, resiliencia y seguridad de suministro.

En la **construcción de los Escenarios Energéticos Preliminares se combinaron parámetros externos, que son variables que impactan considerablemente las proyecciones**, pero que están fuera del control de los tomadores de decisión, tales como el crecimiento económico y la evolución de los costos de los combustibles fósiles y tecnologías, **junto con acciones**, que son ámbitos donde la política pública puede intervenir directamente, incluyendo medidas de electromovilidad, eficiencia energética, cierre de centrales a carbón, desarrollo del hidrógeno verde, generación distribuida, entre otros. Esta separación permite distinguir y modelar de mejor manera las incertidumbres del entorno e identificar las decisiones que pueden generar el mejor desempeño futuro del sistema.

De esta forma, **se definieron cinco Escenarios Energéticos Preliminares**: tres escenarios exploratorios, que analizan cómo evolucionaría el sistema bajo diferentes combinaciones de crecimiento económico y costos tecnológicos (desfavorable, tendencial o BAU, y favorable), y dos escenarios normativos, que al aplicar acciones de política energética y climática podrían mejorar los resultados obtenidos en los escenarios exploratorios. Estos son:

- Escenario Exploratorio Desfavorable (E1).
- Escenario Exploratorio Tendencial (E2).
- Escenario Exploratorio Favorable (E3).
- Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1).
- Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2).

A partir de este marco metodológico, **las proyecciones del modelo energético muestran que en todos los escenarios se observa un aumento sostenido de la demanda energética en el largo plazo**, en línea con el crecimiento proyectado del PIB, y un recambio de los combustibles fósiles progresivo en los sectores, principalmente a través de la electrificación, así como del uso de biocombustibles e hidrógeno, en aquellos donde la electricidad tiene mayores brechas.

En términos geográficos, **la Región Metropolitana concentra la mayor demanda energética en todos los escenarios, seguida de la Región de Antofagasta y de la Región del Biobío**. En el

caso de la Región de Antofagasta, ello responde principalmente a la concentración de la actividad minera, mientras que, en el caso del Biobío, responde a una combinación entre actividades productivas intensivas y alta población, en contraste con la Región Metropolitana, donde el factor predominante es la densidad poblacional, seguido del desarrollo industrial.

A nivel sectorial, **Transporte continúa siendo el principal consumidor energético del país, con una electrificación creciente** de vehículos livianos, buses y taxis, principalmente. A su vez, el hidrógeno aparece como alternativa en carga pesada. Además, en él se concentra parte importante de las acciones de los escenarios normativos, principalmente en cuanto a electromovilidad. En el sector **Industria aumentan gradualmente los niveles de eficiencia energética, y se observa una sustitución de combustibles fósiles por electricidad e hidrógeno en algunos procesos térmicos**. Por su parte, la **Minería continúa siendo uno de los principales motores de consumo energético, encabezado por el cobre**, con una sustitución de los combustibles fósiles gradualmente hacia electricidad y, más a largo plazo, levemente al hidrógeno. En el caso del sector **Residencial, su consumo energético disminuye gradualmente, debido a mejoras de eficiencia térmica en viviendas, y la biomasa tradicional se mantiene como un energético importante, pero con un importante aumento de la leña certificada**. Por último, el sector **Comercial, Público y Servicios incrementa su demanda eléctrica, y destaca la irrupción de centros de datos como una nueva fuente estructural de demanda eléctrica**, especialmente en el escenario normativo donde se proyecta un fuerte aumento derivado de proyectos de gran escala en el norte del país.

En resumen, en términos generales y a nivel de energéticos, **en todos los escenarios se proyecta que los combustibles fósiles son el energético principal a nivel de usos finales, seguido por electricidad, biocombustibles y, en menor medida, hidrógeno**. Cabe mencionar que en los escenarios normativos existe un aumento sustancial del uso final de electricidad, derivado de acciones más ambiciosas en materia de electrificación a lo largo de diversos sectores.

En cuanto a la **expansión del SEN, y en general para los cinco escenarios, la expansión óptima está basada en un desarrollo sostenido de energía eólica en tierra, principalmente en las regiones del Maule y Bío-bío, así como en solar PV en el Norte, apalancada por BESS en la mayoría de los escenarios**. En particular, tiende a haber más expansión de almacenamiento basado en BESS en escenarios en que aumenta el spread de precios por efecto de que alza de costos de combustibles fósiles, retiro de centrales a carbón y consideración de impuesto de CO₂ en el costo variable.

En cuanto a **tecnologías de generación y almacenamiento emergentes, solo se desarrolla instalación de eólica marina en los escenarios donde la reducción de costos es media o favorable** (tres de cinco), con año de desarrollo más favorable 2041, y 2048 en el resto de los casos, y en cuanto al almacenamiento, solo hay expansión de almacenamiento basado en BESS.

En cuanto a la **transmisión, se refuerza la necesidad de expandir el corredor Charrúa-Ancoa-Alto Jahuel-Lo Aguirre** en 500 kV por al menos 1750 MVA, permitiendo la inyección de energía eólica hacia el centro del país y el norte (vía Kimal-Lo Aguirre), así como también se identifica la **necesidad de expansiones en 220 kV, con líneas que necesitan una expansión de hasta seis veces su tamaño, en todos los escenarios**, lo que indica que son obras robustas frente a variaciones en supuestos de modelamiento. Estas expansiones de líneas en 220 kV se concentran en la Región de Antofagasta y la Región del Maule.

La **operación del sistema muestra una estacionalidad importante, con sistemas BESS que en invierno solo alcanzan a abastecer la noche**, mas no la madrugada completa, dada la menor irradiancia de energía solar. Este menor aporte solar PV contribuye a que los costos marginales puedan estar en torno a los 60 USD/MWh en bloques diurnos posteriores al retiro del carbón, en contraste con la caída del costo marginal a 0 USD/MWh en bloques diurnos, propia de meses de mayor irradiancia. Al imponer una restricción de inercia sistémica de 25 GVAs desde 2028 y 400 MW de reserva, el sistema termina despachando gas para cubrir este requerimiento, lo cual mantiene un nivel de operación con gas durante todo el horizonte. En la práctica, estos atributos podrían en el mediano plazo ser cubiertos mediante IBR (*inverter-based resources*) desplazando esta generación remanente.

Finalmente, **al analizar los vertimientos en el largo plazo, éstos se mantienen en un rango entre 9 y 12%, en un orden de magnitud similar al existente en la actualidad (7%)**, pero en un sistema donde, al final del horizonte, al menos un 83% de la generación anual es abastecida por solar PV o eólica, de forma que se considera dentro de lo esperado.

En el presente **proceso de planificación, no se identifican potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica**, conforme a lo dispuesto en el artículo 85° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Como próximos pasos, **este Informe Preliminar recibirá las observaciones correspondientes del Registro de Personas Interesadas**, para luego iniciar la elaboración del Informe Final que, junto a sus respectivas observaciones, permitirán finalizar el proceso a través del Informe Definitivo y su decreto de planificación respectivo.

Entre las principales mejoras están programadas para el Informe Definitivo están incluir más medidas de eficiencia energética en el escenario N1, mejoras en algunos sectores del modelo de proyección de demanda energética (sujeto a disponibilidad de información principalmente), incorporación de un análisis de resiliencia en la operación del SEN, además de todo lo que pueda ser abordado desde las observaciones del registro.

9. Anexos

9.1. Fuentes de información, estructura sectorial y supuestos de modelación.

9.1.1. Transporte

Tabla 6. Categorías modeladas y combustibles considerados en el subsector transporte terrestre.

Segmento	Categorías modeladas	Combustibles considerados
Transporte de pasajeros urbano e interurbano	Vehículos livianos, vehículos medianos, taxis, buses, motocicletas	Gasolina, diésel, electricidad
Transporte de carga urbano e interurbano	Camiones livianos, medianos y tractocamiones	Gasolina, diésel, electricidad, hidrógeno

Tabla 7. Fuentes de información para la construcción de parámetros y niveles de actividad del transporte terrestre.

Serie	Información actual disponible	Año
Consumo de combustible por modo (CC_i)	Informes Estadísticos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles	2024
	Balance Regional de Energía del Ministerio de Energía	2024
Número de vehículos por categoría (N_{veh})	Anuario del parque de vehículos motorizados en Chile del Instituto Nacional de Estadísticas – Agrupable en Vehículos particulares, Taxis, Motos, Buses, Camiones y Tractocamiones.	2024
	Base de datos del transporte público del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones	2026
Niveles de actividad (NA_i)	Niveles de actividad de buses y metro del Directorio de Transporte Público Metropolitano	2025
	Programa Giro Limpio de la Agencia Chilena de Sostenibilidad Energética	2025
Rendimiento de combustible (FdC_i)	Programa Giro Limpio de la Agencia Chilena de Sostenibilidad Energética	2025
Tasas de ocupación (TO_i) y Tasas de Carga (TC_i)	Programa Giro Limpio de la Agencia Chilena de Sostenibilidad Energética	2025

Tabla 8. Trayectorias de participación tecnológica por segmento del transporte terrestre según escenario.

Participación tecnológica	Escenarios Exploratorios	Escenario tendencial mitigado	Escenario desfavorable mitigado
Electromovilidad en vehículos livianos	2030: 2% 2040: 6% 2057: 30%	2030: 4% 2040: 16% 2057: 70%	2030: 5% 2040: 25% 2057: 70%
Electromovilidad en vehículos medianos	2030: 0,5% 2040: 2,3% 2057: 23%	2030: 1% 2040: 8% 2057: 75%	2030: 2% 2040: 13% 2057: 77%
Electromovilidad en taxis	2030: 4% 2040: 10% 2057: 32%	2030: 4% 2040: 68% 2057: 100%	2030: 4% 2040: 68% 2057: 100%
Electromovilidad en buses de transporte público RED	2030: 92% 2040: 100%	2030: 92% 2040: 100%	2030: 92% 2040: 100%

	2057: 100%	2057: 100%	2057: 100%
Electromovilidad en buses de transporte público en regiones	2030: 14% 2040: 45% 2057: 60%	2030: 17% 2040: 100% 2057: 100%	2030: 17% 2040: 100% 2057: 100%
Electromovilidad en transporte de carga liviano	2030: 0,4% 2040: 1,6% 2057: 14%	2030: 0,96% 2040: 8,2% 2057: 53%	2030: 1,3% 2040: 11% 2057: 70%
Electromovilidad en transporte de carga mediano	2030: 0,23% 2040: 1% 2057: 15%	2030: 0,91% 2040: 8% 2057: 50%	2030: 1% 2040: 11% 2057: 70%
Electromovilidad en transporte de carga pesado	2030: 0,5% 2040: 2% 2057: 16%	2030: 0,9% 2040: 8% 2057: 50%	2030: 1% 2040: 11% 2057: 70%
Hidrógeno en transporte de carga mediano	2030: 0% 2040: 1% 2057: 5%	2030: 0% 2040: 1% 2057: 5%	2030: 0% 2040: 1% 2057: 5%
Hidrógeno en transporte de carga pesado	2030: 0% 2040: 5% 2057: 10%	2030: 0% 2040: 4% 2057: 20%	2030: 0% 2040: 4% 2057: 20%

Tabla 9. Participación de combustibles bajos en emisiones en transporte aéreo nacional y búnker aéreo, según Escenario Energético Preliminar.

Participación tecnológica	Escenarios Exploratorios	Escenario tendencial mitigado	Escenario desfavorable mitigado
Kerosene de aviación sintético en transporte aéreo nacional	2035: 0,4% 2045: 6% 2057: 19%	2035: 0,7% 2045: 10% 2057: 34%	2035: 0,7% 2045: 10% 2057: 34%
Kerosene de aviación HEFA en transporte aéreo nacional	2030: 0% 2045: 0% 2057: 0%	2030: 1% 2045: 23% 2057: 30%	2030: 1% 2045: 23% 2057: 30%
Kerosene de aviación sintético en transporte aéreo internacional	2035: 0% 2045: 6% 2057: 19%	2035: 1% 2045: 10% 2057: 34%	2035: 1% 2045: 10% 2057: 34%

Tabla 10. Participación de combustibles bajos en emisiones en transporte marítimo nacional y búnker marítimo, según Escenario Energético Preliminar.

Participación tecnológica	Escenarios Exploratorios	Escenario tendencial mitigado	Escenario desfavorable mitigado
Amoniaco en transporte marítimo nacional	2035: 0% 2045: 0% 2057: 0%	2035: 0,36% 2045: 3,8% 2057: 7,4%	2035: 0,36% 2045: 3,8% 2057: 7,4%
Amoniaco en transporte marítimo internacional	2035: 0% 2045: 0%	2035: 0% 2045: 8%	2035: 1% 2045: 9%

	2057: 4%	2057: 17%	2057: 17%
--	----------	-----------	-----------

9.1.2. Industria

Tabla 11. Categorías modeladas y combustibles considerados en el sector Industria.

Segmento	Modo de uso	Combustibles considerados
Cemento	Motriz	Diésel, GLP, Electricidad.
	Térmico	Carbón, coque de petróleo, diésel, GN, GLP, petróleo combustible, electricidad, biomasa, hidrógeno.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Papel y Celulosa	Motriz	Diésel, GLP, electricidad.
	Térmico	Diésel, GLP, GN, Kerosene, petróleo combustible, electricidad, biomasa, licor negro, pellet, hidrógeno.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Siderurgia	Motriz	Diésel, GLP, electricidad.
	Térmico	Carbón, coque de petróleo, diésel, gas de alto horno, gas de coque, GN, GLP, electricidad, hidrógeno, kerosene.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Petroquímica	Motriz	Diésel, electricidad.
	Térmico	Diésel, GN, electricidad, hidrógeno.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Azúcar	Motriz	Diésel, GLP, electricidad.
	Térmico	Biomasa, carbón, coque metalúrgico, diésel, electricidad, GLP, GN, petróleo combustible.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Pesca	Motriz	Diésel, GLP, electricidad.
	Térmico	Carbón, coque de petróleo, diésel, GN, GLP, kerosene, petróleo combustible, electricidad, biomasa, pellet.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Agroindustria	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, gasolina de aviación, kerosene de aviación.
	Térmico	Biogás, carbón, diésel, GN, GLP, kerosene, petróleo combustible, electricidad, biomasa.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.

Construcción	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, Gasolina de aviación, kerosene de aviación.
	Térmico	Diésel, GN, GLP, kerosene, petróleo combustible, electricidad.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Industria Láctea	Motriz	Diésel, GLP, electricidad.
	Térmico	Carbón, diésel, GN, GLP, petróleo combustible, electricidad, biomasa.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Industrias Varias	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, gasolina de aviación, kerosene de aviación.
	Térmico	Biogás, biomasa, carbón, coque de petróleo, coque metalúrgico, diésel, electricidad, GLP, GN, kerosene, pellet, petróleo combustible, hidrógeno.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.

Tabla 12. Participación de hidrógeno en procesos térmicos por subsector industrial.

Participación tecnológica	Escenarios Exploratorios	Escenarios Normativos
Industrias Varias	2035: 0%	2035: 0,10%
	2045: 0,01%	2045: 0,89%
	2057: 0,15%	2057: 0,90%
Papel y Celulosa	2035: 0%	2035: 0,23%
	2045: 0,02%	2045: 2,04%
	2057: 0,34%	2057: 2,05%
Cemento	2035: 0,00%	2035: 1,23%
	2045: 1,23%	2045: 9,14%
	2057: 14,16%	2057: 82,74%
Siderurgia	2035: 0%	2035: 1,03%
	2045: 0,11%	2045: 9,21%
	2057: 1,59%	2057: 9,27%
Petroquímica	2035: 0,00%	2035: 0,79%
	2045: 0,09%	2045: 7,04%
	2057: 1,22%	2057: 7,09%

9.1.3. Minería

Tabla 13. Categorías modeladas y combustibles considerados en el sector Minería.

Segmento	Modo de uso	Combustibles considerados
Hierro	Motriz	Diésel, Electricidad.
	Térmico	Carbón, diésel, petróleo combustible, electricidad.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Litio	Motriz	Diésel, electricidad, GLP.

	Térmico	Diésel, electricidad, GLP, GN
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Nitratos y Compuestos de Potasio	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación.
	Térmico	Diésel, electricidad, GLP, GN, petróleo combustible.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Minas Varias	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación.
	Térmico	Biomasa, carbón, diésel, electricidad, GLP, GN, kerosene, petróleo combustible.
	Otros Usos Eléctricos	Electricidad.

Tabla 14. Categorías modeladas y combustibles considerados en el subsector Cobre.

Segmento		Modo de uso	Combustibles considerados
Extracción	Rajo	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación, hidrógeno.
		Térmico	Carbón, coque de petróleo, coque metalúrgico, diésel, GLP, GN, kerosene, petróleo combustible, electricidad.
		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
	Subterránea	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación.
		Térmico	Carbón, coque de petróleo, coque metalúrgico, diésel, GLP, GN, kerosene, petróleo combustible, electricidad.
		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Procesamiento*	Concentrado	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación.
		Térmico	Carbón, coque de petróleo, coque metalúrgico, diésel, GLP, GN, kerosene, petróleo combustible, electricidad.
		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
	Fundido	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación.
		Térmico	Carbón, coque metalúrgico, diésel, GLP, GN, kerosene, petróleo combustible, electricidad.
		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
	Refinado ER	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación.
		Térmico	Carbón, coque de petróleo, coque metalúrgico, diésel, GLP, GN, kerosene, petróleo combustible, electricidad.
		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.

	Refinado SXEW	Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación.
		Térmico	Carbón, coque metalúrgico, diésel, GLP, GN, kerosene, petróleo combustible, electricidad.
		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Servicios		Motriz	Diésel, GLP, electricidad, kerosene de aviación.
		Térmico	Carbón, coque de petróleo, coque metalúrgico, diésel, GLP, GN, kerosene, petróleo combustible, electricidad.
		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.
Obtención de agua de mar		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.

*Se muestra el modo de uso final, más allá de que ciertos procesos son paralelos y otros secuenciales.

9.1.4. Residencial

La siguiente tabla muestra cómo se distribuyen los consumos energéticos de los Cuadros Regionales de Consumo del Balance Nacional de Energía 2024, por modo de uso y zona térmica.

Tabla 15. Distribución de consumos energéticos por modo y zona térmica, 2024.

Energético	Zona Térmica	Calefacción	Climatización	Agua Caliente Sanitaria	Cocción	Otros Usos Eléctricos
Electricidad	1	3,6%	0,3%	1,6%	1,0%	93,5%
	2	4,8%	1,1%	3,3%	0,4%	90,4%
	3	1,6%	0,1%	5,4%	0,3%	92,6%
Biomasa	1	98,1%	-	-	1,9%	-
	2	98,2%	-	0,7%	1,1%	-
	3	98,8%	-	-	1,2%	-
Pellet	1	100%	-	0,0%	0,0%	-
	2	100%	-	0,0%	0,0%	-
	3	100%	-	0,0%	0,0%	-
Gas Natural	1	8,0%	-	77,8%	14,2%	-
	2	9,8%	-	79,2%	11,0%	-
	3	76,3%	-	22,2%	1,5%	-
Gas Licuado de Petróleo	1	9,3%	-	71,6%	19,1%	-
	2	29,6%	-	57,8%	12,6%	-
	3	9,5%	-	75,6%	14,9%	-
Biogás	1	33,3%	-	33,3%	33,3%	-
	2	33,3%	-	33,3%	33,3%	-
	3	33,3%	-	33,3%	33,3%	-
Kerosene	1	100%	-	-	-	-
	2	100%	-	-	-	-
	3	100%	-	-	-	-

Tabla 16. Categorías modeladas y combustibles considerados en el sector Residencial.

Segmento	Reglamentación Térmica	Modo de uso	Combustibles considerados
Casa/Departamento	RT1/RT2/RT3/RT4	Calefacción	GN, GLP, biogás, biomasa, leña certificada, pellet, electricidad, kerosene.
		Climatización	Electricidad.
		Agua Caliente Sanitaria	GN, GLP, electricidad, biomasa, biogás.
		Cocción	GN, GLP, biogás, biomasa, electricidad.
		Otros Usos Eléctricos	Electricidad.

9.1.5. Comercial, Público y Servicios

Tabla 17. Categorías modeladas y combustibles considerados en el sector Comercial, Público y Servicios.

Segmento		Combustibles considerados
Comercial y Servicios		Biogás, biomasa, diésel, electricidad, GLP, GN, gasolina de aviación, kerosene, kerosene de aviación, pellet, petróleo combustible.
Centros de Datos		Electricidad.
Público		Biomasa, diésel, electricidad, GLP, GN, gasolina de aviación, kerosene, kerosene de aviación, pellet.
Sanitarias	Tratamiento	Biogás, biomasa, diésel, electricidad, GLP, GN, petróleo combustible.
	Desalación	Electricidad.

9.2. Informe de sistematización del proceso participativo

9.2.1. Introducción

La Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) es el instrumento mediante el cual el Ministerio de Energía proyecta, con un horizonte de al menos 30 años, escenarios de oferta y demanda energética para el país, con el objeto de servir de base técnica para la planificación de la transmisión eléctrica que corresponde desarrollar a la Comisión Nacional de Energía. En conformidad con lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos, este proceso se realiza de manera quinquenal y, para el período 2028–2032, ha iniciado su proceso de elaboración conforme a las etapas y exigencias establecidas en el Decreto N°134, de 2017, incluyendo la conformación del Registro de Personas Interesadas y la elaboración del respectivo Plan de Trabajo. Este último, publicado inicialmente el 14 de enero de 2026 y en su versión final el 19 de febrero de 2026, definió los plazos, etapas, metodologías, fuentes de información y principales hitos del proceso, incorporando además la realización de talleres participativos como instancia de retroalimentación técnica.

En este marco, y una vez conformado el Registro de Personas Interesadas, durante marzo de 2026 se desarrolló un proceso participativo dirigido a sus integrantes y a instituciones públicas colaboradoras, con el propósito de fortalecer el proceso PELP 2028 – 2032 mediante una participación progresiva, informada y técnicamente pertinente. El proceso participativo tuvo por objetivo informar y dar a conocer las principales etapas, metodología, modelos y fuentes de información del proceso de elaboración de la PELP 2028 - 2032, así como complementar y validar los elementos centrales para la construcción de los Escenarios Energéticos Preliminares. Para ello, se estructuró en tres ciclos sucesivos y articulados entre sí, orientados a construir una base común sobre la planificación, identificar los componentes de los escenarios energéticos y profundizar en las fuentes de información y temas prioritarios para la definición de trayectorias. Su implementación combinó talleres presenciales, instancias virtuales con foco regional y espacios asincrónicos de profundización, con el fin de favorecer una participación amplia e informada.

El presente documento sistematiza y analiza los principales resultados del proceso participativo, identificando los temas abordados, los aportes recibidos y su posible contribución al perfeccionamiento del proceso de planificación en curso. De este modo, constituye un insumo estratégico y los aportes serán analizados y ponderados conforme a su pertinencia, factibilidad y consistencia con el alcance metodológico y normativo del proceso, por lo que el detalle de ello será incorporado en el Informe Preliminar PELP 2028-2032.

9.2.2. Diseño de proceso participativo

Las instancias participativas implementadas en el marco del proceso PELP 2028–2032 fueron concebidas como apoyo al desarrollo técnico del proceso de planificación, orientada a informar y dar a conocer sus principales elementos constitutivos, así como a recoger antecedentes, observaciones

y aportes por parte de las personas e instituciones pertenecientes al Registro de Personas Interesadas. En particular, este espacio tuvo por finalidad socializar el proceso de elaboración de la PELP, incluyendo sus etapas, metodología, modelos y fuentes de información, y, al mismo tiempo, complementar y validar los elementos principales considerados para la construcción de los Escenarios Energéticos Preliminares.

En concordancia con lo establecido en la versión definitiva del Plan de Trabajo PELP 2028–2032, el proceso participativo se organizó en tres ciclos temáticos consecutivos y complementarios, cada uno de ellos asociado a un ámbito específico de discusión técnica. El diseño se estructuró sobre la base de una secuencia de talleres progresivos y articulados entre sí, en la cual cada instancia de participación cumplió una función específica dentro del conjunto a partir de una comprensión común de la planificación, para luego avanzar hacia materias de mayor profundidad relacionadas con la definición de escenarios y la identificación de insumos para el análisis prospectivo. En la siguiente tabla se resume los objetivos de cada ciclo.

Tabla 18. Ciclos del proceso participativo de la PELP 2028 - 2032

Ciclo	Nombre	Objetivo principal
Ciclo 1	Metodología de la planificación	Presentar la metodología general de la PELP, su alcance y la interacción entre los modelos utilizados, con el fin de generar una comprensión compartida de sus elementos principales y favorecer una participación informada en las etapas posteriores.
Ciclo 2	Definición de los factores de los escenarios energéticos	Someter a revisión los supuestos estructurales de los escenarios energéticos, incorporando visiones externas sobre su pertinencia y tratamiento.
Ciclo 3	Insumos e información para la planificación	Enfocado en revisar fuentes de información e insumos cuantitativos, identificar brechas y recoger antecedentes complementarios para fortalecer la planificación.

Instancias participativas

El proceso contempló un esquema híbrido de participación, compuesto por instancias presenciales⁸⁷ y virtuales. Junto con ello, se contemplaron espacios de profundización asincrónica para reforzar y ampliar el tratamiento de las materias discutidas. En la siguiente figura se presenta la estructura general de los talleres participativos, cada uno compuesto por dos sesiones presenciales y una virtual:

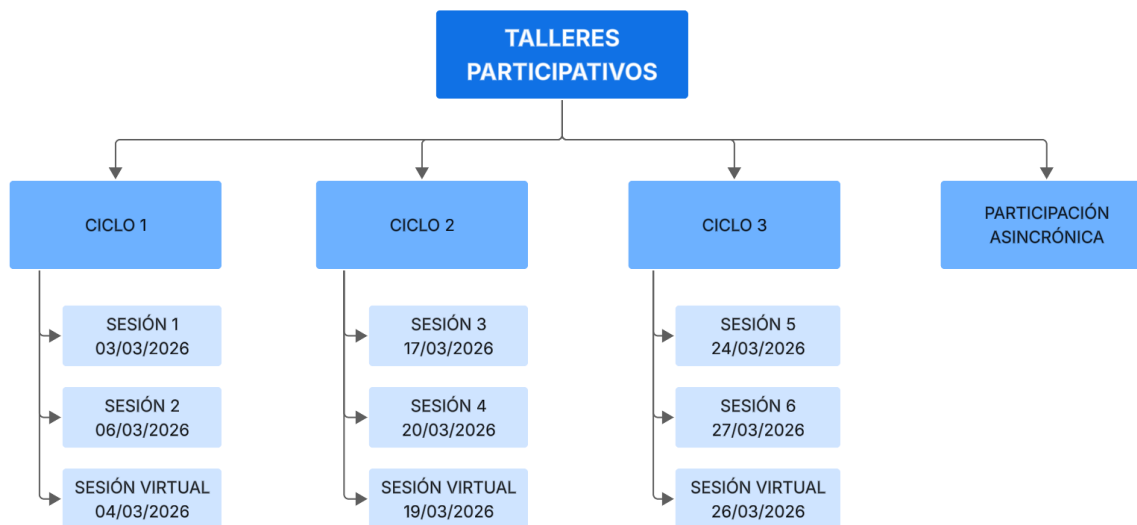


Figura 104. Distribución talleres participativos de la PELP 2028-2032.

Con el fin de propiciar una participación efectiva de las y los asistentes, se implementaron diversas herramientas metodológicas en función del objetivo de cada instancia participativa:

- **Plenarias Técnicas:** Espacios de nivelación de conocimientos previos al trabajo participativo en mesas grupales, con el propósito de entregar una base común de información. Durante estas instancias, se promovió la resolución de dudas mediante intervenciones a mano alzada y el uso de Mentimeter como herramienta de apoyo para recoger percepciones y consultas en tiempo real, así como también para realizar encuestas de evaluación de las sesiones.
- **Mesas de Trabajo Grupales:** Dinámicas de 8 a 10 personas lideradas por el equipo técnico del Ministerio de Energía. En estas instancias se utilizaron papelógrafos para registrar de forma estructurada los aportes, en base a preguntas que guiaron la conversación.

⁸⁷ Las sesiones de la 1 a la 5 de los talleres presenciales fueron realizados en el [Centro de Estudios Avanzados y Extensión](#) de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, ubicada en Antonio Bellet 314, Providencia. Mientras que la sesión 6 fue realizada en el auditorio CORFO, ubicado en Moneda 921, Santiago.

- Plataforma Participa Con Energía: Página web del Ministerio de Energía que permite la participación abierta al público de forma asincrónica, con el objetivo de obtener aportes y comentarios a través de una encuesta disponible entre el 25 de marzo y el 3 de abril de 2026.

A continuación, se presenta una tabla resumen de los ciclos y sesiones presenciales y virtuales del proceso participativo, en la que se detalla el objetivo y el resultado esperado de cada instancia:

Tabla 19. Resumen de sesiones presenciales por ciclo

Ciclo	Sesión y fecha	Objetivo	Resultados esperados
1	Sesión 1	Presentar los contenidos generales del proceso, incluyendo el Plan de Trabajo y los principales elementos metodológicos y técnicos asociados a la elaboración de la PELP 2028 - 2032.	Comprensión compartida de los elementos base del proceso y levantamiento de dudas, percepciones iniciales y observaciones generales de las y los participantes.
	Sesión 2	Recoger observaciones e identificar aspectos que requirieran revisión y/o ajuste en el árbol de demanda, factores inciertos y acciones, energéticos, tecnologías de generación y almacenamiento, candidatos de transmisión y riesgos para el análisis de resiliencia.	Levantamiento y sistematización de observaciones técnicas orientadas a identificar brechas, validar supuestos y definir eventuales ajustes en los componentes estructurantes del análisis de demanda, oferta, transmisión y resiliencia.
2	Sesión 3	Validar la propuesta de factores inciertos y acciones para la construcción de los escenarios energéticos, además de recoger eventuales factores y/o acciones adicionales que pudiesen ser considerados en el desarrollo posterior del proceso.	Base preliminar de factores y acciones, que permita identificar consensos, disensos y oportunidades de ajuste para su consideración en las etapas posteriores del proceso.
	Sesión 4	Definir rangos de variación que debieran adoptar los factores inciertos en los escenarios exploratorios y evaluar la adecuación del nivel referencial asignado a las acciones.	Recoger insumos técnicos, criterios y visiones para apoyar la definición de valores de modelación y la priorización de acciones a ser consideradas en el desarrollo posterior del proceso.
3	Sesión 5	Recoger observaciones y propuestas respecto fuentes de información adicionales, junto con relevar elementos estratégicos que, desde una perspectiva más general, debieran ser considerados en el relato de la PELP 2028 – 2032.	Fortalecer la base de información y la coherencia estratégica de la PELP 2028–2032, mediante la incorporación de insumos que permitan robustecer su relato, mejorar la pertinencia de sus contenidos y orientar de mejor manera las definiciones del proceso de planificación.
	Sesión 6	Informar, de manera preliminar, sobre los principales aportes recibidos y una evaluación general del proceso y la presentación de los próximos hitos asociados a la elaboración del Informe Preliminar de la PELP 2028 – 2032.	Fortalecer la transparencia y continuidad del proceso, mediante la devolución preliminar de resultados y la clarificación de los próximos hitos de elaboración del Informe Preliminar de la PELP 2028–2032.

Tabla 20. Resumen de sesiones virtuales por ciclo.

Ciclo	Sesión y fecha	Objetivo	Resultados esperados
1	Sesión Virtual 1	Presentar los contenidos generales del proceso presentados en la sesión 1 y 2, instalando un lenguaje común sobre el Plan de Trabajo y los principales elementos metodológicos y técnicos asociados a la elaboración de la PELP 2028 - 2032.	Comprensión compartida de los elementos base del proceso levantamiento de dudas, percepciones iniciales, y asegurar mismas bases conceptuales y oportunidades de aporte que los participantes presenciales.
2	Sesión Virtual 2	Recoger información sobre la validación de la propuesta de factores inciertos y acciones para la construcción de escenarios, y asignar valores según escenarios exploratorios y normativos.	Generar aportes de incidencia directa, asociado a los valores asignados para los factores inciertos y acciones, además de recoger priorización otorgada a cada una de las acciones.
3	Sesión Virtual 3	Levantar nuevas fuentes de información propuestas por los participantes para los factores inciertos y acciones, y recoger aquellos elementos críticos de carácter nacional e internacional que deberían ser considerados.	Fortalecer la base de información y la coherencia estratégica de la PELP 2028–2032, mediante la incorporación de insumos que permitan robustecer su relato, y recoger la priorización otorgada a los elementos críticos presentados.

Caracterización de participantes

El Registro de Personas Interesadas de la PELP 2028–2032 alcanzó un total de 264 inscripciones. De este universo, 113 personas participaron, al menos, una vez en alguno de los talleres realizados, lo que representa una tasa de participación global del 43%.

Según el Registro de Personas Interesadas, se contabilizaron 204 inscripciones de personas naturales. De ellas, 86 asistieron, al menos, a una sesión, lo que representa una participación del 42%. En el caso de las personas jurídicas, se registraron 60 organizaciones o instituciones, de las cuales 27 participaron, al menos, en una sesión, equivalente a una participación del 45%.

Adicionalmente, se identificó que 86 participantes, considerando tanto personas naturales como representantes de personas jurídicas, asistieron a más de una sesión, lo que da cuenta de un grupo con participación recurrente durante el proceso.

En la Figura 105, se presenta la participación total registrada en cada sesión de los talleres, desagregada por género. Para estos efectos, se consideran tanto personas naturales como representantes de organizaciones o instituciones. En promedio, se observa una mayor participación masculina, equivalente al 76% del total. Asimismo, la asistencia promedio fue de 30 personas en las sesiones presenciales y de 49 personas en las sesiones virtuales.

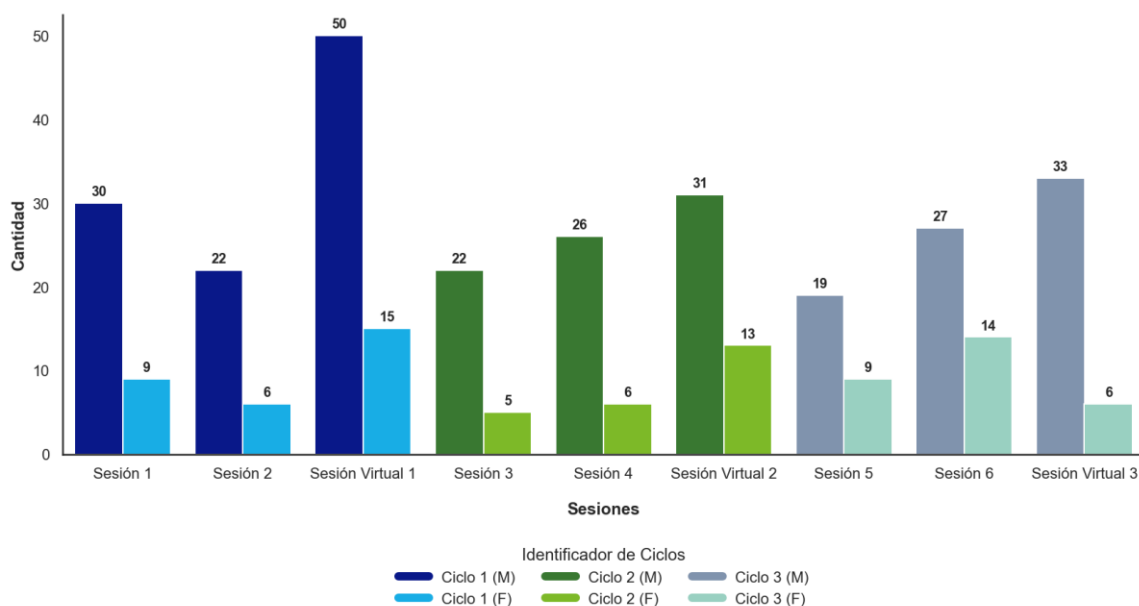


Figura 105. Gráfico de representación por género en las sesiones de los talleres participativos.

9.2.3. Metodología de sistematización

En términos generales, la metodología de sistematización consistió en registrar y transcribir de forma textual los insumos recogidos en las distintas instancias participativas, posteriormente se realizó un análisis de contenido. Sobre esta base, la información fue clasificada mediante categorías y subcategorías definidas para facilitar su trazabilidad, procesamiento y análisis. Cabe destacar que, si bien fueron diferenciadas para efectos de registro, no existe distinción entre sesiones presenciales, virtuales o asincrónica en el procesamiento de la información.

En este marco, los aportes generados en las instancias participativas fueron consolidados en una planilla de trazabilidad en formato Excel, a fin de contar con una visión integrada de las materias abordadas. Complementariamente, los resultados obtenidos mediante herramientas de interacción en tiempo real, como Mentimeter o las encuestas aplicadas a través de Zoom, fueron exportados para su análisis estadístico y visualización. La integración de estas fuentes permitió sistematizar de manera ordenada y transparente los insumos generados durante el proceso, constituyendo la base del análisis desarrollado en la sección 4 del reporte.

A continuación, se presentan las categorías y subcategorías utilizadas en este procedimiento, las cuales permitieron organizar la información de manera consistente y facilitar su interpretación según las materias tratadas en los talleres.

Tabla 21. Categorización utilizada para los aportes realizados en el ciclo 1 de los talleres participativos.

Categoría	Descripción	Subcategoría aplicable
Expectativa	Lo que el participante espera del proceso o sus resultados	General, Técnica, Metodológica, Plazos, Normativa
Duda	Pregunta o solicitud de aclaración	Técnica, Metodológica, Normativa, Logística
Propuesta	Sugerencia concreta de mejora o incorporación	Técnica, Metodológica, Normativa, Logística, General, Contenido, Formato
Observación	Comentario sobre el proceso o contenido	Positiva, Crítica, Neutral, Técnica.
Consulta	Pregunta técnica específica	Técnica, Administrativa, Logística, Metodológica

Tabla 22. Descripción de las subcategorías utilizadas.

Subcategoría	Descripción
General	Aspectos amplios o globales que no se limitan a un área específica del proceso.
Técnica	Detalles sobre el funcionamiento, herramientas, sistemas o conocimientos especializados.
Metodológica	Referente a la forma de trabajo, el diseño del proceso o el "cómo" se ejecutan las tareas.
Normativa	Relativo al cumplimiento de leyes, reglamentos, estándares o marcos legales aplicables.
Plazos	Todo lo relacionado con el cronograma, fechas de entrega y tiempos de respuesta.
Logística	Aspectos operativos, de organización física, recursos materiales o coordinación de eventos.
Contenido	Se enfoca en la sustancia, la información principal o la materia prima del proyecto.
Formato	Relativo a la presentación visual, estructura del documento o soporte del material.
Positiva	Resalta aciertos, fortalezas o aspectos satisfactorios del proceso o resultado.
Crítica	Señala fallas, áreas de oportunidad o aspectos que no cumplen con lo esperado.
Neutral	Observaciones objetivas o descriptivas que no implican un juicio de valor a favor o en contra.
Administrativa	Relacionado con trámites, gestión de documentos, gestión de personas o burocracia.

9.2.4. Resultados de la sistematización

Ciclo 1: Metodología de la planificación

El Ciclo 1 tuvo como objetivo presentar la metodología general de la PELP, su alcance y la interacción entre los modelos utilizados, con el fin de generar una comprensión compartida de sus elementos principales y favorecer una participación informada en las etapas posteriores. A continuación, se presentan los resultados del Ciclo 1. Los resultados de las instancias participativas se presentan de manera integrada según la pregunta realizada, ya que ambas consideraron la misma estructura de trabajo en mesas y abordaron un conjunto común de contenidos.

Sesión 1

En la primera sesión, se consultó por el nivel de conocimiento previo sobre la PELP. Los resultados muestran que, en ambas modalidades, predominó un conocimiento intermedio, seguido por niveles básico y avanzado, mientras que el desconocimiento del instrumento fue marginal. Esto indica que la mayoría de los participantes contaba con una base previa para comprender los principales contenidos y objetivos del proceso. Estos resultados son relevantes para el diseño metodológico de las instancias participativas ya que evidencian diferencias en el grado de profundidad del conocimiento del instrumento, lo que justifica incorporar espacios de contextualización técnica, homologación de conceptos y explicación de alcances del instrumento.

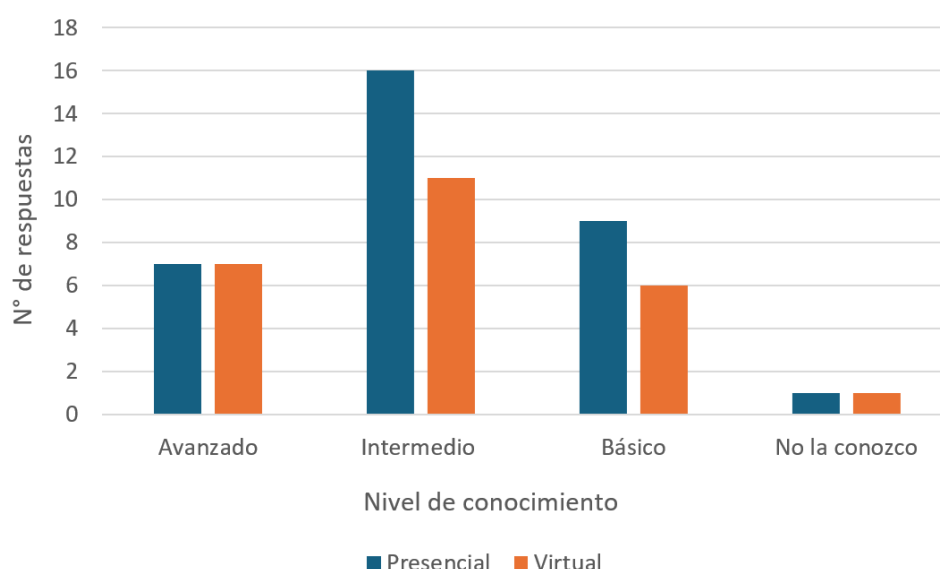


Figura 106. Resultados de votación del nivel de familiaridad de la PELP, sesión presencial y virtual.

Posteriormente, se consultó por el uso previsto de los resultados de la PELP. Los participantes identifican como principal aporte su utilidad para la prospectiva del sector energético, especialmente en la sesión presencial, donde esta categoría concentra la mayor proporción de respuestas. Esto sugiere que la PELP es reconocida, como un instrumento para orientar la lectura de tendencias, anticipar cambios estructurales y apoyar la planificación energética de largo plazo.

No obstante, la comparación entre modalidades muestra que, en la sesión presencial, los usos esperados por parte de las y los participantes se concentran principalmente en prospectiva y desarrollo de proyectos, lo que evidencia una lectura más asociada a la toma de decisiones estratégicas y a la formulación de iniciativas. En cambio, en la sesión virtual, las respuestas se distribuyen de forma más equilibrada entre prospectiva, investigación, desarrollo de proyectos, planificación interna y otros usos. En conjunto, estos resultados muestran que la PELP es percibida

no solo como un instrumento de orientación sectorial, sino también como un insumo relevante para la investigación, la gestión institucional y el desarrollo de iniciativas para el sector. 3

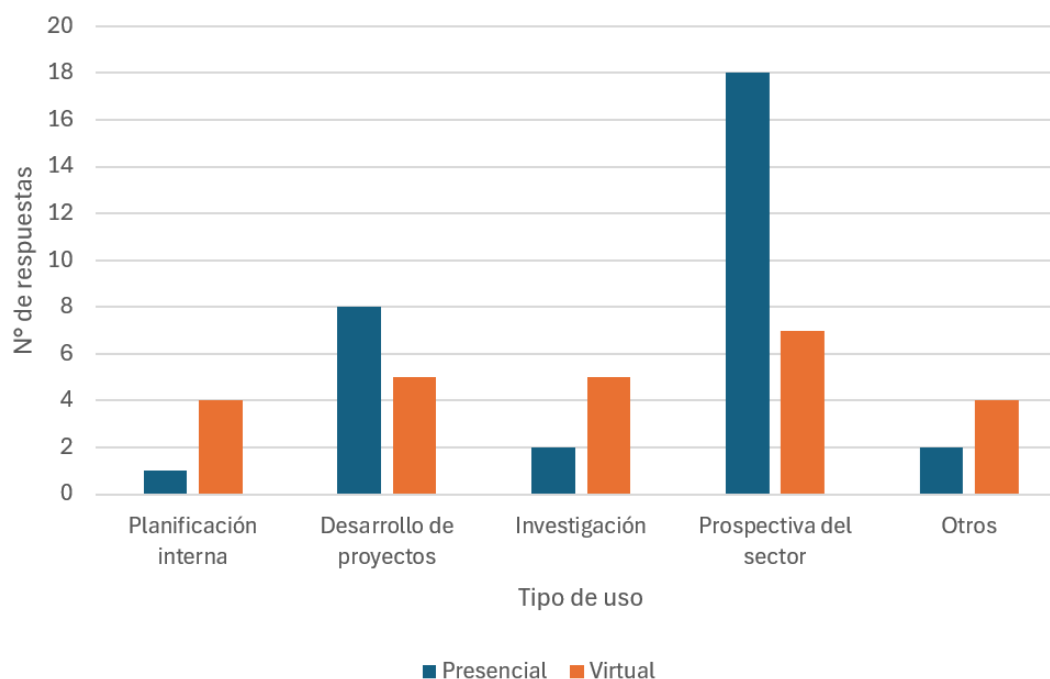


Figura 107. Resultados de votación del objetivo de uso de la PELP, sesión presencial y virtual.

Sesión 2

¿Le parece que el árbol del modelo de demanda energética representa adecuadamente los distintos sectores? ¿Por qué?

Para esta pregunta técnica, se trabajó sobre el árbol del modelo de demanda energética, el cual se encuentra en la Figura 117. Los aportes se concentran principalmente en la necesidad de ajustar la desagregación sectorial, evitar solapamientos entre sectores y dobles contabilizaciones, y clarificar definiciones clave, particularmente en subsectores con dinámicas de crecimiento acelerado o perfiles de consumo específicos, como los centros de datos, la minería y la desalación. Asimismo, se releva la importancia de asegurar la coherencia entre definiciones normativas y fuentes de información oficiales, así como incorporar fenómenos emergentes —como la autogeneración, Net Billing y nuevos usos energéticos— que podrían incidir de manera significativa en la evolución de la demanda. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 23. Propuestas y observaciones sobre la estructura del árbol de demanda.

Propuesta u observación (N° menciones)	Detalle	Tema asociado
Incorporación de centro de datos (10)	Se plantea tratarlos como un subsector independiente del sector Comercial, dado su alto crecimiento esperado y su perfil específico de consumo energético.	Proyección de demanda
Desagregación sector Comercial, Público y Residencial (3)	Se propone separar el sector Residencial del Comercial/Público debido a que sus impulsores de demanda son distintos. Además, se sugiere profundizar en subsegmentos relevantes dentro del sector público/comercial, como las instituciones de educación superior.	Proyección de demanda
Desagregación de Oro en subsector Minería (3)	Se propone tratar la minería del oro como un subsector específico, en atención a su relevancia dentro de la actividad minera y a la necesidad de una mayor precisión en la proyección de demanda.	Proyección de demanda
Relevancia subsector Azúcar (3)	Se cuestiona si este subsector presenta una relevancia suficiente como para justificar su desagregación específica dentro de la proyección de demanda.	Proyección de demanda
Mejorar definición de biocombustibles (2)	Se solicita clarificar su definición y representación en la PELP, debido a diferencias entre el Balance Energético Nacional y la Ley de Biocombustibles Sólidos respecto de la consideración de leña y otros biocombustibles.	Energéticos
Desagregación subsector Desalación (2)	Se plantea separar Desalación del sector Comercial, tanto por su lógica de consumo propia como para evitar eventuales problemas de doble contabilidad.	Proyección de demanda
Hidrógeno verde y metanol (2)	Se plantea la conveniencia de considerar conjuntamente el hidrógeno verde y el metanol, dada su posible relación dentro del análisis de energéticos.	Energéticos
Considerar Net Billing (1)	Se recomienda incorporarlo por su potencial efecto en la reducción de la demanda eléctrica y su incidencia en la autogeneración distribuida.	Acciones
Desagregar minería metálica y no metálica (1)	Se propone dividir inicialmente el subsector Minería en metálica y no metálica, y luego avanzar hacia una desagregación por tipo de mineral, para representar mejor sus distintos patrones de actividad y consumo.	Proyección de demanda
Riesgo de uso de fuentes de información no oficiales (1)	Se advierte que el uso de fuentes no oficiales para estimar niveles de actividad o consumo energético podría afectar la consistencia y trazabilidad de los resultados, particularmente en minería.	Fuentes de información
Desagregación subsector Turismo (1)	Se propone desagregar el subsector Turismo del sector Comercial, atendiendo a sus características particulares de consumo energético.	Proyección de demanda
Desagregación subsector Construcción (1)	Se sugiere separar el subsector Construcción del sector Industria, dada su vinculación con otras actividades productivas y su comportamiento energético específico.	Proyección de demanda
Solapamiento Transporte por ducto (1)	Se advierte un posible solapamiento en la contabilización del transporte por ductos entre distintos subsectores, proponiéndose evaluarlo dentro de Industria o Consumo propio.	Proyección de demanda

Inclusión de puertos en sector Industria (1)	Se propone considerar a los puertos explícitamente dentro del sector Industria, debido a la alta demanda energética que implica su electrificación.	Proyección de demanda
Solapamiento en carga doméstica de vehículos eléctricos (1)	Se identifica un posible traslape entre los sectores Transporte y Residencial, debido a la carga de vehículos eléctricos en hogares	Proyección de demanda
Sistemas de almacenamiento como consumidores (1)	Se plantea la necesidad de evaluar y contabilizar los sistemas de almacenamiento como consumidores netos del sistema eléctrico, ya que retiran más energía de la que inyectan.	Proyección de demanda
Detalle de usos residenciales (1)	Se sugiere definir y graficar los diferentes usos finales en el sector residencial (calefacción, cocción), destacando la importancia de la leña en las regiones del centro-sur del país.	Proyección de demanda

El proceso de la PELP vigente (2023-2027) considera los elementos de la tabla como factores inciertos y acciones. ¿Identifica nuevos grupos a considerar? ¿Por qué?

Para esta pregunta, se trabajó sobre la categorización de los factores inciertos y acciones, el cual se encuentra en la Tabla 32. En conjunto, estas observaciones muestran que, además de revalidar factores y acciones ya considerados, las y los participantes identificaron ámbitos donde persisten incertidumbres metodológicas, regulatorias y de contexto que podrían incidir de manera significativa en la construcción de escenarios. Los aportes se concentraron especialmente en la concreción de proyectos, la incidencia de eventos externos, la disponibilidad de ciertos energéticos y la necesidad de fortalecer acciones vinculadas a resiliencia, coordinación institucional y robustecimiento del sistema eléctrico. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 24. Síntesis de propuestas y observaciones relativas a factores inciertos y acciones.

Propuesta u observación (N° menciones)	Detalle	Tema asociado
Disponibilidad de biocombustibles (10)	Si bien se reconoce el avance en el tema a través de la Ley de Biocombustibles Sólidos, se plantea la disponibilidad futura de biocombustibles como un factor incierto que requiere un tratamiento explícito en la planificación.	Factores inciertos
Grado de concreción de proyectos y ejecución de obras (8)	Se releva la incertidumbre asociada a los plazos de ejecución y al avance efectivo de proyectos, especialmente por efectos de los permisos y autorizaciones, lo que podría afectar la planificación y la construcción de escenarios.	Factores inciertos
Impacto de factores climáticos en la hidrología (7)	Se solicita incorporar explícitamente el impacto de los factores climáticos sobre la disponibilidad hídrica y la generación hidroeléctrica.	Factores inciertos

Reclasificación de costos tecnológicos como acciones (5)	Se señala que los costos de generación renovable, generación distribuida y almacenamiento ya no serían plenamente inciertos, sugiriendo tratarlos como acciones del modelo.	Factores inciertos; Acciones
Eventos externos y contingencias internacionales (5)	Se propone considerar guerras, desastres naturales y otros eventos externos como factores inciertos relevantes, dada su capacidad de alterar condiciones de oferta, demanda y precios energéticos.	Factores inciertos
Demanda futura de hidrógeno verde y derivados (5)	Se expresa incertidumbre respecto de la demanda futura del hidrógeno verde, sugiriéndose ampliar su análisis a "hidrógeno verde y derivados".	Factores inciertos
Fomento del Net Billing y generación-consumo (4)	Se plantean acciones para promover el Net Billing y los esquemas de generación-consumo, dada su incidencia en la demanda y en la operación del sistema.	Acciones
Almacenamiento de larga duración (3)	Se proponen acciones específicas para el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de larga duración.	Acciones
Digitalización y transformación tecnológica del sistema energético (2)	Se propone incorporar acciones asociadas a digitalización y transformación tecnológica, reconociendo que su desarrollo presenta aún componentes de incertidumbre.	Acciones
Seguridad y resiliencia energética (2)	Se sugiere incorporar acciones orientadas a fortalecer la seguridad y resiliencia del sistema energético, considerando escenarios de estrés y contingencia.	Acciones
Alcance e injerencia de las acciones del Ministerio de Energía (2)	Se releva la necesidad de evaluar la incidencia real de las acciones ministeriales en el logro de metas, especialmente en el sector Industria.	Acciones
Consumo y aprovechamiento de biogás (1)	Se propone incorporar acciones orientadas al fomento del uso energético del biogás.	Acciones
Disponibilidad de combustibles fósiles (1)	Se releva la incertidumbre asociada a la disponibilidad futura de combustibles fósiles, en función de la contingencia internacional y las restricciones de mercado.	Factores inciertos
Gestión de residuos de baterías (1)	Se plantea incorporar acciones orientadas a la gestión y eliminación de desechos asociados a baterías.	Acciones
Coordinación interministerial (1)	Se destaca la importancia de coordinar las acciones del Ministerio de Energía con otros ministerios, para asegurar coherencia y efectividad de las medidas.	Acciones
Viabilidad de combinaciones de escenarios (1)	Se advierte que ciertas combinaciones de supuestos podrían no ser viables (ej. bajo crecimiento económico con alto precio al carbono), recomendándose su revisión.	Escenarios Energéticos
Fortalecimiento del SEN post retiro de centrales a carbón (1)	Se propone evaluar acciones para reforzar el sistema eléctrico ante el cierre de centrales a carbón.	Acciones
Captura y almacenamiento de	Se releva la importancia de considerar tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, bonos de carbono e impuestos a las emisiones.	Acciones

carbono y mecanismos económicos (1)		
Restricciones de red y transmisión (1)	Se plantea la necesidad de reconocer explícitamente las restricciones de la red de transmisión y la capacidad efectiva de evacuación, más allá de la mera identificación del potencial renovable.	Factores
Nuevas grandes demandas eléctricas (1)	Se reitera la necesidad de tratar como factores estructurales los consumos de gran escala (minería, desalación, data centers, electrificación industrial).	Factores
Impacto de cambios regulatorios (1)	Se señala que el avance o modificación de los marcos normativos debe considerarse como un factor que altera las señales económicas e influye en decisiones de inversión y operación.	Factores Inciertos

¿Qué energéticos están sub o sobre representados en la PELP 2023-2027? ¿Por qué?

Para esta pregunta, se presenta el consumo final de energía por energético observado en el año 2022, y se compara con la proyección de demanda por energético al año 2040, el cual se encuentra en la Figura 118. En conjunto, los resultados evidencian percepciones diferenciadas respecto de la representación de ciertos energéticos en la PELP, destacando especialmente el caso del hidrógeno verde, donde se concentran las principales observaciones. Asimismo, se releva una expectativa de mayor reducción en el consumo de combustibles fósiles y un aumento relevante de la electricidad, asociado a la electrificación del transporte, aunque con llamados a fortalecer la justificación de dichas proyecciones. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 25. Energéticos sub o sobre representados en la PELP 2023 – 2027.

Energético (N° menciones)	Descripción
Hidrógeno verde (20)	Es el energético más mencionado. La mayoría de los aportes indica una sobrerrepresentación en la proyección, señalando que su despliegue debería alinearse con las políticas públicas vigentes y con las capacidades del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Un número menor de aportes, equivalentes al 14% del total, sugiere subrepresentación, en base a proyecciones internacionales de consumo.
Electricidad (9)	Se espera un aumento del consumo hacia 2040, principalmente asociado a la electromovilidad en el sector Transporte. No obstante, algunos aportes advierten que el incremento proyectado podría ser superior a lo esperable y requeriría una justificación más detallada. Otros aportes perciben que está sobre representado, y se advierte que proyectar en base a potenciales teóricos ignora las barreras reales de infraestructura.
Biomasa y combustibles sólidos (8)	Se cuestiona la proyección presentada, indicando que no sería consistente con antecedentes disponibles, y se menciona que CONAF cuenta con proyecciones alternativas que debieran ser consideradas. Algunos aportes la consideran subrepresentada, dado que la Ley de Biocombustibles Sólidos regulará la comercialización de biocombustibles sólidos.
Combustibles fósiles (6)	Se plantea que su consumo debiera disminuir en mayor magnitud hacia 2040, considerando los compromisos climáticos y la transición energética. La proyección de disminución actual es percibida como conservadora por parte de algunos participantes, en este contexto, se releva el rol del gas natural y la energía térmica como claves para la transición y la industria.



Enfoque metodológico de proyección (3)	Algunos participantes recomiendan utilizar bandas o rangos de proyección sensibilizados, en lugar de valores porcentuales únicos, con el fin de reflejar mejor la incertidumbre inherente a la planificación de largo plazo.
Almacenamiento y Tecnologías de flexibilidad (2)	Se advierte que están subrepresentados o ausentes como factores estructurales, a pesar de ser vitales para dar viabilidad operativa, resiliencia y gestionar la intermitencia de las ERNC.

¿Existen tecnologías de generación y/o almacenamientos adicionales que se requiera incluir?
¿Por qué?

Para esta pregunta, se trabajó sobre un diagrama de la capacidad acumulada instalada en generación y almacenamiento desde el año 2020, proyectado al 2060, el cual se encuentra en la Figura 119. En conjunto, los aportes muestran una demanda por ampliar y calibrar el portafolio de tecnologías consideradas en la PELP, tanto mediante la incorporación de nuevas alternativas de generación y almacenamiento como a través de una mayor desagregación de tecnologías ya incluidas. Las observaciones se concentran especialmente en la eólica marina, en la necesidad de distinguir con mayor detalle las soluciones de almacenamiento y en la revisión de tecnologías cuya representación actual se percibe como sobredimensionada, como la solar CSP. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 26. Tecnologías de generación o almacenamiento adicionales.

Tecnología / observación (N° menciones)	Descripción
Energía eólica marina (12)	Es la tecnología más mencionada. Se enfatiza la necesidad de incorporarla explícitamente y diferenciar entre eólica on-shore y off-shore, dada su trayectoria de desarrollo y su potencial aporte futuro al sistema.
Solar CSP (5)	Se señala que esta tecnología estaría sobreestimada o forzada en la planificación vigente, por lo que se recomienda revisar su peso relativo dentro del portafolio proyectado.
Energía mareomotriz (4)	Se propone evaluar su inclusión como tecnología adicional de generación, considerando su potencial como fuente renovable complementaria.
Desagregación del almacenamiento BESS (4)	Se propone desagregar el almacenamiento según tipo de solución y clasificar las baterías BESS entre híbridas y stand-alone, para reflejar mejor sus distintos usos y efectos en el sistema.
Sistemas híbridos generación–almacenamiento (3)	Se releva la necesidad de considerar configuraciones híbridas, especialmente entre generación solar y BESS, así como combinaciones con carbón o diésel, por su impacto en la penetración renovable y la operación del sistema.
Biomasa y biogás (3)	Se plantea considerar la biomasa desde una lógica de economía circular e incorporar el biogás como fuente energética adicional dentro del análisis.
Hidrógeno verde como almacenamiento (2)	Se propone considerar el hidrógeno verde como alternativa de almacenamiento, en función de su potencial para aportar flexibilidad al sistema en determinados horizontes temporales.

Almacenamiento de larga duración y Bombeo Hidráulico (2)	Se releva la necesidad de incluir almacenamiento para desplazamiento intradiario, destacando el bombeo hidráulico o gravitacional, según las condiciones territoriales.
Cogeneración (2)	Se propone desglosar la cogeneración para reflejar con mayor precisión sus distintas aplicaciones y su eventual contribución al sistema energético.
Reconversión o extensión de vida útil de centrales termoeléctricas (2)	Se plantea evaluar si las centrales termoeléctricas pueden reconvertirse para apoyar la expansión de la generación, extender su ciclo de vida o ser comparadas con otras alternativas tecnológicas en términos de costo y conveniencia.
Energía undimotriz (1)	Se menciona como alternativa a considerar dentro del conjunto de tecnologías marinas, aun cuando su nivel de madurez es menor.
Geotermia (1)	Se recomienda evaluar su incorporación, precisando la denominación de la tecnología y su eventual rol dentro de una matriz diversificada.
Energía nuclear (1)	Se sugiere analizar su pertinencia, bajo el argumento de que corresponde a una tecnología madura que podría ser comparada con otras alternativas de generación.
Gas natural / sustitución de GNL (1)	Se menciona la conveniencia de evaluar la sustitución del consumo de GNL por gas natural en determinados usos o configuraciones del sistema.
Baterías de sodio (1)	Se mencionan como tecnologías adicionales de almacenamiento que podrían evaluarse, ampliando el abanico de soluciones más allá de las baterías convencionales.

¿Entre qué zonas o nodos deberían considerarse candidatos de transmisión?

En esta pregunta, se trabajó sobre el mapa de Chile y una red representativa del SEN, en el que se identifican los distintos nodos de transmisión considerados en el modelo actual, detallado en la Figura 120. Las menciones levantadas muestran que las prioridades en transmisión se concentran en obras y nodos percibidos como estratégicos para habilitar nueva demanda, integrar potencial renovable y evitar restricciones futuras del sistema. Destacan reforzar la línea Kimal–Lo Aguirre, la incorporación de líneas paralelas en tramos como Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, y la relevancia de nodos como Antofagasta, Puerto Montt y Aysén. Los aportes sugieren que la definición de candidatos de transmisión debe combinar criterios técnicos, territoriales y sectoriales, incorporando flexibilidad, polos de desarrollo, viabilidad social de las obras y articulación con otras políticas e incluso con potenciales interconexiones internacionales. En la tabla siguiente se sistematizan las alternativas mencionadas por las y los participantes, indicando entre paréntesis el número de veces que cada una fue señalada.

Tabla 27. Resultados de las líneas, nodos y zonas más mencionadas en los aportes realizados.

Línea	Nodo	Zona
Kimal – Lo Aguirre (4)	Puerto Montt (5)	Zona Centro (1)
Nueva Cardones (2)	Antofagasta (3)	Norte Chico (1)
Nueva Maitencillo (2)	Concepción – Nodo 19 (2)	Zona Sur (1)
Arica y Parinacota – Tarapacá (2)	Los Changos – Nodo 5 (2)	Anillo Región Metropolitana (2)
Nueva Pan de Azúcar (2)	Nueva Ancud – Nodo 24 (2)	Biobío (2)
Líneas Costeras (O'Higgins, Biobío, Ñuble y Maule) (1)	Renca – Nodo 12 (1)	Arica y Parinacota (1)
Charrúa - Chillán (1)	Atacama (1)	Ñuble (1)
Nueva Laguna (1)	Chiloé (1)	
Nueva Pozo Almonte (1)	Calbuco (1)	
Línea Parinas (1)	Tarapacá (1)	
Ciruelos – Pichirropulli (1)	Aysén (1)	
Norte Grande – Zona Centro (1)	Kimal – Nodo 4 (1)	
Zona Centro – Centro Sur (1)	Quillota – Nodo 11 (1)	
Zona Sur (Biobío – La Araucanía – Los Lagos) (1)		

¿Qué riesgos deberían considerarse en el análisis de resiliencia?

Para esta pregunta, se trabajó sobre un esquema metodológico de la verificación de respuesta resiliente de la expansión del SEN, el cual se encuentra en la Figura 121. En cuanto a los aportes, si bien los riesgos climáticos aparecen como la categoría más mencionada, destaca también la importancia atribuida a los riesgos operacionales, la ciberseguridad y los factores humanos e institucionales, lo que sugiere que la vulnerabilidad del sistema no depende solo de eventos externos, sino también de su capacidad interna de respuesta, coordinación y adaptación. Asimismo, las observaciones metodológicas, como la necesidad de desagregar riesgos por tecnología o precisar el concepto de año crítico en la propuesta del Plan de Trabajo (Figura 4 de dicho documento), muestran que no solo importa qué riesgos se incluyen, sino también cómo se estructuran y evalúan. En este marco, los aportes constituyen un insumo relevante para orientar y robustecer el análisis de resiliencia, aun cuando, debido a las limitaciones propias del modelo y de la metodología, no todos podrán ser incorporados explícitamente en dicha etapa. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 28. Propuestas de riesgos a considerar para el análisis de resiliencia de la PELP 2028 – 2032.

Riesgo (N° de menciones)	Detalle
Riesgos climáticos (14)	Corresponden al grupo de riesgo más mencionado. Incluyen eventos como incendios, vientos extremos, trombas marinas, terremotos y otras amenazas naturales que podrían afectar la infraestructura energética y la continuidad del suministro.
Riesgos operacionales (6)	Se refieren principalmente a la posibilidad de ocurrencia de fallas sistémicas, incluyendo eventos de apagones, así como a la resiliencia operativa del Sistema Eléctrico Nacional frente a contingencias.
Ciberseguridad (6)	Se plantea como un riesgo relevante para la operación y seguridad del sistema energético, en atención a la creciente digitalización e interconexión de infraestructuras críticas.
Disponibilidad de materiales y combustibles (5)	Se advierte el riesgo de restricciones en el acceso a materiales, insumos o combustibles necesarios para la operación, mantención o expansión del sistema energético.
Riesgos humanos e institucionales (4)	Incluyen riesgos asociados a aspectos regulatorios, procesos de toma de decisiones, licitaciones y otros factores institucionales que podrían afectar la ejecución oportuna de medidas y proyectos.
Vulnerabilidad de la transmisión y falta de redundancia (4)	Riesgos asociados a la alta dependencia de ciertos corredores de transmisión, la baja redundancia eléctrica (especialmente en zonas fuera de grandes urbes) y la concentración geográfica de la generación en el norte. Se advierte el peligro de separación de zonas (Norte vs. Centro-Sur) y la necesidad de que cada subsistema pueda autoabastecerse ante caídas prolongadas de líneas relevantes.
Riesgos sociales y ambientales (3)	Se mencionan riesgos vinculados a conflictividad social, restricciones territoriales y factores ambientales que podrían afectar el desarrollo de proyectos e infraestructura.
Riesgos políticos y geopolíticos (3)	Se incluyen factores asociados a cambios en el entorno político, tensiones internacionales o variaciones en condiciones globales que podrían incidir en el sistema energético.
Mantención y degradación de la infraestructura (3)	Se alude a riesgos asociados a la mantención de parques generadores, líneas de transmisión, cambios de equipos y envejecimiento de activos críticos.
Obsolescencia tecnológica (1)	Se releva la necesidad de considerar el riesgo de rezago o sustitución tecnológica, especialmente en un contexto de rápida transformación del sector energético.
Envejecimiento de la población (1)	Se plantea como un factor que podría influir indirectamente en la evolución de la demanda y en ciertas condiciones de operación del sistema.
Desagregación de riesgos por tecnología y atributos (1)	Se propone distinguir riesgos según tipo de tecnología y atributos técnicos, por ejemplo, entre soluciones grid forming, para mejorar la precisión del análisis.
Definición del concepto de "año crítico" (1)	Se sugiere revisar y precisar este concepto, con el fin de fortalecer la consistencia metodológica del análisis de resiliencia.

Ciclo 2: Definición de los factores de los escenarios energéticos

El Ciclo 2, tuvo por objetivo someter a revisión los supuestos estructurales de los escenarios energéticos, incorporando visiones externas sobre su pertinencia y tratamiento. Los resultados levantados en las distintas instancias participativas fueron sistematizados de manera integrada, según las preguntas realizadas, dado que se mantuvo una estructura metodológica equivalente.

Sesión 3

¿Está de acuerdo con los factores inciertos y acciones propuestos?

En la tercera sesión, se evaluó inicialmente el grado de acuerdo de las y los participantes respecto de los factores presentados. Cabe destacar que en esta pregunta no se abordó los valores de los factores, sino el grado de acuerdo con que estén considerados en la composición de escenarios energéticos mediante un sistema de votación. Con el fin de representar de manera sintética el nivel de acuerdo expresado en las votaciones, se aplicó una ponderación simple, asignando valor 1 a las votaciones “De acuerdo”, 0,5 a “De acuerdo con dudas” y 0 a “En desacuerdo”. La suma de estos valores ponderados permite dar origen a los porcentajes de acuerdo presentados en la Figura 108. Los resultados obtenidos de esta pregunta se presentan en la Tabla 34, Tabla 35 y Tabla 39.

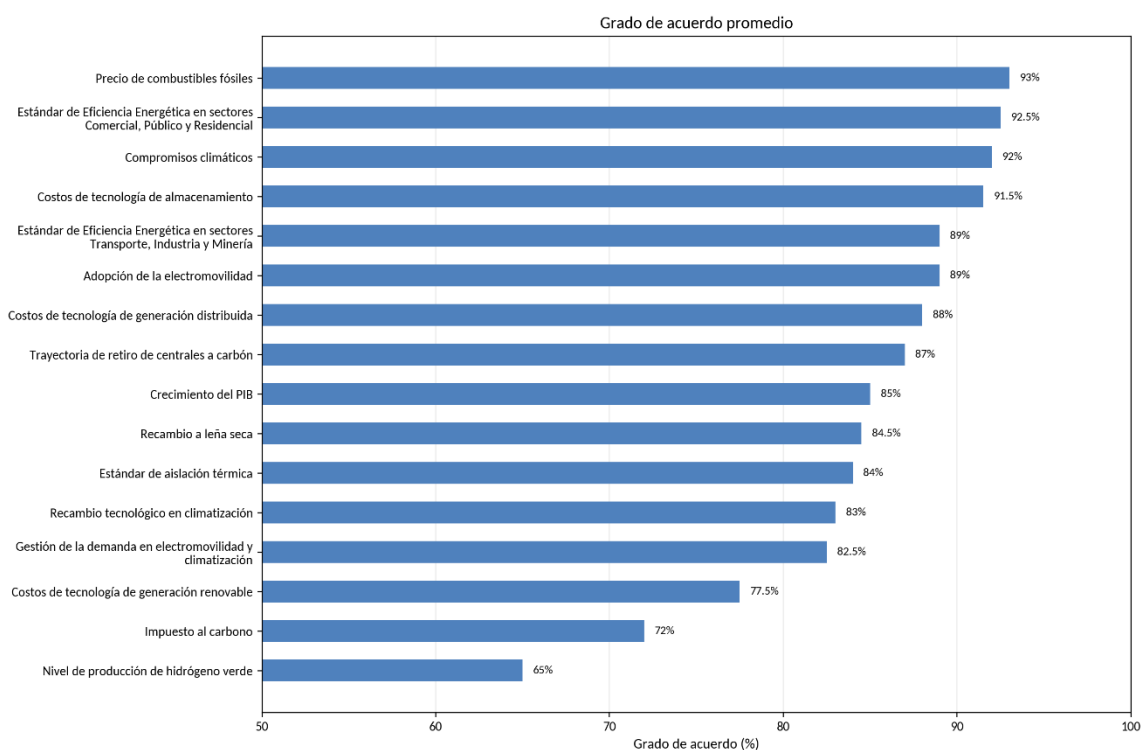


Figura 108. Grado de acuerdo para cada uno de los factores inciertos y acciones.

De acuerdo con la figura anterior y considerando los comentarios realizados en las instancias participativas, se recogen las siguientes observaciones:

- **Factores inciertos**

En ambas modalidades se observa una validación general de los factores inciertos propuestos, lo que sugiere un reconocimiento transversal de su pertinencia para la construcción de los Escenarios Energéticos preliminares. Entre los factores con mayor nivel de acuerdo, destaca de manera

consistente el precio de los combustibles fósiles, que alcanzó altos niveles de validación tanto en la sesión presencial como en la virtual. Las observaciones asociadas subrayaron su relevancia estratégica, junto con la necesidad de representar trayectorias diferenciadas (escenarios alto, medio y bajo) e incorporar eventuales shocks geopolíticos.

El crecimiento del PIB también presentó altos niveles de acuerdo en ambas modalidades. No obstante, de manera reiterada se planteó que este factor, por sí solo, no sería suficiente para capturar la evolución futura de la demanda energética, dada la evidencia de un desacoplamiento progresivo entre crecimiento económico y consumo de energía. En este contexto, se propuso complementar su uso con variables adicionales, tales como crecimiento poblacional, electrificación, eficiencia energética y compromisos climáticos, así como revisar series históricas para robustecer las proyecciones de largo plazo.

Los costos tecnológicos concentraron los mayores niveles de duda, especialmente en el caso de la generación renovable, que registraron el menor nivel relativo de validación. En ambas modalidades se cuestionó que los costos continúen siendo tratados como una fuente central de incertidumbre, considerando el grado de madurez alcanzado por varias tecnologías. Al mismo tiempo, se enfatizó la necesidad de desagregar por tipo de tecnología e incorporar tecnologías emergentes, como la eólica marina.

En los costos de generación distribuida y de almacenamiento, si bien el nivel de acuerdo fue alto, las observaciones tendieron a relativizar el rol del costo como principal variable explicativa de la expansión futura. De manera consistente, se señaló que el desarrollo de estos segmentos depende en gran medida de habilitantes regulatorios, incentivos estatales, señales de mercado y condiciones de inversión, más que exclusivamente de la evolución de los costos tecnológicos. En el caso del almacenamiento, además, se destacó que la incertidumbre tecnológica sería hoy menor y continuaría disminuyendo, aunque se advirtió la necesidad de modelaciones más realistas, que consideren restricciones horarias, disponibilidad de insumos y la eventual irrupción de nuevas tecnologías.

- **Acciones**

En relación con las acciones, tanto en modalidad presencial como virtual se observa una valoración mayoritariamente favorable, especialmente respecto de medidas ya consolidadas en la política energética y climática del país. Los mayores niveles de acuerdo se registraron en compromisos climáticos, estándares de eficiencia energética y trayectoria de retiro de centrales a carbón. En estos casos, las observaciones reforzaron su importancia para las proyecciones de demanda y el cumplimiento de objetivos climáticos, aunque se subrayó la necesidad de alinearlos explícitamente con instrumentos vigentes, como la NDC 3.0 (2025), la Estrategia Climática de Largo Plazo y su

actualización (en desarrollo por el Ministerio del Medio Ambiente), y otros instrumentos de gestión al cambio climático, como lo son los Planes Sectoriales de Mitigación.

En electromovilidad, pese a los altos niveles de acuerdo, se reiteró la necesidad de contar con metas actualizadas y coherentes con el avance tecnológico, así como de ampliar el análisis más allá de vehículos livianos, incorporando transporte de carga y logística, minería y habilitantes como tarifas flexibles y medidores inteligentes. En estándares de aislación térmica y recambio tecnológico en climatización, las observaciones apuntaron a validar la acción, pero recalcando fundamental la existencia de condiciones habilitantes previas, como viviendas preparadas para electrificación, tarifas competitivas y una tasa realista de reacondicionamiento del parque existente. En aislación térmica, además, se mencionó el posible efecto rebote, que podría atenuar las ganancias netas de eficiencia. Por último, en recambio a leña seca, si bien se valoró su potencial aporte en términos de asequibilidad frente a combustibles fósiles, se advirtió que su efectividad dependerá de incorporar tecnologías certificadas y de un fomento a la oferta.

Las acciones que concentraron mayores niveles de duda o cautela fueron el nivel de producción de hidrógeno verde, el impuesto al carbono y, en menor medida, la gestión de la demanda en electromovilidad y climatización. En el caso del hidrógeno verde, las observaciones reflejaron una evaluación más prudente respecto de su desarrollo esperado, señalando incertidumbre sobre la demanda futura, los altos costos y la necesidad de precisar mejor su rol sectorial, sugiriéndose incluso la denominación “hidrógeno verde y derivados”.

Respecto del impuesto al carbono, las opiniones fueron más complejas: por una parte, se planteó que su nivel actual podría ser insuficiente para entregar señales efectivas y que debiera incorporarse directamente en el costo variable; por otra, se advirtió que su diseño presenta limitaciones, que su impacto sería decreciente ante el retiro del carbón y que se trata de un instrumento que no depende exclusivamente del Ministerio de Energía. En cuanto al retiro de centrales a carbón, se subrayó que su viabilidad no responde solo a decisiones de política, sino también a factores estructurales como la seguridad del sistema, la infraestructura necesaria y los montos de inversión requeridos para habilitar adecuadamente el reemplazo de capacidad.

¿Qué nuevos factores inciertos y acciones propondrían?

En general, las respuestas reflejan interés por comprender cómo variables como costos tecnológicos, regulación, permisos, riesgos climáticos, minería, demanda energética e infraestructura pueden afectar los escenarios energéticos de largo plazo. Asimismo, se observa una expectativa de que la PELP permita representar mejores incertidumbres relevantes y apoyar la discusión sobre condiciones habilitantes para la transición energética. La siguiente tabla resume las propuestas de nuevos factores y acciones levantados por las y los participantes.

Tabla 29. Propuestas de nuevos factores y acciones.

Factores inciertos	Acciones
• Evolución de costos energéticos, tecnológicos y de infraestructura, incluyendo costos de distribución, transporte de combustibles, hidrógeno verde, electrolizadores, vehículos eléctricos, baterías y alternativas de recambio residencial. • Adopción e incertidumbre de tecnologías emergentes y habilitantes, incluyendo Grid-Forming, baterías de segunda vida, electromovilidad, sistemas de generación-consumo, hidrógeno verde y almacenamiento. • Producción minera, minerales críticos e incertidumbre sectorial, considerando su impacto sobre demanda energética, exportaciones, cadenas de valor y planificación de largo plazo. • Marco regulatorio, permisos y autorizaciones, y avance de proyectos, incluyendo cambios regulatorios, tramitación de permisos y materialización de proyectos en carpeta. • Transición del uso residencial de leña, considerando regulación, evolución del consumo, viabilidad económica del recambio y efectos sobre contaminación local. • Riesgos climáticos, disponibilidad hídrica y seguridad de suministro, incluyendo estrés hídrico, eventos extremos y vulnerabilidades físicas del sistema energético. • Evolución de la demanda energética y desacople respecto del PIB, considerando cambios estructurales en actividad económica, eficiencia energética y transformación tecnológica. • Geopolítica energética y cadenas de suministro, incluyendo exposición a precios internacionales, disponibilidad de tecnologías críticas, combustibles, minerales y componentes estratégicos.	• Resiliencia, seguridad de abastecimiento y flexibilidad del SEN, incluyendo sistemas SATA (Storage as Transmission Asset, por sus siglas en inglés), almacenamiento distribuido y participación de la demanda. • Expansión y habilitación de infraestructura eléctrica, incluyendo transmisión troncal, estudios de franjas, distribución, regulación sectorial y agilización de permisos. • Gestión de demanda, tarifas horarias, autoconsumo y sistemas de generación-consumo, considerando su impacto en las proyecciones de demanda. • Electrificación y transición energética del sector minero, en coordinación con la estrategia de minerales críticos y la Política Nacional Minera 2050. • Descarbonización de usos finales y sustitución de combustibles fósiles, incluyendo eliminación progresiva del diésel y carbón, electromovilidad e infraestructura de carga. • Bioenergía, biomasa, biocombustibles y biogás, incluyendo residuos orgánicos, uso de leña seca, calderas a biomasa, impulso a tecnologías de mitigación y ajuste al impuesto verde. • Geotermia de baja temperatura como línea específica de diversificación energética. • Planificación energética regional y territorial, incluyendo planes energéticos regionales y su vinculación con infraestructura, inversión y permisos ambientales. • Internalización de impactos ambientales en señales económicas, incluyendo la incorporación del impacto medioambiental integral en el costo variable.

Sesión 4

Para cada factor y escenario exploratorio: ¿Qué porcentaje le atribuimos al nivel inferior y superior?



El siguiente gráfico presenta la variación porcentual asignada a distintos factores en dos escenarios exploratorios, a partir de respuestas individuales recogidas en instancias participativas, los porcentajes se encuentran disponibles en la Tabla 36, Tabla 37 y

Tabla 38. El eje horizontal muestra la variación porcentual, mientras que los puntos representan las respuestas individuales, la línea horizontal el rango mínimo-máximo y el rombo negro la mediana. La posición de la mediana y la amplitud del rango permiten interpretar el sentido esperado de cada factor y el grado de dispersión o consenso entre los participantes.

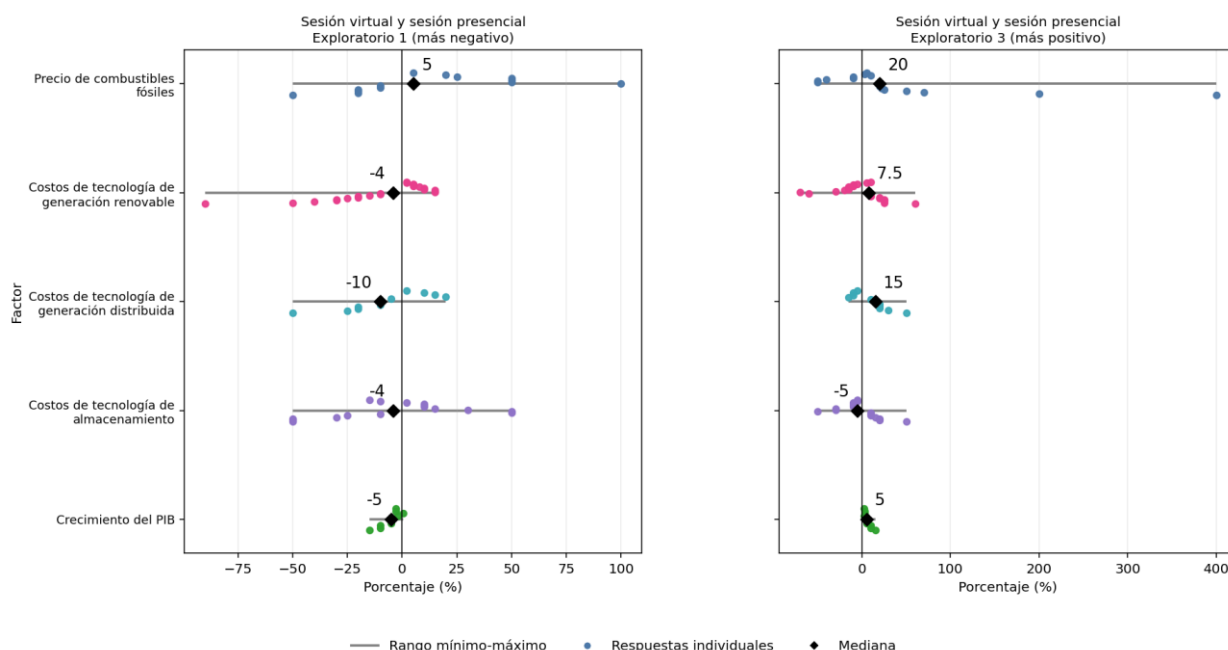


Figura 109. Variación porcentual atribuidas a cada factor por tipo de escenario exploratorio.

En términos generales, la variación atribuida por las y los participantes a los factores inciertos dan cuenta de que su comportamiento futuro no depende exclusivamente de sus trayectorias históricas, sino también de un conjunto de condiciones externas que pueden incidir de manera significativa en su evolución. En el caso del crecimiento del PIB, se releva que sus escenarios extremos podrían estar asociados tanto al desempeño de sectores estratégicos, como el energético y el minero, como a la ocurrencia de eventos disruptivos de carácter global. En relación con el precio de los combustibles fósiles, los aportes coinciden en su alta sensibilidad frente al contexto internacional, particularmente en escenarios de crisis o conflictos bélicos, lo que sugiere la conveniencia de abordarlo mediante rangos de variación. Por su parte, en los costos de las tecnologías de generación renovable, generación distribuida y almacenamiento, se observa una tensión entre procesos de maduración tecnológica y economías de escala, por una parte, y factores de presión al alza, tales como restricciones logísticas, condiciones comerciales y nuevas exigencias ambientales, por otra. En este contexto, los comentarios refuerzan la necesidad de tratar estos factores con supuestos diferenciados y, en determinados casos, con una mayor desagregación tecnológica, además se releva el uso de bandas diferenciadas construidas con información específica de cada sector, y se recomienda planificar siempre bajo el peor escenario para garantizar a resiliencia sistemática.



Para cada acción: ¿Le parece adecuado que la política señalada aquí sea el nivel referencial?

La Figura 110 reúne la información levantada en la sesión presencial, en la sesión virtual y participación asincrónica de la

Tabla 38, Tabla 39 y Tabla 40, respectivamente.

Para cada acción se calculó un nivel de acuerdo asignando un valor de 1 a las respuestas “de acuerdo”, 0,5 a “de acuerdo con dudas” y 0 a “en desacuerdo”. La suma de estos valores ponderados permite dar origen a los porcentajes de acuerdo presentados en la Figura 110.

En términos generales, los resultados muestran niveles de acuerdo diferenciados entre acciones y modalidades de participación, lo que sugiere distintos niveles de validación según el tipo de medida y su grado de madurez, factibilidad o certidumbre percibida. En ambas instancias se observa un respaldo relativamente alto a acciones vinculadas a eficiencia energética, especialmente en el caso del Estándar de Eficiencia Energética en sectores Comercial, Público y Residencial, el Estándar de aislación térmica y el recambio tecnológico en climatización. Asimismo, los compromisos climáticos muestran un alto nivel de validación, particularmente en la sesión virtual, lo que refuerza su reconocimiento como marco orientador del proceso.

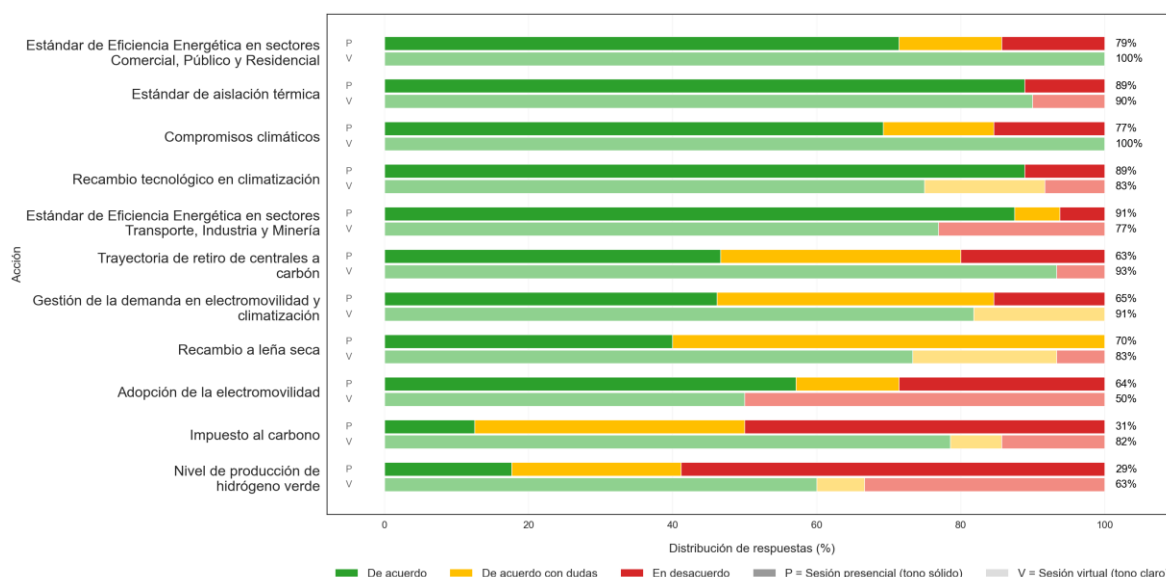


Figura 110. Grado de acuerdo respecto del nivel referencial para las acciones de los escenarios exploratorios.

En contraste, las mayores diferencias y menores niveles de acuerdo se concentran en acciones cuya trayectoria futura depende en mayor medida de condiciones de implementación, señales regulatorias o supuestos de mercado. Es el caso del impuesto al carbono, la adopción de la electromovilidad y el nivel de producción de hidrógeno verde, respecto de los cuales emergen dudas sobre el realismo de las metas, la actualización de los instrumentos de referencia, la existencia de condiciones habilitantes y la consistencia entre estrategia y despliegue efectivo. También se observa una diferencia relevante en la trayectoria de retiro de centrales a carbón y en la gestión de la demanda en electromovilidad y climatización, acciones que en la sesión virtual alcanzan niveles de acuerdo sustancialmente más altos que en la presencial, aunque igualmente acompañadas de observaciones sobre su factibilidad

y actualización. Estos resultados permiten distinguir entre acciones que cuentan con una validación relativamente robusta para ser utilizadas en su nivel referencial y otras que, aun siendo consideradas relevantes, requerirían una revisión más cuidadosa de sus supuestos, condiciones habilitantes y ritmo esperado de implementación antes de ser incorporadas en sus niveles referenciales a los Escenarios Energéticos Preliminares.

¿Cuáles acciones deberían mantenerse en referencial o aumentar en los escenarios normativos?

En relación con las acciones, se evaluaron dos escenarios normativos: el Normativo 1, orientado a mitigar el escenario Exploratorio 1 (más negativo), y el Normativo 2, orientado a mitigar el escenario Exploratorio 2 (BAU). Para cada acción considerada en la PELP 2023 - 2027 vigente, las y los participantes debían votar si el nivel referencial resultaba adecuado o si, por el contrario, era preferible avanzar hacia un nivel aumentado de intervención en cada escenario. Los resultados de la votación mencionada se encuentran en la Tabla 40 y se resumen en la Figura 111.

Los resultados muestran que en el Escenario Normativo Desfavorable Mitigado (N1), predominan las preferencias por mantener el nivel referencial en compromisos climáticos, trayectoria de retiro de centrales a carbón y, de manera más moderada, gestión de la demanda en electromovilidad y climatización, mientras que acciones como impuesto al carbono, electromovilidad, eficiencia energética, climatización y aislación térmica muestran una mayor inclinación hacia un nivel aumentado. En el Escenario Normativo Tendencial Mitigado (N2), se mantiene la preferencia por no aumentar los compromisos climáticos y el nivel de producción de hidrógeno verde, y no se observa una preferencia clara en electromovilidad y recambio tecnológico en climatización. En contraste, varias acciones, como impuesto al carbono, retiro del carbón, eficiencia energética, recambio a leña seca, aislación térmica y gestión de la demanda, concentran una mayor preferencia por niveles aumentados.

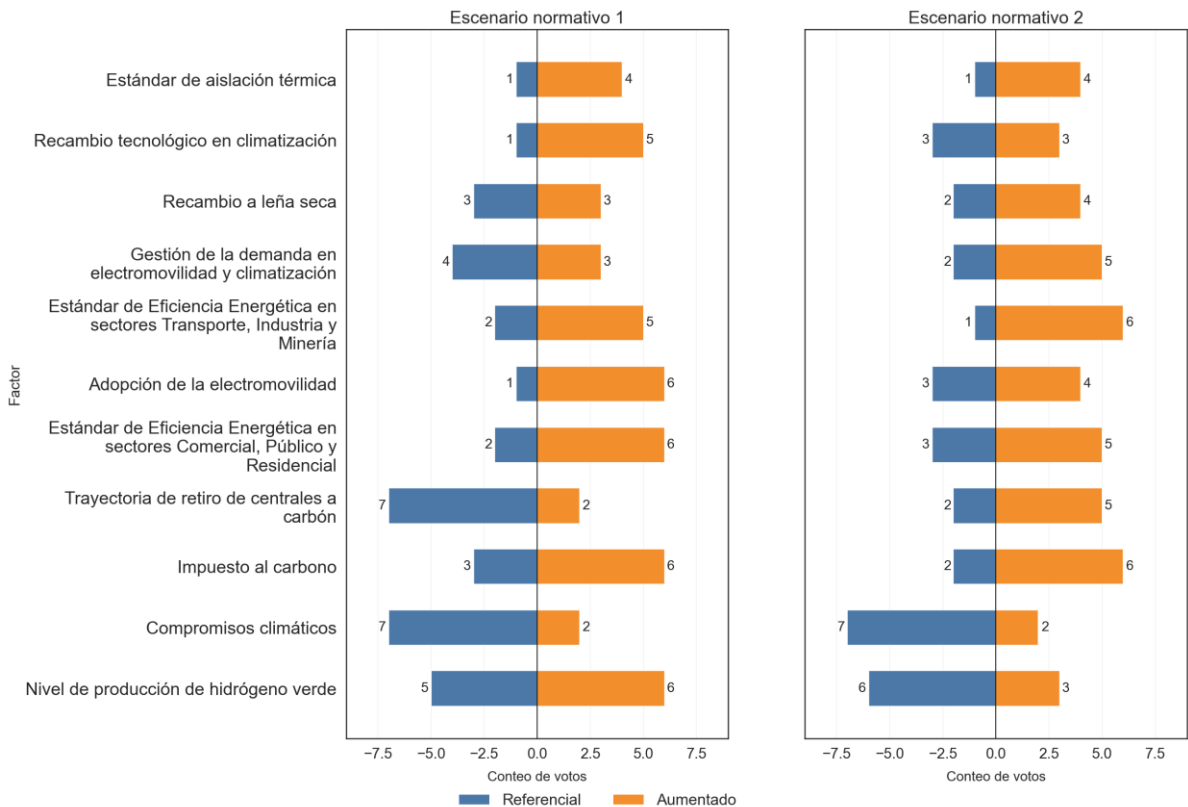


Figura 111. Preferencias de votación entre nivel referencial y aumentado de las acciones en los escenarios normativos 1 y 2.

Asimismo, las observaciones cualitativas recogidas sugieren que las preferencias expresadas no responden únicamente a una mayor o menor ambición deseada, sino también a consideraciones sobre el realismo de las metas, la actualización de los instrumentos de referencia y la existencia de condiciones habilitantes para su implementación. Esto se observa, por ejemplo, en la trayectoria de retiro de centrales a carbón, donde una parte de las dudas se asocia a la vigencia y factibilidad del acuerdo público-privado actualmente considerado; en la electromovilidad, donde se releva la necesidad de alinear la estrategia con el despliegue efectivo de infraestructura de carga, medidores inteligentes y tarifas flexibles; y en el hidrógeno verde, cuya evaluación aparece tensionada por señales de mercado disímiles, baja competitividad económica y metas percibidas como optimistas.

Priorización de acciones

La siguiente figura presenta el número de votos de priorización asignados por las y los participantes a cada una de las acciones consideradas en la PELP vigente, diferenciando entre la sesión presencial y la sesión virtual, recopilado en la

Tabla 38 y Tabla 39. Para este ejercicio, se consultó expresamente qué acciones debían ser priorizadas en el proceso de definición de escenarios energéticos, con el fin de identificar cuáles eran percibidas como más relevantes dentro del conjunto de medidas evaluadas.

En términos generales, la figura muestra que la principal diferencia se genera en compromisos climáticos, que en la sesión virtual reúne una priorización considerablemente mayor que en la presencial. Asimismo, en la sesión virtual se observa una mayor priorización relativa de acciones como la adopción de la electromovilidad y la trayectoria de retiro de centrales a carbón.

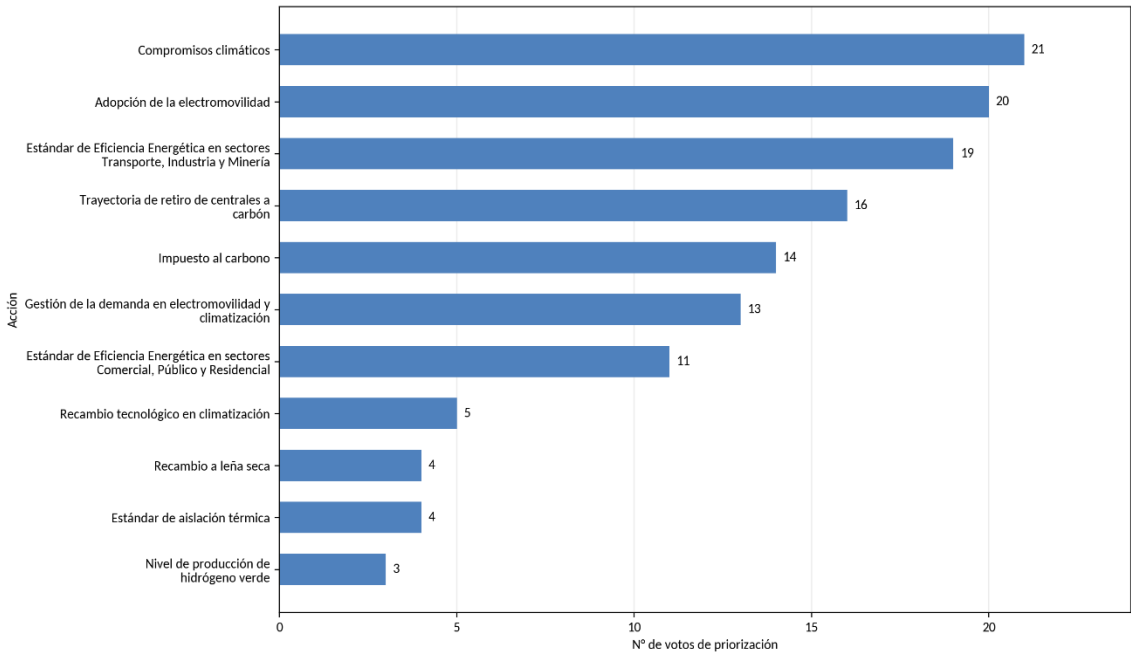


Figura 112. Votos de priorización para cada una de las acciones.

Por su parte, en la sesión presencial se aprecia una mayor priorización de acciones vinculadas a la eficiencia energética, particularmente en los sectores Transporte, Industria y Minería, así como en el sector Comercial, Público y Residencial, lo que sugiere una valoración más alta de instrumentos asociados a gestión de la demanda y mejoras de desempeño energético. También se observa una priorización intermedia en acciones como el impuesto al carbono y la gestión de la demanda en electromovilidad y climatización, que mantienen presencia en ambas sesiones, aunque con distinta intensidad. En contraste, acciones como el nivel de producción de hidrógeno verde, el recambio a leña seca, el recambio tecnológico en climatización y el estándar de aislación térmica concentran un menor número de votos en términos comparados, lo que indicaría una menor urgencia relativa dentro del conjunto de medidas evaluadas.

Ciclo 3: Insumos e información para la planificación

El Ciclo 3 tuvo por objetivo revisar fuentes de información e insumos cuantitativos, identificar brechas y recoger antecedentes complementarios para fortalecer la planificación, por ende, la participación se centró en recoger nuevas fuentes de información tanto para los factores inciertos como para las acciones, así como en identificar posibles elementos críticos a nivel nacional e internacional. Los resultados de la Sesión 5 se presentan de manera conjunta, dado que en las tres instancias participativas se desarrollaron las mismas preguntas.

Sesión 5**¿Propondría fuentes de información para factores inciertos?**

Tabla 30. Fuentes de información propuestas para los factores inciertos, sesión presencial, virtual y asincrónica.

Factor incierto	Fuentes de información propuestas
Crecimiento del PIB	• Banco Mundial • Banco Central • Instituto Nacional de Estadísticas (INE) • Proyecciones consumo eléctrico minero (COCHILCO) • Comité Consultivo del PIB No Minero Tendencial • Fondo Monetario Internacional (FMI) • Wood Mackenzie • Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Precio de combustibles fósiles	• Comisión Nacional de Energía (CNE) • Datos históricos • Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) • Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) – Estudio GNL 2022: Informe Definitivo • Bloomberg Futures • Argus Media • International Energy Agency (IEA) – Oil Market Report • International Energy Agency (IEA) – World Energy Outlook
Costos de tecnología de generación renovable	• Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) • Asociación Chilena de Biomasa (AChBIOM) • Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONAP) • Instituto Forestal (INFOR) • Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) • Corporación de Bienes de Capital (CBC) • International Renewable Energy Agency (IRENA) • National Laboratory of the Rockies (NLR) – Enhanced Geothermal Shot Analysis for the Geothermal Technologies Office • Red de Seguimiento, Evaluación y Sistematización de Latinoamérica y el Caribe (RELAC) • Lazard – Levelized Cost of Energy Report • World Bioenergy Association (WBA) • Waste to Energy (WTE)

	• Global Methane Hub • EUROSTAT • Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21)
Costos de tecnología de almacenamiento	• Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) • Comisión Nacional de Energía (CNE) – Plataforma GEMA • Banco Interamericano de Desarrollo (BID) • Center for Energy Transition (CENTRA) – Análisis de la Integración de Sistemas de Almacenamiento de Larga Duración al Sistema Eléctrico Nacional • Long Duration Energy Storage Council (LDES) – Long duration energy storage costs expected to decline by 2030 • BloombergNEF • Pacific Northwest National Laboratory – Energy Storage Cost and Performance Database • Lazard – Levelized Cost of Energy Report • International Renewable Energy Agency (IRENA) • Energy Information Administration • Ember Energy • Wood Mackenzie • Thunder Said Energy Inc. • Our World in Data • Energy Storage News

¿Propondría fuentes de información para acciones?

Tabla 31. Fuentes de información propuestas para las acciones, sesión presencial, virtual y asincrónica.

Acción	Fuentes de información propuestas
Compromisos climáticos	• Balance Nacional de Emisiones • Planes Sectoriales de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático • Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC)
Impuesto al carbono	• Ministerio de Desarrollo Social y Familia – Costo Social del Carbono • Partnership for Market Implementation (PMI) Chile – Instrumentos de Precios al Carbono (IPC) • Mecanismo de Estabilización de Precios de los Combustibles (MEPCO) • Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC)
Trayectoria de retiro de centrales a carbón	• Corporación Nacional Forestal (CONAF) • Ley de Responsabilidad Extendida del Productor (Ley N°20.920) • Norma de Emisión para Centrales Eléctricas • Ministerio de Energía – Plan de Descarbonización • Coordinador Eléctrico Nacional – Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada • Coordinador Eléctrico Nacional – Minutas • Waste to Energy (WTE) • Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) – Progress achieved in the retirement of coal facilities in Chile and the definition of a Just Energy Transition Strategy • World Resources Institute (WRI)
Adopción de la electromovilidad	• Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC) • Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)



	• Centro de Movilidad Sostenible • Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones – Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del Sector Transportes • International Energy Agency (IEA) • Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLADE) – Libro Blanco de la Movilidad Sostenible en América Latina y el Caribe 2025
Estándar de Eficiencia Energética en sectores Transporte, Industria y Minería	• Compañía General de Electricidad (CGE) • Ministerio de Energía – Informes anuales sobre seguimiento de la Ley de Eficiencia Energética • Ministerio de Energía – Informe anual de Sistemas de Gestión de Energía (SGE) • International Cooper Association • Global Energy Service Companies Networking (ESCO)
Estándar de Eficiencia Energética en sectores Comercial, Público y Residencial	• Planes Sectoriales de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático • Memorias anuales de entidades comerciales • Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) – Base de Información de Eficiencia Energética (BIEE) • Global Energy Service Companies Networking (ESCO)
Nivel de producción de hidrógeno verde	• Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) • Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) • International Energy Agency (IEA)
Recambio a leña seca	• Instituto Forestal (INFOR) • Estrategia de Bioenergía (en elaboración) • Ministerio del Medio Ambiente – Planes de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PDA) • Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) • Agencia de Sostenibilidad Energética – Sello de Calidad de Leña
Recambio tecnológico en climatización	• Ministerio del Medio Ambiente – Registro de Emisiones y Transferencias Contaminantes • Global Energy Service Companies Networking (ESCO) • Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) – Certificaciones
Estándar de aislación térmica	• Ministerio de Vivienda y Urbanismo – Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones • Global Energy Service Companies Networking (ESCO)

¿Qué elementos críticos no puede dejar de lado la PELP en sus proyecciones 2028-2032?

Las siguientes figuras presentan los diez elementos críticos nacionales e internacionales con mayor nivel de priorización identificados por las y los participantes, de acuerdo con los votos de priorización obtenidos. Se opta por destacar los diez principales temas para facilitar la lectura de los resultados, mientras que el listado completo de elementos levantados se incluye en la Tabla 41 y Tabla 42.

Los resultados muestran que las principales preocupaciones a nivel nacional se concentran en las condiciones habilitantes de la transición energética. Destacan especialmente la resiliencia, seguridad e inercia del sistema eléctrico, las nuevas líneas de transmisión y la infraestructura habilitante, lo que sugiere que las y los participantes priorizan la capacidad del sistema para operar de forma segura y sostener los cambios requeridos. Junto con ello, se releva el rol de la generación distribuida, el

potencial de la biomasa como energético, la articulación con los distintos Planes Sectoriales de Mitigación al Cambio Climático, así como los permisos y autorizaciones asociados al desarrollo de proyectos. Estos elementos reflejan una preocupación que no se limita a aspectos tecnológicos, sino que también incorpora dimensiones institucionales, regulatorias y territoriales.

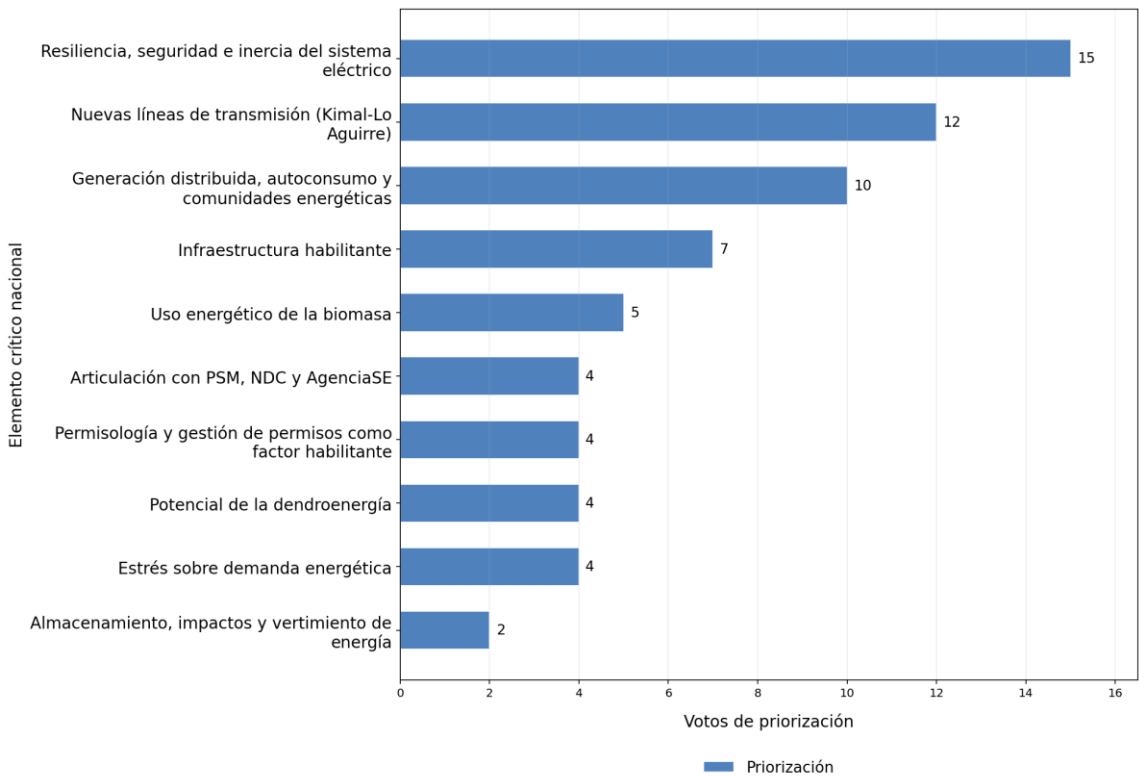


Figura 113. Elementos críticos a nivel nacional resumidos por tema, sesión presencial y virtual.

En el plano internacional, la principal preocupación se concentra en los intercambios energéticos con el continente, seguidos por el impacto del cambio climático en la hidrología y el contexto geopolítico internacional. Esto indica que las y los participantes perciben como especialmente estratégicos aquellos factores externos que pueden afectar directamente la seguridad de suministro, la disponibilidad de recursos y las condiciones generales de planificación del sistema energético nacional. En cambio, otros temas internacionales —como la demanda de minerales o la adopción de tecnologías— aparecen con menor peso relativo.

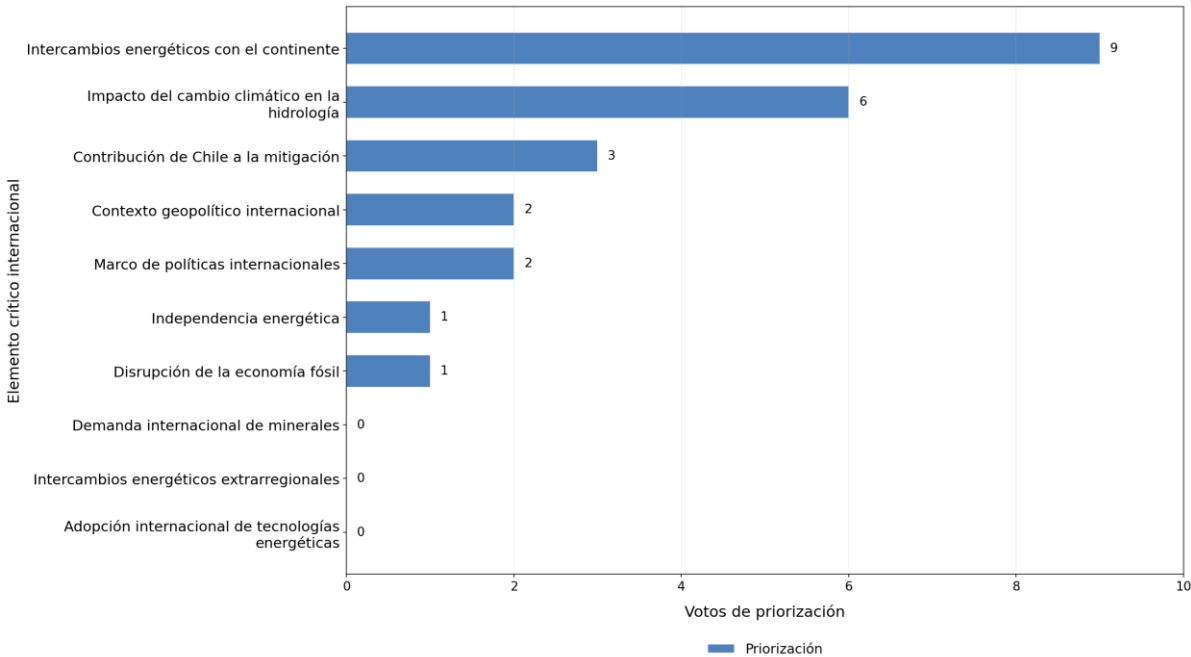


Figura 114. Elementos críticos a nivel internacional resumidos por tema, sesión presencial y virtual.

9.2.5. Caracterización y análisis de los aportes

Para caracterizar transversalmente los aportes del proceso participativo, se construyeron categorías de análisis a partir de dos criterios complementarios: (i) los objetivos definidos para cada ciclo del proceso, y (ii) la recurrencia de temas en las distintas sesiones e instancias de participación. Sobre esta base, se organizaron los resultados en tres ejes y nueve subcategorías temáticas, que permiten sintetizar los principales patrones, preocupaciones recurrentes y áreas de mayor diversidad de opiniones.

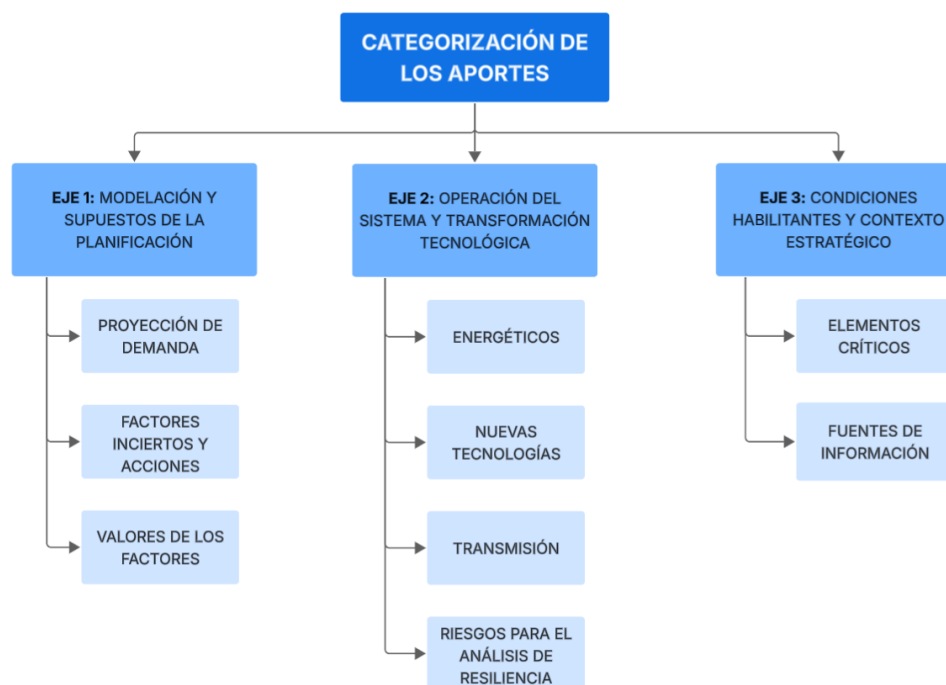


Figura 115. Diagrama de la categorización de los aportes.

En términos generales, los resultados muestran que las y los participantes realizaron aportes consistentes con el propósito del proceso participativo, combinando observaciones metodológicas, propuestas de mejora, validaciones parciales y advertencias sobre brechas técnicas, regulatorias e institucionales.

La siguiente figura presenta una síntesis del análisis cualitativo del proceso participativo, mostrando la recurrencia temática y la diversidad de opiniones observada en cada subcategoría. La figura utiliza una escala de tres niveles y no corresponde a frecuencias observadas directas, sino que busca ofrecer una lectura general de los principales focos de interés, tensiones y convergencias antes de profundizar en los tres ejes y nueve subcategorías que estructuran esta sección.

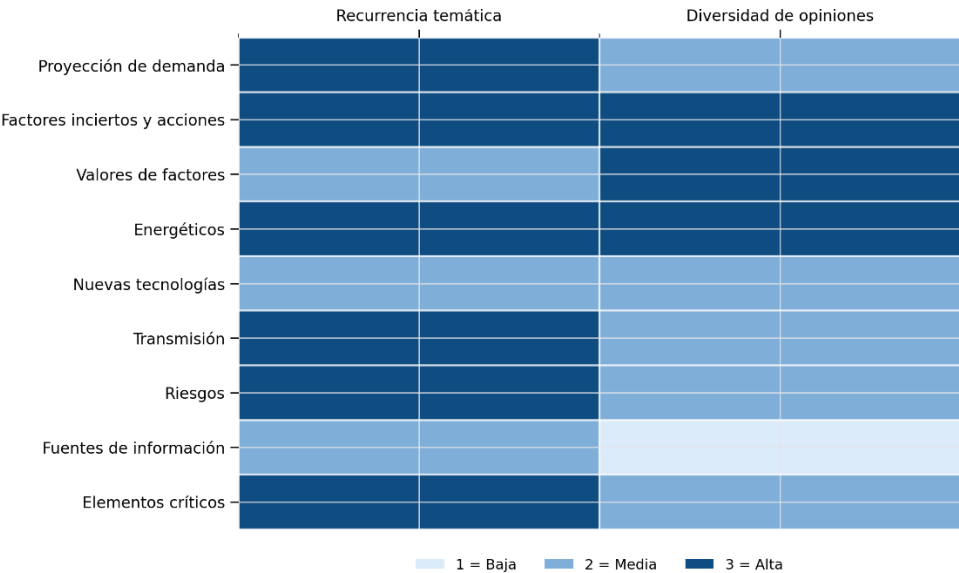


Figura 116. Recurrencia temática y diversidad de opiniones en las subcategorías del análisis.

Eje 1: Modelación y supuestos de la planificación

Proyección de demanda

En los aportes asociados a la proyección de demanda, se identificó una preocupación reiterada por mejorar la representación sectorial del modelo. En particular, las observaciones se concentraron en la necesidad de profundizar la desagregación de ciertos sectores y subsectores, como centros de datos, desalación, minería y transporte. En esta línea, también se propuso abarcar de manera explícita sectores como el de la industria maderera y el turismo. Se relevó la necesidad de revisar eventuales solapamientos o dobles contabilizaciones entre usos energéticos (sector transporte). En esta dimensión, se advierte un patrón claro: las y los participantes valoran la existencia de una estructura de demanda ya desarrollada, pero consideran necesario aumentar su granularidad y transparentar mejor sus supuestos.

Asimismo, esta categoría refleja una preocupación por la pertinencia territorial y sectorial de la modelación. Diversos aportes apuntan a que ciertos sectores estratégicos —en particular minería, industria, centros de datos y desalación— podrían tener una incidencia creciente en la demanda futura y, por lo tanto, requerir un tratamiento más específico.

Factores inciertos y acciones

En términos generales, los resultados muestran una validación amplia de la estructura base heredada de la PELP vigente, aunque acompañada de propuestas para incorporar nuevos factores y acciones, así como para revisar la clasificación de ciertos elementos. De manera recurrente, surgieron observaciones sobre la necesidad de incluir riesgos, ciberseguridad, infraestructura

habilitante, tiempos de ejecución de proyectos, conflictividad territorial y elementos regulatorios como factores relevantes para la construcción de escenarios.

En esta subcategoría también se observa una de las principales áreas de diversidad de opiniones del proceso. En particular, varios aportes cuestionan la frontera entre lo que debe entenderse como factor incierto y lo que debiera ser tratado como acción, especialmente en materias como costos tecnológicos, infraestructura o desarrollo de ciertas tecnologías. Esto sugiere que, si bien existe una comprensión compartida del marco general, persisten diferencias en torno a la mejor forma de representar determinados componentes dentro del modelo.

Valores de los factores

En cuanto a los valores y rangos de variación asignados a los factores inciertos, ámbito en el cual los aportes se concentraron en la necesidad de revisar supuestos y fortalecer la consistencia de las trayectorias utilizadas para la construcción de escenarios. En particular, se releva la conveniencia de trabajar con rangos de variación para variables como crecimiento del PIB, precio de combustibles fósiles y costos tecnológicos, pero se insta a incorporar con mayor claridad elementos de contexto como shocks externos, desacople parcial entre actividad económica y demanda energética, y diferencias entre tecnologías.

En este punto, un patrón recurrente es la percepción de que no todos los factores presentan hoy el mismo nivel de incertidumbre. Varias observaciones señalan, por ejemplo, que ciertos costos tecnológicos serían cada vez menos inciertos, mientras que otros factores —como los precios de combustibles fósiles o la materialización de nuevas demandas— seguirían estando expuestas a factores externos. En consecuencia, esta categoría muestra una combinación entre validación del ejercicio de factores y una demanda por refinar y transparentar la forma en que se construyen y justifican sus parámetros.

Eje 2: Operación del sistema y transformación tecnológica

Energéticos

En la categoría de energéticos, los aportes muestran percepciones diferenciadas respecto de la representación de ciertos vectores energéticos en la PELP vigente. Destaca especialmente el caso del hidrógeno verde, que concentra un número importante de observaciones asociadas a una posible sobre representación o a expectativas de despliegue consideradas optimistas. En este sentido, se identifica una tensión entre trayectorias esperadas de reemplazo de combustibles y factibilidad percibida. Mientras algunos energéticos son vistos como subrepresentados en función de la evidencia disponible, como la bioenergía, otros son cuestionados por la velocidad con que se proyecta su evolución, como es el caso de la electrificación y el uso de hidrógeno verde y derivados.

Esto sugiere que la discusión energética no se concentra solo en qué incorporar, sino también en con qué ritmo y con qué grado de realismo debe proyectarse cada trayectoria.

Nuevas tecnologías

En este plano, se observa una demanda por ampliar las alternativas tecnológicas consideradas en la PELP vigente, destacando reiteradamente la energía eólica marina, tecnologías de almacenamiento de larga duración y soluciones híbridas. También se plantean observaciones respecto de la necesidad de revisar el peso relativo de algunas tecnologías ya incorporadas, como las tecnologías de concentración solar de potencia (CSP), o de considerar con mayor detalle el rol del almacenamiento y del vertimiento.

El patrón principal en esta categoría es que las y los participantes perciben la transición energética como un proceso tecnológicamente dinámico, donde el ejercicio de planificación debe ser flexible y admitir tanto la incorporación de nuevas tecnologías como a la revisión de supuestos sobre tecnologías ya presentes.

Transmisión

La categoría de transmisión agrupa los aportes relativos a obras, nodos y zonas consideradas estratégicas para el desarrollo futuro del sistema, mencionadas en el Capítulo 4. Los resultados muestran que las y los participantes identifican la expansión de la transmisión como una condición clave para habilitar nueva demanda, integrar energías renovables, reducir vertimientos y evitar restricciones futuras. Como patrón común, se identifica a la transmisión como una infraestructura crítica y habilitante. Esto coincide con la alta prioridad otorgada posteriormente a las nuevas líneas de transmisión y a la infraestructura habilitante dentro de los elementos críticos nacionales.

Riesgos para el análisis de resiliencia

Los aportes muestran una concepción amplia de la vulnerabilidad del sistema energético, que no se limita a eventos climáticos extremos, sino que incorpora también riesgos operacionales, ciberseguridad, disponibilidad de combustibles, factores humanos e institucionales y riesgos geopolíticos. En esta materia se advierte un patrón muy claro: la resiliencia es entendida por las y los participantes como una propiedad sistémica, que depende tanto del entorno externo como de la capacidad interna de respuesta, coordinación y adaptación.

También se observa repetidamente una preocupación en torno a la capacidad efectiva que tiene la metodología utilizada en la PELP para abordar los riesgos antes propuestos a través de los ejercicios de modelación. En síntesis, las observaciones expresan tanto una ampliación de la noción de riesgo

como una invitación a revisar los límites y alcances de la metodología utilizada para efectuar el análisis de resiliencia.

Eje 3: Condiciones habilitantes y contexto estratégico

Fuentes de información

Los aportes en esta categoría reflejan una preocupación transversal por fortalecer la base empírica de la PELP. En el tercer ciclo del proceso se levantó una amplia diversidad de fuentes para factores inciertos y acciones, abarcando organismos públicos nacionales, agencias internacionales, centros de estudio, reportes especializados y referencias sectoriales. El patrón principal es que las y los participantes no solo buscan aportar nuevas fuentes, sino también reforzar la consistencia, actualidad y trazabilidad de la información utilizada en la construcción de escenarios.

En esta materia los aportes convergen en que existe una valoración común sobre la necesidad de sustentar mejor los supuestos y trayectorias del proceso mediante información robusta, pública o verificable.

Elementos críticos

Los elementos críticos identificados muestran que la narrativa de la PELP 2028–2032 debiera relevar, en el plano nacional, las condiciones que habilitan una transición energética segura, factible y coherente. En particular, destaca la necesidad de fortalecer la resiliencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, incorporar la infraestructura habilitante —especialmente transmisión, almacenamiento y servicios de soporte— y considerar con mayor profundidad los tiempos de concreción de proyectos, los permisos y autorizaciones de proyectos, y las restricciones de implementación. Asimismo, los aportes subrayan la conveniencia de visibilizar con mayor fuerza tecnologías y recursos estratégicos como la dendroenergía, geotermia, eólica off-shore y cogeneración, junto con reconocer el impacto que tendrán la electrificación, la generación distribuida, los nuevos consumos y las tarifas sobre la evolución futura de la demanda.

En el plano internacional, los aportes sugieren que la PELP debiera recoger con mayor claridad los efectos del contexto geopolítico que pudieran alterar las condiciones de seguridad de suministro, así como la integración energética regional como oportunidad estratégica de dotar de mayor seguridad al SEN. En conjunto, estas observaciones refuerzan que la PELP también debe abordar las condiciones externas e internas que pueden facilitar, retrasar o reconfigurar la transición energética nacional.

Material de apoyo utilizado en las instancias participativas

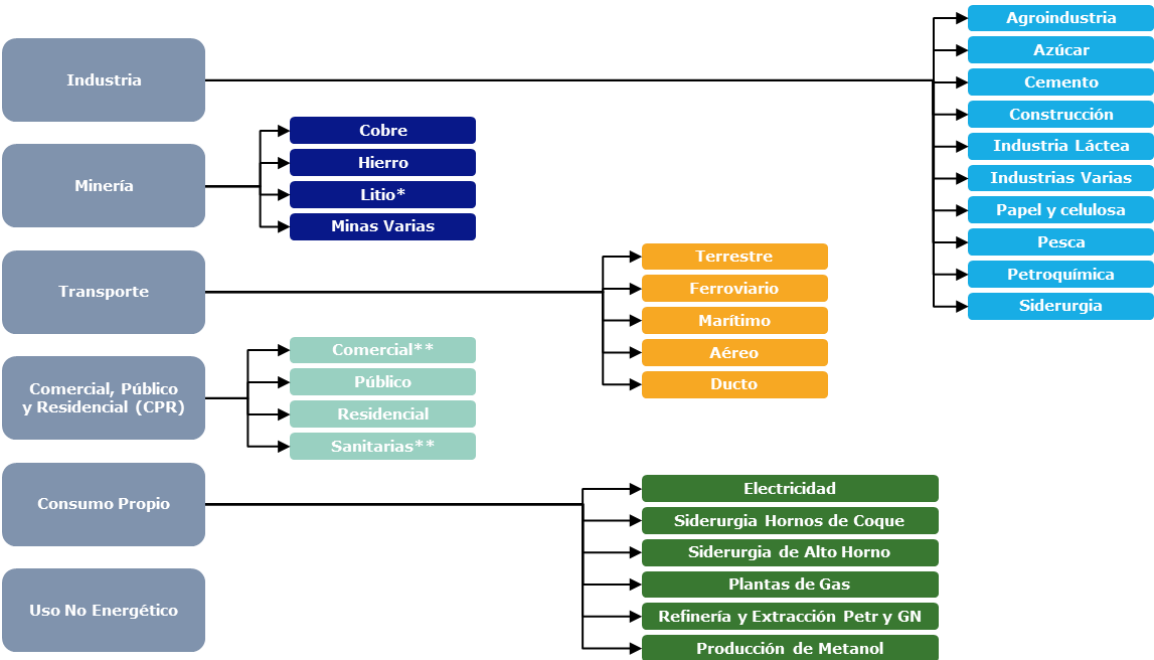


Figura 117. Árbol del modelo de demanda energética presentado en el ciclo 1.

Tabla 32. Categorización de los factores inciertos y acciones, y su comportamiento según el escenario de la PELP vigente.

GRUPO	TIPO	RECUPERACIÓN	CARBONO NEUTRALIDAD	TRANSICIÓN ACELERADA
Factores inciertos	Crecimiento económico	Bajo	Medio	Alto
	Precio de combustibles fósiles	Bajo	Medio	Alto
	Disminución de costos de tecnologías ERNC	Disminución lenta	Disminución rápida	Disminución rápida
	Generación distribuida	Base	Alta	Alta+
	Almacenamiento en SEN	Medio	Alto	Alto+
Acciones	Compromisos climáticos de mitigación GEI	NDC y CN 2050 incierta	NDC y CN 2050	NDC y adelanto CN
	Precio al carbono	Bajo	Medio	Alto
	Electromovilidad	Estrategia actual	Niveles carbono neutralidad	Mayores a Carbono neutralidad
	Hidrógeno verde (H2V)	Tendencia natural	Niveles carbono neutralidad	Estrategia de H2 verde
	Cierre de carboneras	Actual	Acelerado	Acelerado +
	Leña seca	Alta en zona urbana	Alta en zona urbana Disminuye uso a largo plazo	Disminución sustancial del uso de leña, la que queda es seca
	Calefacción distrital	Base	Medio	Alto
	Recambio de calefactores	Base	Medio	Medio
	Aislación térmica	Base	Medio	Alto + net zero buildings

	Gestión inteligente de la demanda	Gestión climatización	Gestión horaria EM Gestión climatización	Gestión horaria EM Gestión climatización
	Producción de H2V	Baja producción on-grid Exportación baja	Media producción on-grid Exportación media	Alta producción on-grid Exportación optimista
	Uso eficiente en CPR	Ley EE	Ley EE+	Ley EE + y Net zero buildings
	Uso eficiente en Transporte, Industria y Minería	Ley EE	Ley EE+	Ley EE++ Alta penetración de renovables en usos térmicos/motrices

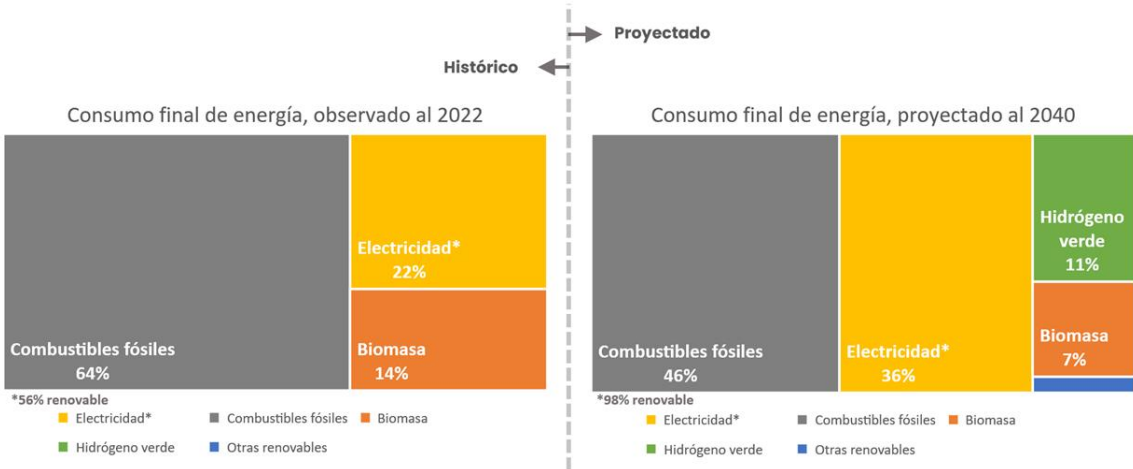


Figura 118. Mix del consumo final de energía observado al año 2022, y proyectado al año 2040.

Capacidad acumulada del SEN

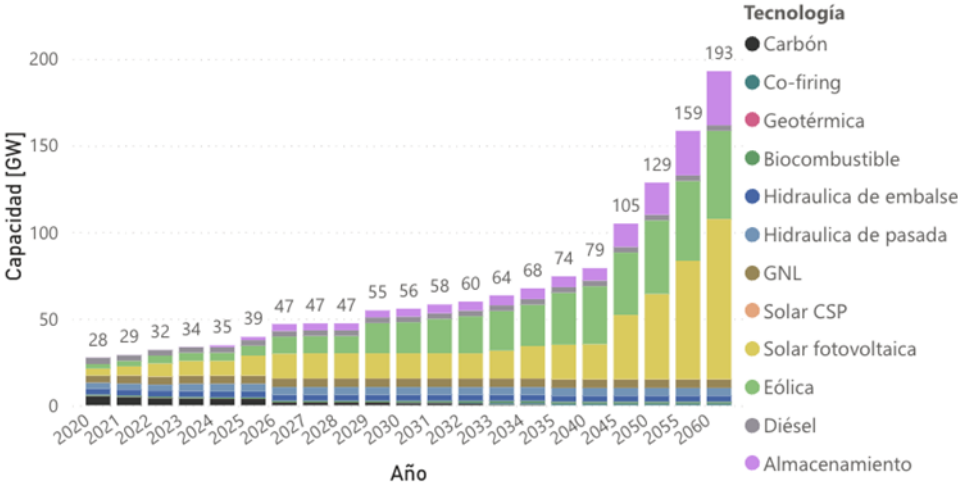


Figura 119. Capacidad acumulada instalada en generación y almacenamiento, proyectada al año 2060.

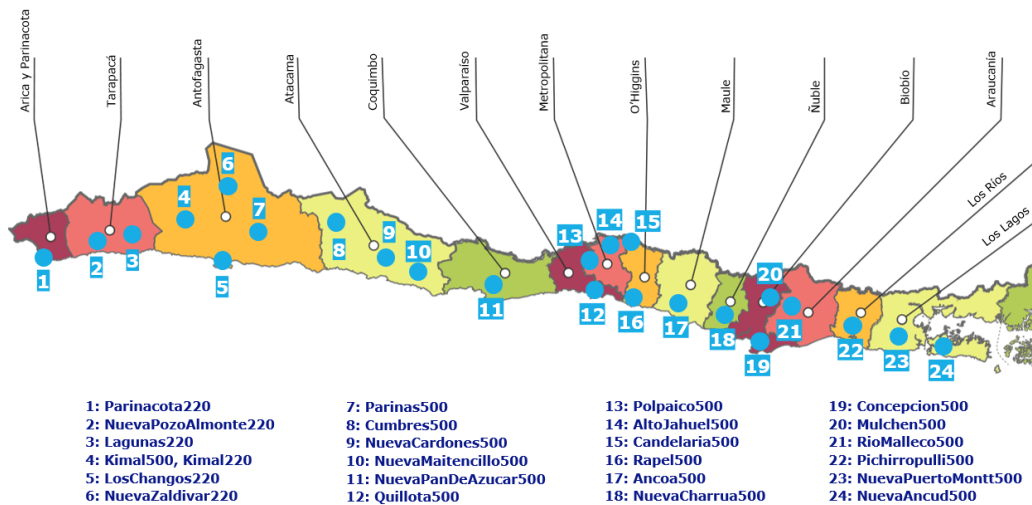


Figura 120. Nodos de transmisión considerados en el modelo actual.

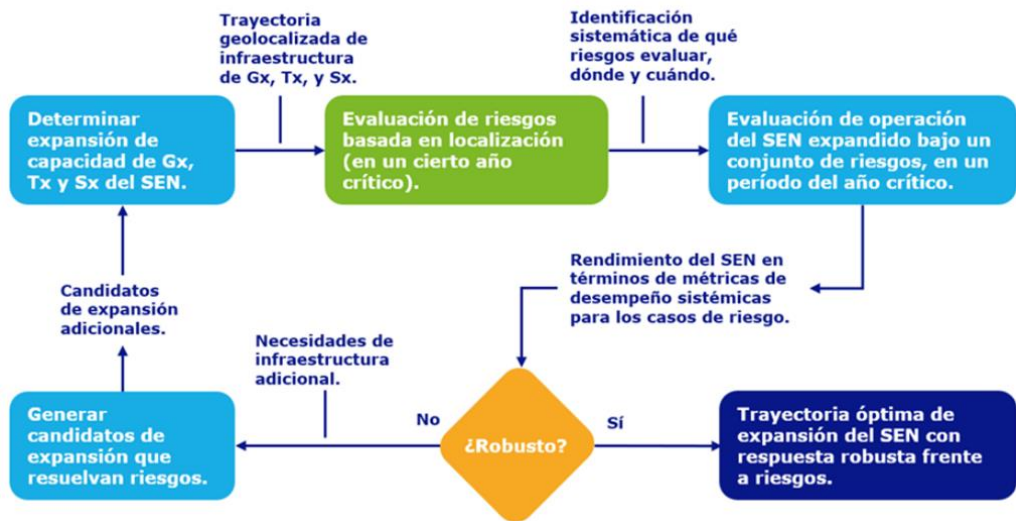


Figura 121. Esquema metodológico de la verificación de respuesta resiliente de la expansión del SEN.



Tabla 33. Metodología de incorporación en el modelo para cada factor incierto y acción, y respectivos escenarios.

Grupo	Macro Factor	Factor	Incorporación en el modelo	Exploratorio 1	Exploratorio 2	Exploratorio 3	Normativo 1	Normativo 2
Factor Incierto	Nivel de Actividad	Crecimiento del PIB	Parámetro en modelo de proyección energética.	Inferior	Referencial	Superior		
	Costos Producción	Precio de combustibles fósiles	Parámetro en modelo de expansión del SEN.	1 (Superior)	5 (Referencial)	9 (Inferior)		
		Costos de tecnología de generación renovable	Parámetro en modelo de expansión del SEN.	2 (Superior)	6 (Referencial)	10 (Inferior)		
		Costos de tecnología de generación distribuida	Parámetro en modelo de proyección de generación distribuida.	3 (Superior)	7 (Referencial)	11 (Inferior)		
		Costos de tecnología de almacenamiento	Parámetro en modelo de expansión del SEN.	4 (Superior)	8 (Referencial)	12 (Inferior)		
Acción	Acciones	Compromisos climáticos	Meta en módulo de verificación de rendimiento.				13	24
		Impuesto al carbono	Parámetro en modelo de expansión del SEN. Se considera su inclusión en el costo variable.				14	25
		Trayectoria de retiro de centrales a carbón	Parámetro en modelo de expansión del SEN. Para cada central a carbón, se considera un año de retiro o reconversión.				15	26
		Adopción de la electromovilidad	Parámetro en modelo de proyección energética. Incide en la participación tecnológica del parque vehicular.				16	27
		Estándar de Eficiencia Energética en sectores Transporte, Industria y Minería	Parámetro en modelo de proyección energética. Incide en sistemas de gestión de energía (SGE), así como en la eficiencia energética y proporción de tecnologías por uso.				17	28
		Estándar de Eficiencia Energética en sectores Comercial, Público y Residencial	Parámetro en modelo de proyección energética. Incide en proporción de tecnologías por uso (por ej. tasa de electrificación)				18	29
		Nivel de producción de hidrógeno verde	Parámetro en modelo de proyección energética. Incide en la participación tecnológica del parque de transporte de carga, y en usos motrices en minería.				19	30
		Recambio a leña seca	Parámetro en modelo de proyección energética. Incide en proporción de tecnologías para calefacción y cocción.				20	31
		Recambio tecnológico en climatización	Parámetro en modelo de proyección energética. Incide en				21	32

			proporción de tecnologías por uso (por ej. tasa de electrificación)				
		Estándar de aislación térmica	Parámetro en modelo de proyección energética			22	33
		Gestión de la demanda en electromovilidad y climatización	Parámetro en modelo de expansión del SEN. Se modela la gestión de la demanda mediante distintos perfiles horarios de consumo.			23	34

9.2.6. Resultados de las actividades realizadas

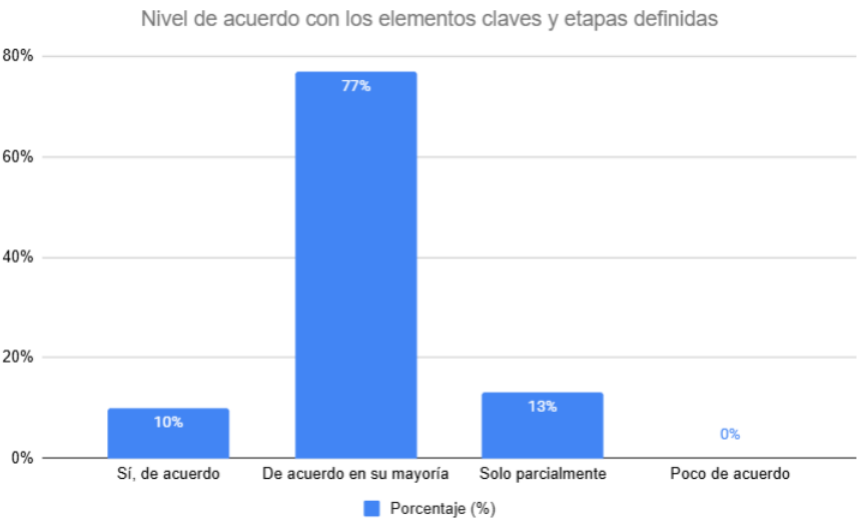


Figura 122. Resultados de la votación del nivel de acuerdo con los elementos claves y etapas definidas, sesión presencial.

Tabla 34. Nivel de acuerdo para cada uno de los factores y acciones en la sesión 3, presencial.

Tipo de factor	Factor	De acuerdo	De acuerdo, con dudas	En desacuerdo	Grado de acuerdo
Factores inciertos	Precio de combustibles fósiles	24	4	0	93%
	Crecimiento del PIB	19	9	1	81%
	Costos de tecnología de generación distribuida	19	5	2	83%
	Costos de tecnología de almacenamiento	19	7	1	83%
	Costos de tecnología de generación renovable	17	9	5	69%
Acciones	Compromisos climáticos	20	1	1	93%
	Estándar de aislación térmica	18	3	1	89%
	Adopción de la electromovilidad	16	5	0	88%

	Estándar de Eficiencia Energética en sectores Transporte, Industria y Minería	16	4	1	86%
	Gestión de la demanda en electromovilidad y climatización	15	4	1	85%
	Trayectoria de retiro de centrales a carbón	14	7	2	76%
	Recambio a leña seca	14	7	1	80%
	Recambio tecnológico en climatización	14	7	0	83%
	Impuesto al carbono	11	13	1	70%
	Estándar de Eficiencia Energética en sectores Comercial, Público y Residencial	11	7	0	81%
	Nivel de producción de hidrógeno verde	8	15	2	62%

Tabla 35. Nivel de acuerdo para cada uno de los factores y acciones, sesión virtual.

Tipo de factor	Factor	De acuerdo	De acuerdo, con dudas	En desacuerdo	Grado de acuerdo
Factores inciertos	Costos de tecnología de almacenamiento	24	3	0	94%
	Costos de tecnología de generación distribuida	24	5	0	91%
	Precio de combustibles fósiles	25	7	0	89%
	Crecimiento del PIB	23	8	0	87%
	Costos de tecnología de generación renovable	19	10	0	83%
Acciones	Trayectoria de retiro de centrales a carbón	20	1	0	98%
	Estándar de Eficiencia Energética en sectores Comercial, Público y Residencial	18	1	0	97%
	Estándar de Eficiencia Energética en sectores Transporte, Industria y Minería	20	3	0	93%
	Compromisos climáticos	20	2	1	91%
	Recambio a leña seca	15	4	0	89%
	Adopción de la electromovilidad	19	4	1	88%
	Recambio tecnológico en climatización	13	4	1	83%
	Estándar de aislación térmica	11	5	1	79%

	Gestión de la demanda en electromovilidad y climatización	9	6	1	75%
	Impuesto al carbono	13	5	3	74%
	Nivel de producción de hidrógeno verde	9	8	2	68%

Tabla 36. Aportes respecto al nivel de variación porcentual en relación con el escenario referencial, para cada factor incierto, en la sesión presencial

Factor	Exploratorio 1 (más negativo)	Exploratorio 3 (más positivo)
Crecimiento del PIB	-3%; -3%; 0,5%	+2%; +3%; +3%
Precio de combustibles fósiles	+5%; +20%; +25%; +50%; +50%; +50%; +100%	+5%; +3%; 10%; -10%; -10%; -40%; -50%; -50%
Costos de tecnología de generación renovable	+2%; +2%; +5%; +5%; +5%; +8%; +10%; +10%; +15%; +15%; +15%	+10%; +5%; -5%; -10%; -10%; -15%; -15%; -15%; -20%; -30%; -70%
Costos de tecnología de generación distribuida	+2%; +10%; +15%; +20%	-5%; -10%; -10%; -15%;
Costos de tecnología de almacenamiento	-15%; -10%; +2%; +10%; +10%; +10%; +10%; +15%; +30%; +50%; +50%	-5%; -5%; -10%; -10%; -10%; -10%; -10%; -30%; -30%; -50%

Tabla 37. Aportes respecto al nivel de variación porcentual en relación con el escenario referencial, para cada factor incierto, sesión virtual.

Factor	Respecto a nivel de referencia presentado	
	Exploratorio 1 (más negativo)	Exploratorio 3 (más positivo)
Crecimiento del PIB	-2%; -5%; -5%; -5%; -10%; -10%; -15%; -50%	+2%; +5%; +5%; +5%; +10%; +10%; +15%; +70%
Precio de combustibles fósiles	-10%; -10%; -20%; -20%; -20%; -50%	+20%; +20%; +20%; +22%; +25%; +50%; +70%; +200%; +400%
Costos de tecnología de generación renovable	-10%; -10%; -15%; -20%; -20%; -25%; -30%; -30%; -40%; -50%; -90%	-60%; +10%; +10%; +10%; +20%; +20%; +20%; +25%; +25%; +25%; +60%
Costos de tecnología de generación distribuida	-5%; -10%; -10%; -10%; -20%; -20%; -25%; -50%	+10%; +15%; +20%; +20%; +20%; +30%; +50%
Costos de tecnología de almacenamiento	-10%; -25%; -30%; -50%; -50%; -50%	+10%; +10%; +10%; +15%; +20%; +20%; +20%; +50%

Tabla 38. Grado de acuerdo sobre el nivel de referencia y nivel de priorización para cada una de las acciones en la sesión presencial.

Factor	¿Estás de acuerdo con la referencia?				Priorización	Priorización
	De acuerdo	De acuerdo con dudas	En desacuerdo	Grado de acuerdo		
Compromisos climáticos	9	2	2	77%	6%	9%
Impuesto al carbono	2	6	8	31%	8%	12%
Trayectoria de retiro de centrales a carbón	7	5	3	63%	7%	10%
Adopción de la electromovilidad	8	2	4	64%	9%	13%
Estándar de Eficiencia Energética en sectores Transporte, Industria y Minería	14	1	1	91%	12%	18%
Estándar de Eficiencia Energética en sectores Comercial, Público y Residencial	10	2	2	79%	8%	12%
Nivel de producción de hidrógeno verde	3	4	10	29%	3%	4%
Recambio a leña seca	6	9	0	70%	0%	0%
Recambio tecnológico en climatización	8	0	1	89%	4%	6%
Estándar de aislación térmica	8	0	1	89%	3%	4%
Gestión de la demanda en electromovilidad y climatización	6	5	2	65%	8%	12%

Tabla 39. Grado de acuerdo sobre el nivel referencial utilizado, y nivel de priorización para cada una de las acciones, en la sesión virtual.

Factor	De acuerdo	De acuerdo, con dudas	En desacuerdo	Grado de acuerdo	Priorización	Priorización respecto al total (%)
Compromisos climáticos	15	0	0	100%	15	24%
Impuesto al carbono	11	1	2	82%	6	10%
Trayectoria de retiro de centrales a carbón	14	0	1	93%	9	15%
Adopción de la electromovilidad	8	0	8	50%	11	18%
Estándar de Eficiencia Energética en sectores Transporte, Industria y Minería	10	0	3	77%	7	11%
Estándar de Eficiencia Energética en sectores Comercial, Público y Residencial	10	0	0	100%	3	5%

Nivel de producción de hidrógeno verde	9	1	5	63%	0	0%
Recambio a leña seca	11	3	1	83%	4	6%
Recambio tecnológico en climatización	9	2	1	83%	1	2%
Estándar de aislación térmica	9	0	1	90%	1	2%
Gestión de la demanda en electromovilidad y climatización	9	2	0	91%	5	8%

Tabla 40. Resultado del conteo de votos para cada una de las acciones según el nivel a utilizar para los escenarios Normativos, sesión presencial

Factor	Normativa 1		Normativo 2	
	Referencial	Aumentado	Referencial	Aumentado+
Compromisos climáticos	7	2	7	2
Impuesto al carbono	3	6	2	6
Trayectoria de retiro de centrales a carbón	7	2	2	5
Adopción de la electromovilidad	1	6	3	4
Estándar de Eficiencia Energética en sectores Transporte, Industria y Minería	2	5	1	6
Estándar de Eficiencia Energética en sectores Comercial, Público y Residencial	2	6	3	5
Nivel de producción de hidrógeno verde	5	6	6	3
Recambio a leña seca	3	3	2	4
Recambio tecnológico en climatización	1	5	3	3
Estándar de aislación térmica	1	4	1	4
Gestión de la demanda en electromovilidad y climatización	4	3	2	5

Tabla 41. Elementos críticos nacionales mencionados.

Elemento Crítico Nacional	Menciones	Priorización
Resiliencia y Seguridad	8	15
Infraestructura habilitante	1	7
Nuevas líneas (Kimal Lo Aguirre)	2	12
Generación distribuida, autoconsumo y comunidades energéticas	2	10
Potencial dendroenergía	1	4
Utilización biomasa	6	5
Considerar Planes de Mitigación, NDC, Agencia de Sostenibilidad Energética y respectiva convergencia	4	4

Permisos y autorizaciones	2	4
Regulaciones	3	2
Almacenamiento, impacto y vertimiento	4	2
Restricciones territoriales	1	3
Energía eólica marina	1	0
Energía mareomotriz	1	0
Intercambio internacional de energía	1	1
Geotermia y energía geotérmica	2	0
Impacto electromovilidad y generación distribuida	1	0
Cogeneración	1	0
Demanda electromovilidad	1	2
Análisis de riesgo	1	0
Tasa de retorno/descuento	2	0
Escenarios de evaluación	2	0
Actualización de informe anual, considerando cambios normativos	1	3
Compromisos ambientales excesivos	1	0
Gas	1	0
Centros de datos	1	0
Normalización eléctrica de edificación	1	2
Inclusión mercado de distribución	1	2
Ubicación de proyectos de generación	1	0
Aprobación de proyectos de alto consumo	1	0
Foco de abastecer a menor costo posible	1	3
Combustibles alternativos	1	2
Representación día típico	1	1
Estrés en la demanda	1	4
Reevaluación eficiencia-seguridad de suministro eléctrico y cumplimiento objetivos ambientales	1	2
Relación electrificación y tarifas	1	1

Tabla 42. Elementos críticos internacionales mencionados.

Elemento Crítico Internacional	Menciones	Priorización
Contexto geopolítico	3	2
Impacto cambio climático en hidrología	1	6
Intercambios con el continente	4	9
Políticas internacionales	2	2
Contribución mitigación Chile	1	3
Independencia energética	1	1
Disrupción economía fósil	1	1
Demanda de minerales	1	0
Intercambios fuera del continente	1	0

Adopción tecnologías	1	0
----------------------	---	---

9.3. Resultados de proyección energética

9.3.1. Consumo propio



Figura 123. Demanda energética por subsector de Consumo Propio a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

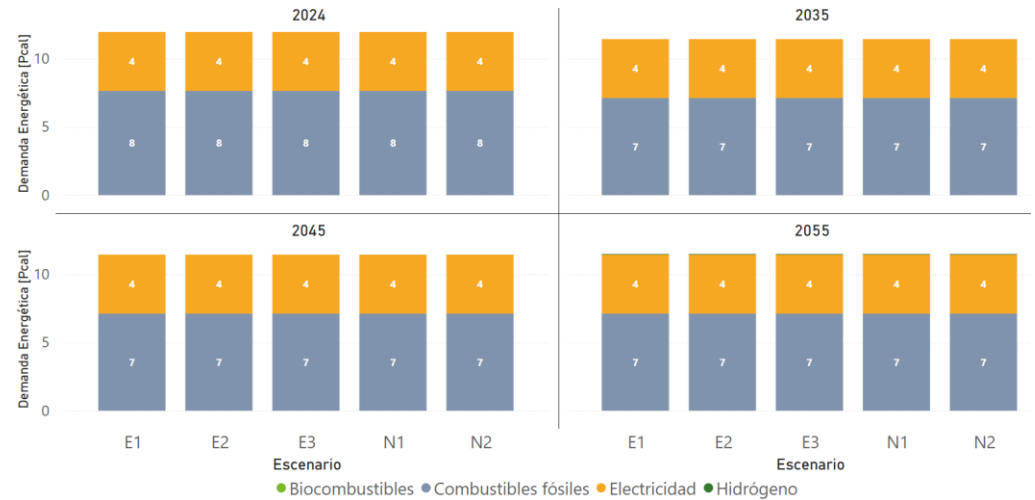


Figura 124. Demanda por energético del sector Consumo Propio a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

9.3.2. Uso No Energético

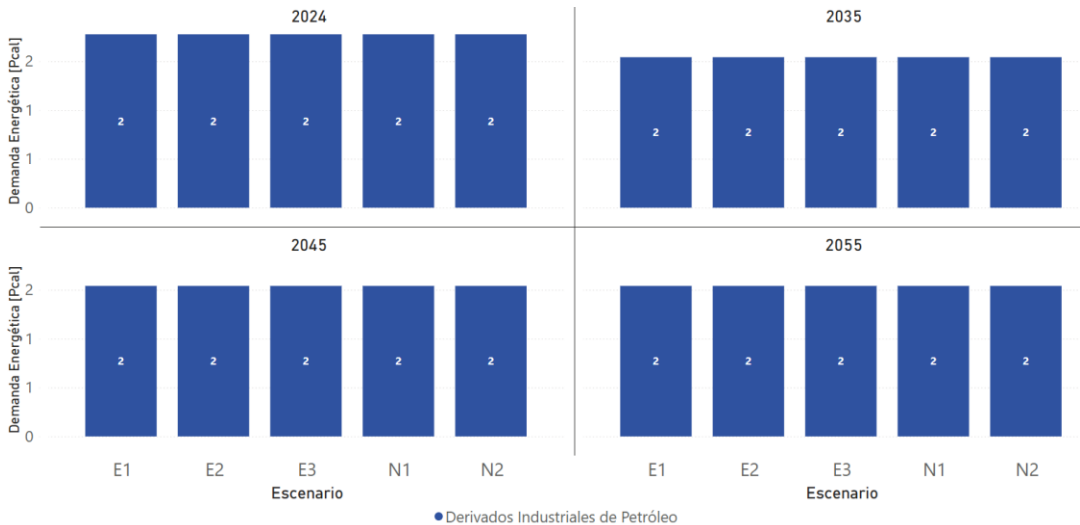


Figura 125. Demanda energética por subsector de Uso No Energético a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

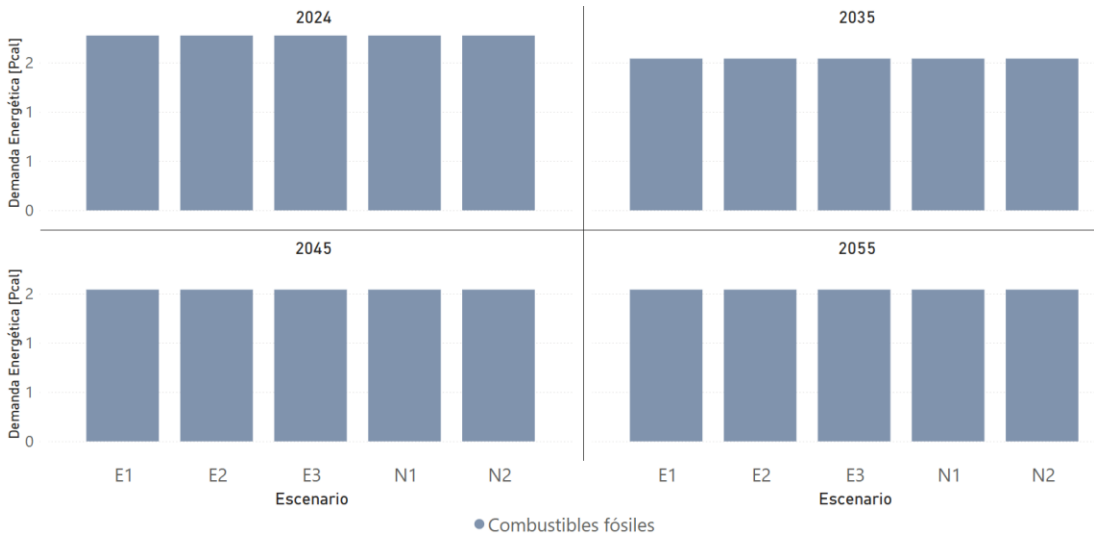


Figura 126. Demanda por energético del sector Uso No Energético a nivel nacional, para cada Escenario Energético Preliminar, en los años 2024 (base), 2035, 2045 y 2055.

9.4. Consideraciones territoriales y ambientales

Esta sección tiene por objeto sistematizar y robustecer las consideraciones territoriales y ambientales que el proceso PELP 2028-2032 incorpora en su modelación. Para ello se toma como base el tratamiento desarrollado en el proceso 2023-2027, se actualiza el marco normativo aplicable, se despliega con mayor profundidad el sustento metodológico (centrado en las decisiones de planificación) y se incorpora, por primera vez, la consideración territorial y ambiental del eólico marino (*offshore*).

En el marco de lo dispuesto en el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos y en el Reglamento, la PELP constituye un proceso prospectivo que proyecta, para distintos escenarios energéticos, la expansión de la generación y del consumo en un horizonte no inferior a treinta años. Asimismo, se enfatiza respecto a una premisa central de carácter conceptual: la sensibilización territorial de la PELP no define zonas de exclusión absoluta o de prohibición, sino que identifica positivamente el territorio donde existe mayor certeza jurídica, técnica y de desarrollo para el emplazamiento de proyectos de generación renovable.

De este modo, el documento parte del marco normativo e institucional, recoge los antecedentes del proceso anterior, fija el enfoque conceptual que ordena la lectura de los resultados, despliega el marco metodológico y sus resultados cuantitativos y, finalmente, fundamenta por separado la primera incorporación del eólico marino.

9.4.1. Marco normativo

La Planificación Energética en la LGSE

La planificación energética se encuentra definida en la Ley General de Servicios Eléctricos como un proceso quinquenal desarrollado por el Ministerio de Energía, en el cual, para diferentes escenarios energéticos, se proyecta la expansión de la generación y del consumo en un horizonte de, al menos, treinta años. La PELP permite anticipar, mediante un ejercicio prospectivo, los desafíos y oportunidades del sector, equilibrando el desarrollo económico, los compromisos climáticos y las distintas realidades territoriales, e incorporando la dimensión regional a través de los Planes Estratégicos de Energía de las Regiones (PEER).

Asimismo, la PELP permite identificar las áreas donde pueden existir Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE): zonas territorialmente identificables, con recursos para la producción de energía a partir de fuentes renovables cuyo aprovechamiento, mediante un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente, en cumplimiento de la legislación ambiental y del ordenamiento territorial. La planificación de la transmisión, desarrollada anualmente por la Comisión Nacional de Energía con un horizonte de al menos veinte años, deberá considerar la PELP, configurándose como el único instrumento que habilita la planificación de obras

de infraestructura por parte del Estado y como una señal de localización clave e infraestructura habilitante para la descarbonización.

Antecedentes de incorporación de la dimensión territorial

Desde el año 2014, el Ministerio de Energía ha incorporado consideraciones territoriales en el desarrollo energético, lo que se formalizó primeramente mediante la Política Nacional de Energía (2015) y, posteriormente, a través de la Ley N°20.9363, que estableció un nuevo sistema de transmisión eléctrica. De ello derivaron diversas líneas de trabajo que se mantienen y perfeccionan hasta hoy. Esta orientación fue revalidada y profundizada por la Política Energética Nacional, Actualización 20224, la que fue sometida a Evaluación Ambiental Estratégica para compatibilizar los pilares económico, ambiental y social de la sostenibilidad, con cuyas metas de carbono neutralidad al 2050, de expansión y diversificación de la matriz renovable y de transición energética justa la PELP debe guardar coherencia. En el proceso PELP 2023–2027 se planteó el desafío de robustecer esta línea, a fin de contribuir a resultados más sustentables y equilibrados en su despliegue territorial, propósito reforzado por los espacios participativos del proceso.

Actualización del marco normativo relevante para el 2028-2032

El proceso 2028–2032 se desarrolla en un contexto normativo-institucional modificado respecto del proceso anterior. La entrada en operación del Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas (SBAP) y la configuración del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP), en virtud de la Ley N°21.6005, reorganizan la institucionalidad de las áreas protegidas y obligan a homologar la nomenclatura de las variables ambientales empleadas en la modelación. A su vez, la recalificación de los sitios prioritarios bajo el nuevo marco legal, así como la gradualidad en la dictación de su reglamentación, exigen actualizar la referencia normativa de las variables asociadas y monitorear su definición oficial.

Sin perjuicio de lo anterior, se mantiene plenamente vigente la valoración de las Tierras Indígenas con derechos reconocidos conforme a la Ley N°19.2536, así como la consideración de los instrumentos de ordenamiento y planificación territorial. La actualización normativa se sintetiza, con sus implicancias metodológicas, en la

Tabla 47 del presente anexo. El marco normativo específico aplicable al emplazamiento marino se desarrolla en la sección 9.4.6, atendida la primera incorporación del eólico marino.

9.4.2. Antecedentes del proceso PELP 2023-2027

El proceso PELP 2023–2027 definió tres escenarios de largo plazo —Recuperación Lenta, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada— asociados a distintas narrativas de desarrollo del país y del sector. En materia de descarbonización, la expansión de la generación contempló, en una primera etapa y en todos los escenarios, el desarrollo de energía eólica en la zona de Taltal y desde el Maule hacia el sur, junto con una importante necesidad de expansión de la transmisión, incluido un tramo entre Alto Jahuel y Río Malleco del orden de 3.000 MW dentro de los próximos veinte años.

En cuanto a los polos de desarrollo, se identificaron tres polígonos en la provincia de Antofagasta y dos en la provincia de Tocopilla, con sus respectivos procesos de Evaluación Ambiental Estratégica, atendiendo a las dimensiones social-ambiental territorial y económico-tecnológica. Es de especial relevancia el diseño de dos zonas de generación renovable, en las comunas de Tocopilla y María Elena, orientadas a compensar la potencia de generación térmica saliente de la región, en línea con el proceso de transición y descarbonización.

De forma transversal, el proceso incorporó la sensibilización territorial de la modelación mediante la incorporación de consideraciones ambientales y territoriales en la identificación de los potenciales de generación renovable, marco metodológico que el presente informe despliega y proyecta hacia el ciclo 2028–2032.

9.4.3. Enfoque conceptual: certezas

La incorporación de consideraciones ambientales y territoriales en la PELP suele ser entendida como una zonificación de prohibiciones que delimitaría “áreas vedadas” para el desarrollo energético.; sin embargo, esta interpretación es inexacta y errada tanto en lo conceptual como en lo jurídico, y conviene precisarla para fundamentar adecuadamente los resultados del proceso.

En primer término, por su naturaleza jurídica, la PELP es un instrumento de carácter indicativo, es decir, orienta e informa las decisiones de inversión y la planificación de la transmisión, pero no tiene la fuerza normativa de un instrumento de planificación territorial ni reemplaza la evaluación ambiental ni los permisos sectoriales. En consecuencia, la exclusión de una variable de la modelación no prohíbe el emplazamiento de un proyecto en el territorio respectivo: la regulación vinculante del uso del suelo continúa operando por la vía de los instrumentos de planificación territorial, del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y de los permisos sectoriales correspondientes.

En segundo término, por su lógica metodológica, el tratamiento de los Objetos de Valoración Territorial (OdVT) opera como una selección positiva del territorio. La exclusión de una variable dentro de la modelación equivale a evitar zonas de alto condicionamiento normativo o de baja



factibilidad de desarrollo; la sensibilización, mediante un sobre costo, encarece relativamente ciertas áreas para favorecer alternativas más competitivas, sin excluirlas. El potencial que finalmente ingresa a la modelación no es, por tanto, la resultante de aplicar las restricciones, sino el territorio donde concurren las mejores condiciones de viabilidad.

En tercer término, por su efecto sobre la incertidumbre, al anticipar la incidencia normativa y los focos de conflicto, la metodología reduce el riesgo de los proyectos (en su tramitación, en su plazo de ejecución y en su aceptación social) y, con ello, disminuye la incertidumbre para inversionistas, comunidades y el Estado. La sensibilización territorial constituye así una señal de certeza antes que una señal de restricción: indica dónde el desarrollo enfrenta mayores probabilidades de concretarse de manera oportuna, segura y armónica con el territorio.

Esta lectura, resumida en la matriz de la

Tabla 45, ordena la interpretación de los resultados del proceso y orienta la comprensión de la PELP hacia los actores del sector: el resultado de la planificación no expresa dónde no se puede desarrollar generación, sino dónde existe mayor certeza para hacerlo.

9.4.4. Marco metodológico de las consideraciones territoriales y ambientales

Las consideraciones territoriales y ambientales de la PELP no residen en el cálculo del potencial técnico de generación, el que opera únicamente como insumo de entrada de la modelación, sino en las decisiones de planificación que se adoptan sobre el territorio. El potencial técnico resulta de aplicar a cada tecnología los factores de aprovechamiento del recurso renovable y los estándares de área mínima continua, factor de planta y densidad de potencia; sobre dicho insumo, la planificación decide cómo valorar y tratar las consideraciones ambientales y territoriales que inciden en el desarrollo⁸⁸. La presente sección se centra en esas decisiones.

Objetos de Valoración Territorial (OdVT) y criterios de valoración

Las variables que inciden en el desarrollo de la generación se valoran conforme a dos criterios. El criterio jurídico-normativo atiende a la incidencia y al grado de condicionamiento que cada variable tiene en el ordenamiento jurídico vigente. El criterio de desarrollo atiende a su incidencia en la tramitación y en los plazos de ejecución. Cuando las variables se valoran conforme a estos criterios, se denominan Objetos de Valoración Territorial (OdVT); de entre ellos, la planificación selecciona para tratamiento aquellos de alta incidencia o condicionamiento, que son los que efectivamente orientan el resultado del proceso.

Decisiones de planificación: tratamiento de los OdVT

El núcleo de la consideración territorial y ambiental son las decisiones de planificación adoptadas sobre los OdVT seleccionados, las que se materializan en tres tratamientos. Los OdVT no considerados corresponden a variables que no pudieron incorporarse por limitaciones de información oficial, como la Reserva de Región Virgen que no cuenta con declaratoria vigente, las que se retomarán en la medida que se disponga de los antecedentes pertinentes. Los OdVT excluidos corresponden a variables que, sin constituir necesariamente una restricción legal, se determina la conveniencia de evitar, retirándolas del potencial que ingresa a la modelación. Por su parte, los OdVT sensibilizados corresponden a variables respecto de las cuales se promueve el uso de suelos alternativos mediante un sobre costo del 20%, con el fin de que los suelos alternativos resulten más

⁸⁸ Más información en el Informe Definitivo de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, Ministerio de Energía (2025). Tratamiento Técnico-Medioambiental-Antrópico (TMA) de las Variables Ambientales y Territoriales. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_definitivo_pelp_2023-2027.pdf



competitivos. La Tabla 43 organiza estas decisiones de planificación según el criterio de valoración aplicado.

Tabla 43. Decisiones de planificación: tratamiento de los OdVT según criterio de valoración.

Criterio de valoración	No considerado	Excluido	Sensibilizado
Normativo	Reserva de Región Virgen (sin declaratoria vigente)	Parques Nacionales (salvo geotermia); Monumentos Naturales (salvo hidro); Sitios Ramsar (salvo geotermia); Monumento Histórico; Sitio del Patrimonio Mundial; Zona Típica; Monumento Arqueológico.	Terrenos Indígenas con derechos reconocidos (Ley N°19.253); Potencialidad Paleontológica (fósilífero).
Desarrollo	-	Reserva Nacional y Reserva Forestal (salvo hidro); Bosque Nativo de Conservación; Clases de suelo I–III (CSP); resguardo línea férrea; cono de aproximación aeroportuaria; Sitios de Interés Astronómico. Solo eólico, FV y CSP: salares, glaciares, cuerpos y cursos de agua, red vial, línea de costa, relaves, áreas urbanas (buffers).	Área de Desarrollo Indígena (ADI); Zona de Interés Turístico (ZOIT, eólico); Clases de suelo I–III (FV).

La aplicación de exclusiones y sensibilizaciones se diferencia por tecnología; las excepciones (por ejemplo, geotermia e hidroelectricidad) responden a la compatibilidad del emplazamiento con la naturaleza de cada fuente.

Resultado: el potencial sensibilizado como territorio de mayor certeza

Como resultado de estas decisiones, el potencial de generación que ingresa a la modelación de la PELP, para todos sus escenarios definidos, incorpora la sensibilización territorial; por lo tanto, los potenciales candidatos a Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica también la tendrán incorporada. Conforme al enfoque conceptual expuesto, este potencial resultante debe leerse como el territorio de mayor certeza jurídica, técnica y de desarrollo, según se formaliza en la matriz de la



Tabla 44.

Tabla 44. Matriz de lectura de las decisiones de planificación en clave de certeza.

Tratamiento	Definición metodológica	Efecto en la modelación y lectura de certeza	Naturaleza jurídica
No considerado	Variable valorada que no se incorpora por limitaciones de información oficial o por no constituir condicionamiento.	Efecto neutro: no aporta ni resta señal de localización. No altera el grado de certeza del potencial.	Sin efecto vinculante; se retoma al disponer de información oficial (p. ej., en la fase de PDGE, de ser decretados).
Excluido	Variable de alta incidencia normativa o de desarrollo que se retira del potencial que ingresa a la modelación.	El área no integra el potencial habilitado. Concentra el desarrollo en territorios de menor conflicto y mayor probabilidad de tramitación: aumenta la certeza del potencial resultante.	Decisión metodológica interna de la PELP. No prohíbe el emplazamiento: la regulación vinculante opera por los IPT, el SEIA y los permisos sectoriales.
Sensibilizado	Variable de incidencia media a la que se aplica un sobre costo (20%).	Encarece relativamente el área para favorecer alternativas más competitivas, sin excluirla. Orienta preservando la flexibilidad y la coexistencia de usos.	Señal económica indicativa; reconoce la viabilidad condicionada del territorio.
Potencial resultante	Territorio que integra el potencial habilitado tras la sensibilización, insumo de la modelación de expansión.	Representa el espacio de mayor certeza jurídica, técnica y de desarrollo. No es un subproducto resultante de las exclusiones, sino una selección positiva del territorio más apto.	Señal de localización indicativa; no constituye autorización ni restricción de uso del suelo.

La matriz traduce cada decisión de planificación a su efecto sobre la certeza del desarrollo y precisa su naturaleza jurídica, evitando la lectura del resultado como una zonificación de prohibiciones.

Resultados del cálculo de potenciales

El proceso 2028–2032 ha desarrollado el cálculo de los potenciales de generación renovable aplicando sucesivamente los criterios descritos. La



Tabla 45 presenta, por tipo de tecnología, la superficie (ha) y la potencia (MW): el potencial original; la superficie recortada o sensibilizada en cada etapa (recorte PELP por exclusiones, recorte PELP-PEER y sensibilización); y el potencial resultante. La potencia se deriva de la superficie según la densidad de cada tecnología (20, 3 y 7 ha/MW para eólico, fotovoltaica y concentración solar, respectivamente).

Tabla 45. Superficie y potencia por tecnología: recorte, sensibilización y potencial resultante (terrestre).

Tecnología	Unidad	Potencial original	Recorte PELP	Recorte PELP-PEER	Sensibilizado	Potencial resultante
Eólico terrestre	ha	2.434.841	74.989	215.794	843.125	1.591.716
Eólico terrestre	MW	121.742	3.749	10.790	42.156	79.586
Solar FV	ha	10.730.228	115.026	170.172	4.351.493	6.378.735
Solar FV	MW	3.576.743	38.342	56.724	1.450.498	2.126.245
Solar CSP	ha	1.043.529	4.393	4.393	272.312	771.217
Solar CSP	MW	149.076	628	628	38.902	110.174
Total	ha	14.208.598	194.408	390.359	5.466.930	8.741.668
Total	MW	3.847.561	42.719	68.142	1.531.556	2.316.005

Fuente: cálculo de potenciales PELP; archivo de trabajo de 15 de junio de 2026; cifras preliminares, sujetas a revisión.

El recorte por exclusiones (PELP y PELP-PEER) afecta una fracción menor del potencial, por ejemplo, en eólico terrestre, 215.794 ha equivalentes a 10.790 MW, mientras que la mayor parte del efecto proviene de la sensibilización, coherente con un instrumento que orienta mediante sobre costos antes que excluir.

Descontada la diferencia total recortada o sensibilizada, el potencial resultante alcanza 79.586 MW en eólico terrestre (–34,6% respecto del original), 2.126.245 MW en solar fotovoltaica (–40,6%) y 110.174 MW en solar de concentración (–26,1%); en conjunto, el potencial terrestre pasa de 3.847.561 MW a 2.316.005 MW (–39,8%). La distribución regional confirma la concentración del potencial en el norte (Antofagasta, Atacama y Tarapacá), en línea con el recurso solar.

9.4.5. Consideraciones y actualizaciones propuestas (PELP 2028-2032)

A partir del marco anterior, y atendiendo a la evolución normativa, se propone un conjunto de actualizaciones para el ciclo 2028–2032, orientadas a robustecer la trazabilidad de las variables y a perfeccionar el tratamiento metodológico sin alterar su lógica de fondo. Estas consideraciones se sintetizan en la Tabla 4 de acuerdo con la disponibilidad de información oficial.

Tabla 46. Actualizaciones normativas y metodológicas propuestas.

Variable / ámbito	Tratamiento PELP 2023-2027	Consideración propuesta 2028-2032	Fundamento
Áreas protegidas del SNAP	Exclusión por categoría (Parque Nacional, Reserva Nacional, Monumento Natural, Santuario, etc.).	Homologar la nomenclatura al SNAP y a la administración del SBAP; mantener exclusión y revisar excepciones por tecnología.	Entrada en operación del SBAP (Ley N°21.600)
Sitios prioritarios	Valorados conforme a la Ley N°19.300 (incidencia media; alta para humedales).	Migrar la referencia a la Ley N°21.600 y actualizar el polígono según el listado oficial de sitios prioritarios en definición.	Recalificación de sitios prioritarios bajo el nuevo marco; pendiente de la dictación reglamentaria.
Sitios arqueológicos	OdVT no considerado por ausencia de información oficial a escala nacional.	Incorporado como OdVT con tratamiento de exclusión, al encontrarse ya disponible la información a escala nacional.	Disponibilidad de la información patrimonial a escala nacional y criterio de teselación aplicado a los monumentos arqueológicos.

9.4.6. Eólico marino en la PELP 2028-2032: primera incorporación

El proceso 2028–2032 incorpora, por primera vez, la consideración territorial y ambiental del eólico marino (offshore). Su inclusión obedece a la maduración tecnológica de la fuente, a la existencia de señales de política pública, como la Política Energética Nacional, Actualización 2022, y a la presencia de antecedentes concretos en el espacio marino-costero.

Fundamento de la incorporación

La incorporación del eólico marino en el presente anexo no constituye una decisión de planificación: se trata de una caracterización territorial y ambiental de carácter anticipatorio, plenamente consistente con la naturaleza indicativa de la PELP. Tres consideraciones, de orden normativo, fáctico y metodológico, la fundamentan.

En lo normativo, el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos encomienda a la planificación anticipar, mediante un ejercicio prospectivo y en un horizonte no inferior a treinta años, los desafíos y oportunidades del sector. Caracterizar el espacio marino-costero (aun en ausencia de una intención de planificar su desarrollo en este ciclo) es coherente con dicho mandato prospectivo y no compromete decisión alguna sobre su ejecución.

En lo fáctico, existen antecedentes concretos que el proceso no puede desconocer: la adhesión de Chile a la Global Offshore Wind Alliance (GOWA) en julio de 2025, el desarrollo del estudio del Banco Mundial y el Ministerio de Energía “Análisis de escenarios para el desarrollo de la energía eólica marina en Chile” (2026) y el ingreso de las primeras solicitudes de concesión marítima ante la

Subsecretaría para las Fuerzas Armadas⁸⁹, en el marco de las metas de carbono neutralidad al 2050 y de diversificación de la matriz energética que fija la Política Energética Nacional, Actualización 2022. Frente a una dinámica ya presente en el territorio, la ausencia de una caracterización territorial y ambiental dejaría una brecha metodológica en el instrumento.

En lo metodológico, la incorporación refuerza la función de certeza de la PELP de anticipar dónde el eventual desarrollo offshore enfrentaría mayores o menores condicionamientos permite construir certeza territorial con antelación a cualquier decisión de planificación, sin restringir ni habilitar emplazamiento alguno. La caracterización es, por tanto, no vinculante y se inscribe en la misma lógica de selección positiva que ordena el componente terrestre: identifica el territorio de mayor certeza, no una zonificación de prohibiciones.

Marco normativo aplicable al emplazamiento marino

El emplazamiento de infraestructura de generación en el espacio marino se rige por un marco normativo sectorial diferenciado del terrestre, que los Objetos de Valoración Territorial marinos debe reconocer. Las concesiones marítimas se rigen por el DFL N°340, de 1960, cuya administración corresponde a la Subsecretaría para las Fuerzas Armadas, con informe de la Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante⁹⁰. El uso del borde costero se ordena por la Política Nacional de Uso del Borde Costero y por la Zonificación del Borde Costero⁹¹. A ello se suman el resguardo de los usos consuetudinarios mediante el Espacio Costero Marino de los Pueblos Originarios⁹²; la coexistencia con la actividad pesquera artesanal, regida por la Ley General de Pesca y Acuicultura, que reserva a la pesca artesanal la franja de las cinco millas marinas medidas desde las líneas de base⁹³, y por la Ley de Caletas⁹⁴; la coexistencia con la acuicultura; las categorías del Sistema Nacional de Áreas Protegidas con componente marino, bajo la Ley N°21.600; y la seguridad de la

⁸⁹ Las primeras solicitudes de concesión marítima asociadas a eólico marino han sido ingresadas ante la Subsecretaría para las Fuerzas Armadas, con proyecciones de operación hacia 2035.

⁹⁰ DFL N°340, de 1960, sobre concesiones marítimas, cuya administración corresponde a la Subsecretaría para las Fuerzas Armadas, con informe de la Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante (DIRECTEMAR).

⁹¹ Política Nacional de Uso del Borde Costero del Litoral de la República (D.S. N°475, de 1994) e instrumento de Zonificación del Borde Costero (ZUBC), en el marco de la Comisión Nacional de Uso del Borde Costero.

⁹² Ley N°20.249, de 2008, que crea el Espacio Costero Marino de los Pueblos Originarios (ECMPO).

⁹³ Artículo 47 de la Ley N°18.892, General de Pesca y Acuicultura (texto refundido por el D.S. N°430, de 1991), que reserva a la pesca artesanal una franja de cinco millas marinas medidas desde las líneas de base, desde el límite norte de la República hasta el paralelo que indica dicho artículo, y alrededor de las islas oceánicas.

⁹⁴ Ley N°21.027, de 2017, que regula el desarrollo integral y armónico de caletas pesqueras a nivel nacional y fija normas para su declaración y asignación (Ley de Caletas); reglamento aprobado por D.S. N°98, de 2018.



navegación. Este marco, junto con la naturaleza de la tecnología y las características batimétricas de la costa chilena, configura los condicionamientos que estructuran la valoración de los OdVT marinos.

Tratamiento metodológico: OdVT del eólico marino

La valoración de los OdVT marinos aplica los mismos criterios (normativo y de desarrollo) y los mismos tratamientos (no considerado, excluido y sensibilizado) definidos para el componente terrestre. Conviene distinguir esta valoración de los elementos que conforman el potencial técnico: los factores como la batimetría, la profundidad y la distancia a la costa, así como las exclusiones por presencia de áreas ya constituidas, entre ellas el Espacio Costero Marino de los Pueblos Originarios, operan en la delimitación del potencial que ingresa a la modelación y, por tanto, anteceden a las decisiones de planificación y no integran la tabla siguiente. Sobre la base de las variables marinas del inventario, y atendida la primera incorporación de la fuente, la



Tabla 47 sintetiza los OdVT del eólico marino, distingue las exclusiones de las variables sujetas a evaluación e identifica aquellas que se propone incorporar en la medida que se disponga de información oficial.

En aplicación de este marco, y en resguardo de la pesca artesanal, se establece la eliminación del potencial de generación eólica marina dentro de la franja de las cinco millas marinas reservada por el artículo 47° de la Ley General de Pesca y Acuicultura, exceptuando de dicha eliminación las áreas en que un titular cuente con una concesión marítima actualmente en trámite. Esta regla opera en la delimitación normativa del potencial y compatibiliza el resguardo del espacio costero para la actividad pesquera artesanal y las caletas con el reconocimiento de los derechos en formación derivados de las solicitudes de concesión ya ingresadas.

Tabla 47. Objetos de Valoración Territorial del eólico marino (offshore).

Objeto de Valoración Territorial (marino)	Criterio	Tratamiento	Observación
Áreas protegidas del SNAP con componente marino (Parque Nacional, Reserva Nacional, Santuario, Monumento Natural)	Normativo	Excluido	Categorías del SNAP bajo la Ley N°21.600.
Área Apropiada para la Acuicultura (AAA)	Desarrollo	Excluido	Coexistencia con usos productivos del borde costero.
Zonas de pesca artesanal (5 millas)	Normativo/Desarrollo	Excluido excepto para concesiones por proyectos eólicos offshore en trámite	Coexistencia socioeconómica del borde costero.
Rutas marítimas	Desarrollo	Excluido en Los Lagos.	Seguridad de la navegación, pero sobre todo para la conectividad local y nacional.
Fibra óptica	Desarrollo	Excluido	Seguridad de la interconexión digital del país
Áreas de ejercicios y seguridad marítima	Normativo	Sin tratamiento	No coinciden con los sectores con potencial.

El tratamiento de los OdVT marinos es preliminar y de carácter indicativo; las variables señaladas como “a incorporar” se sujetan a la disponibilidad de información oficial y no prejuzgan decisión de planificación alguna.

Resultados del cálculo del potencial de eólico marino

El potencial de eólico marino se calcula por franjas de profundidad, distinguiendo la apta para tecnología de fondo fijo (0–60 m) de las aptas para tecnología flotante (60–500 m y 500–1.300 m). La Tabla 7 presenta la superficie y la potencia: el potencial original, la superficie recortada por el recorte PELP y el potencial resultante. El recorte es especialmente intenso en la franja costera de 0–60 m —donde se recortan 88.947 de 92.881 MW, quedando 3.934 MW— por efecto de las exclusiones del borde costero, entre ellas la reserva de las cinco millas para la pesca artesanal. En conjunto, el potencial marino se reduce desde 534.248 MW a 179.778 MW tras el recorte PELP (–66,4%), concentrándose el potencial resultante en las regiones del centro-sur, encabezadas por Los Lagos, Biobío y Maule.



Tabla 48. Superficie y potencia del eólico marino por franja de profundidad.

Franja de profundidad	Unidad	Potencial original	Recorte PELP	Potencial resultante
0–60 m (fondo fijo)	ha	3.157.944	3.024.191	133.753
0–60 m (fondo fijo)	MW	92.881	88.947	3.934
60–500 m (flotante)	ha	11.282.445	7.721.678	3.560.767
60–500 m (flotante)	MW	331.837	227.108	104.728
500–1.300 m (flotante)	ha	3.724.037	1.306.107	2.417.929
500–1.300 m (flotante)	MW	109.530	38.415	71.116
Total marino	ha	18.164.426	12.051.976	6.112.449
Total marino	MW	534.248	354.470	179.778

Fuente: Cálculo de potenciales PELP, archivo de trabajo de 15 de junio de 2026.

9.5. Red de transmisión representativa

La red representativa utilizada en el modelo de expansión del SEN o PyPSA-CL, es una red de 234 nodos, utilizada por el CEN en su Propuesta de Expansión de la Transmisión, que realiza en forma anual, correspondiente al modelo PLP⁹⁵. A continuación, se presentan unas visualizaciones correspondientes a esta red para dar un mejor contexto de la representación territorial del modelo.

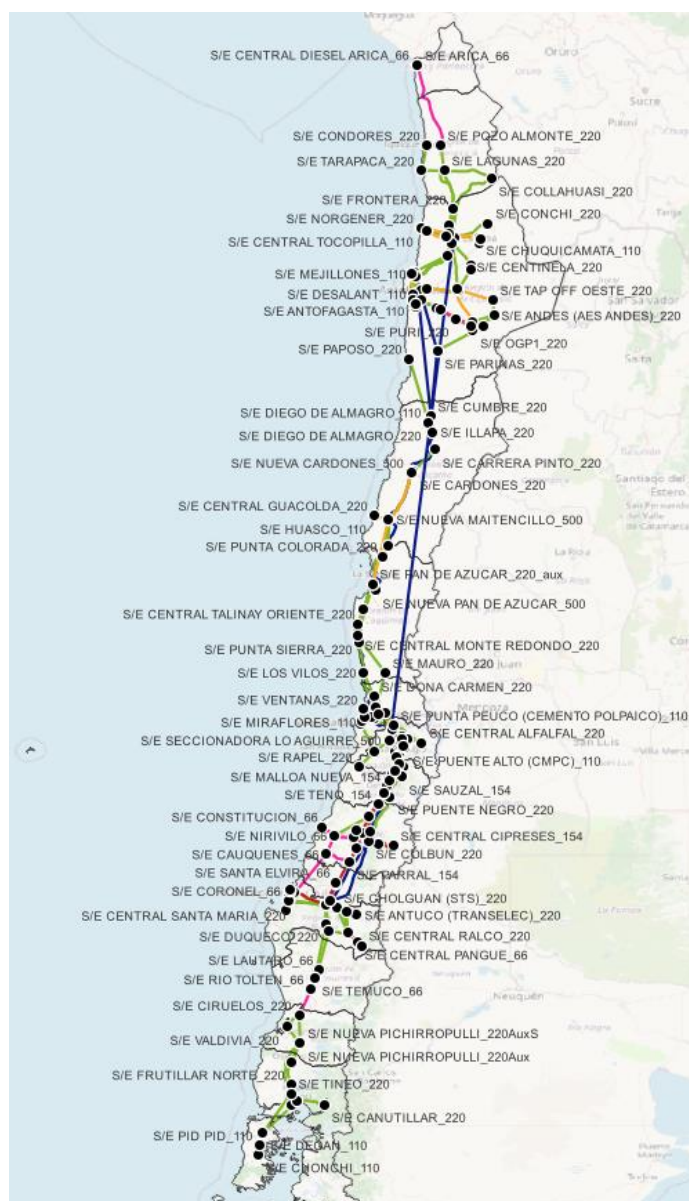


Figura 127: Red de transmisión utilizada en el modelo de expansión del SEN (PyPSA-CL).

⁹⁵ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion/informacion-relacionada-con-el-modelo-plp/>

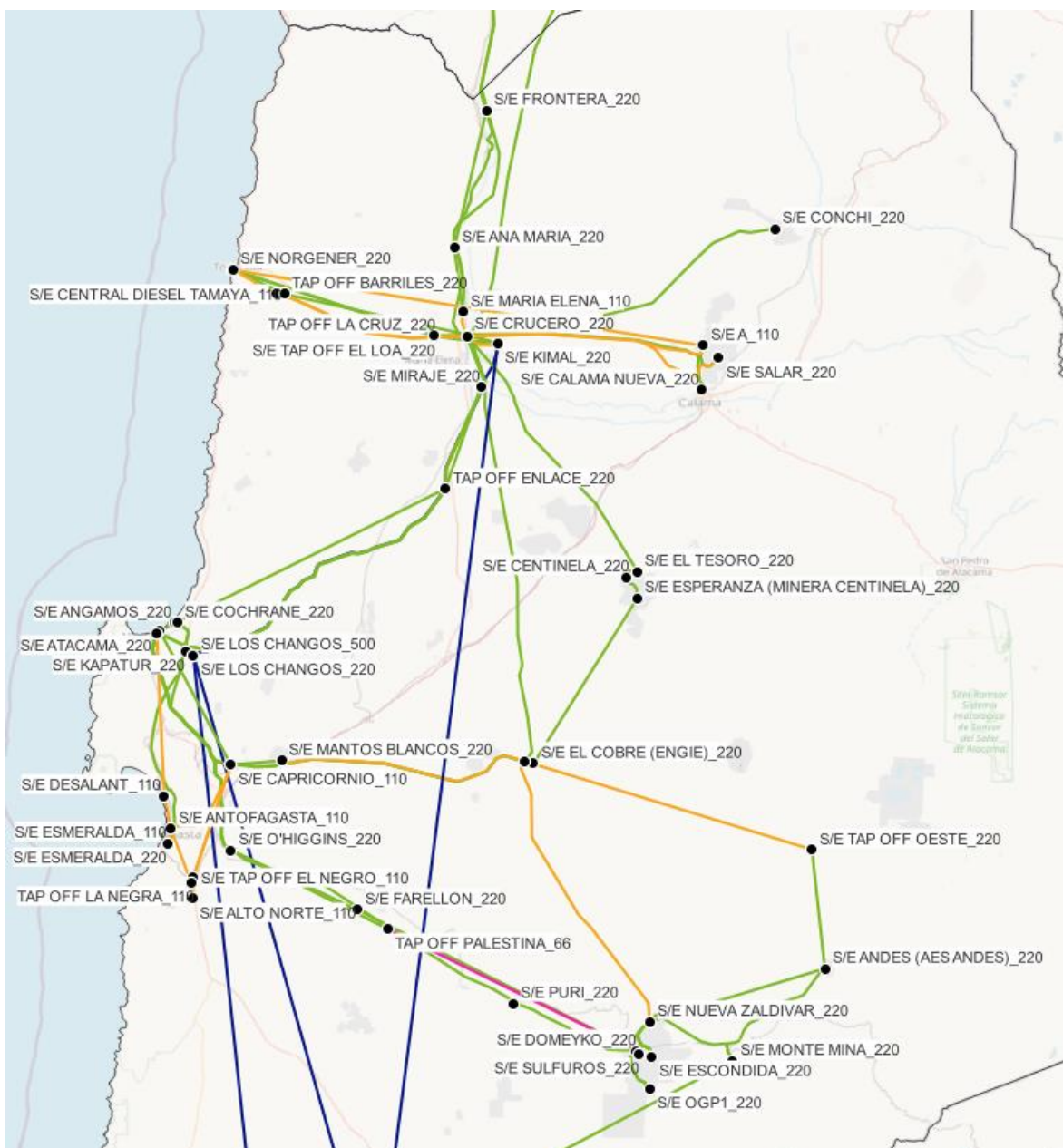


Figura 128: Red de transmisión utilizada en el modelo de expansión del SEN (PyPSA-CL). Zoom a la Región de Antofagasta.

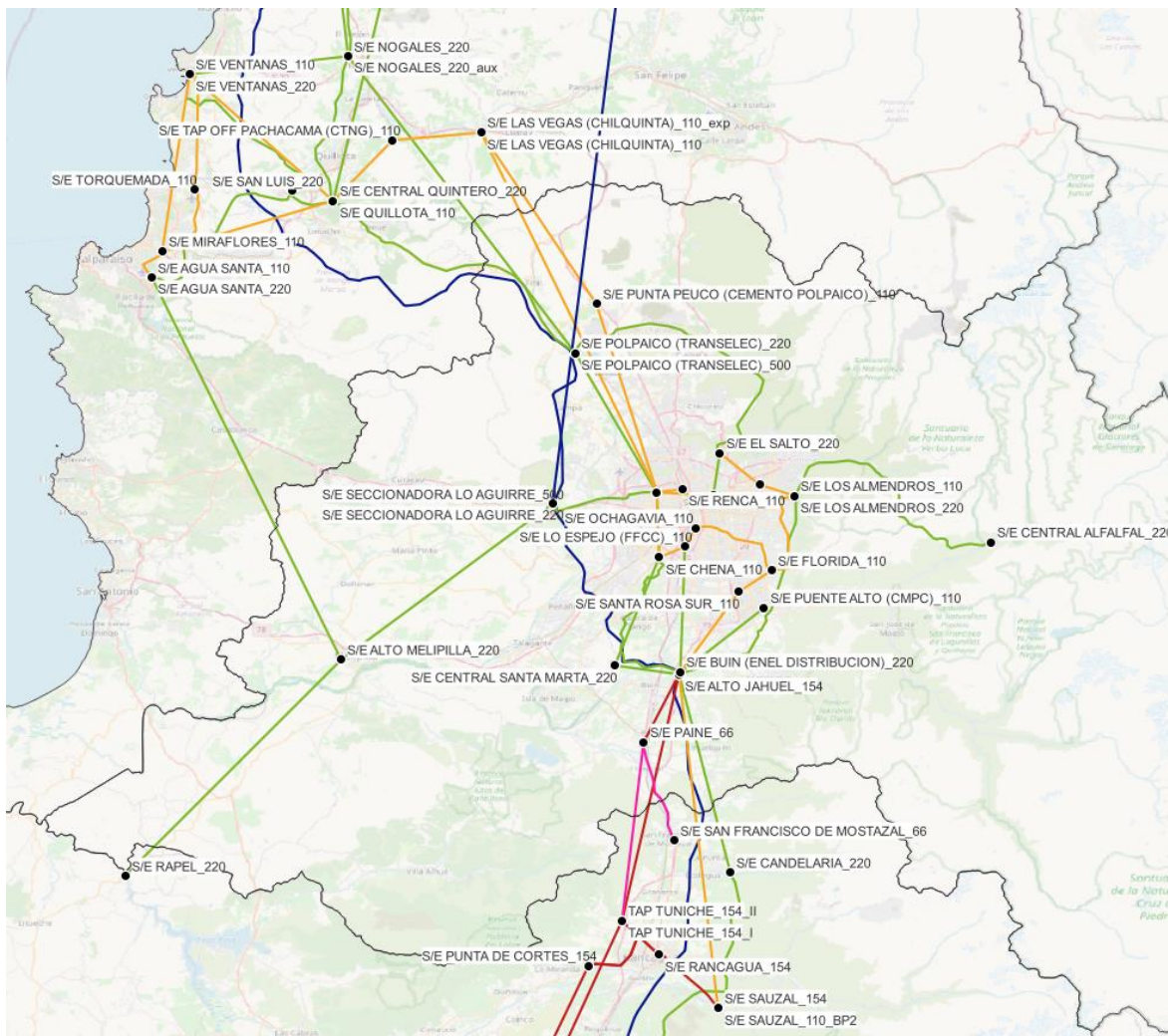


Figura 129: Red de transmisión utilizada en el modelo de expansión del SEN (PyPSA-CL). Zoom a la Región de Valparaíso, Metropolitana y de O'Higgins.

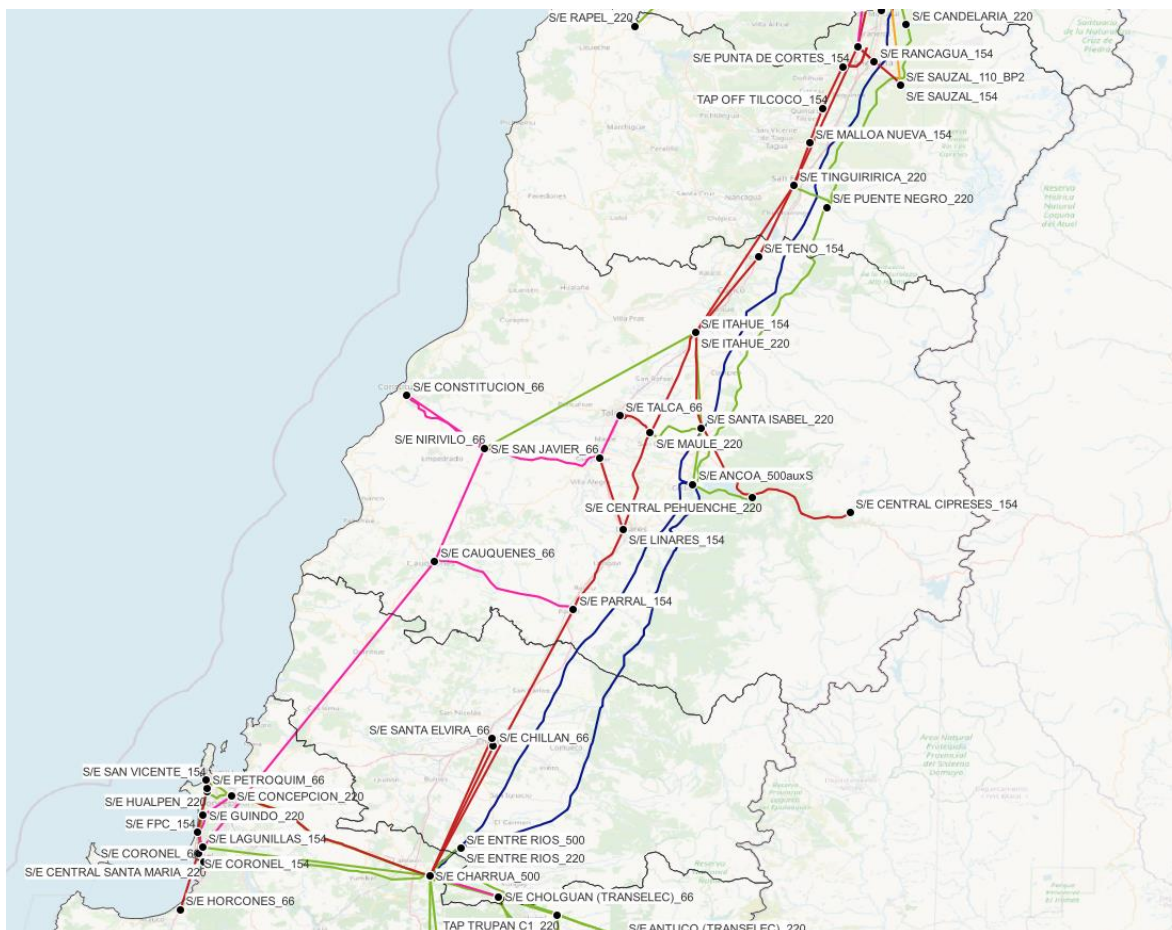


Figura 130: Red de transmisión utilizada en el modelo de expansión del SEN (PyPSA-CL). Zoom a las Regiones de O'Higgins, Maule, Nuble y Biobío.