



INFORME DEFINITIVO

22 de abril de 2025

PALABRAS DEL MINISTRO DE ENERGÍA

DIEGO PARDOW LORENZO



La Planificación Energética de Largo Plazo es un instrumento de política pública fundamental para garantizar un desarrollo sostenible, resiliente y justo para nuestro país. Esta herramienta permite conectar las metas más importantes de nuestro sector, presentes en nuestra Política Energética Nacional y nuestros compromisos climáticos, a través de un proceso prospectivo para priorizar y balancear decisiones en distintos contextos y bajo diferentes circunstancias.

Uno de sus principales resultados de la PELP es permitir definir y materializar la expansión y optimización en infraestructura que requerirá el sistema para materializar los compromisos en materia de transición energética.

Este instrumento, nos permite definir escenarios energéticos de largo plazo, polos de desarrollo de generación eléctrica y la proyección de demanda y oferta energética en los próximos 30 años. Es un proceso vivo que se realiza cada cinco años y que puede ser actualizada parte de su información y supuestos anualmente, entendiendo que el sector energía y la misma transición, es un proceso dinámico que está sujeto a múltiples factores que debemos analizar constantemente.

Este proceso nos invita a incorporar proyecciones económicas, los efectos del cambio climático, miradas territoriales, avances tecnológicos y los posibles cambios geopolíticos, todo a través de un proceso activo de participación ciudadana, trabajo interinstitucional y análisis técnico.

Este segundo proceso quinquenal incorpora por primera vez la definición de Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE), en las provincias de Antofagasta y Tocopilla, habilitando los sistemas de transmisión para polos de desarrollo para impulsar economías de escala en esta materia. La determinación de los PDGE se realizó a con una robusta Evaluación Ambiental Estratégica.

La PELP no es una política pública aislada, si no que se nutre de diferentes fuentes de información e insuma otros instrumentos nacionales, como la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) o la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), que presentamos cada cinco años a la comunidad internacional, así como a nivel sectorial ha aportado al Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía, al Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 o al Plan de Descarbonización.

Este instrumento nos permite anticipar los desafíos del futuro, responder con visión estratégica a las necesidades de nuestras comunidades y orientar las decisiones de inversión hacia un sistema energético más limpio, seguro y accesible para todas y todos.



Diego Pardow Lorenzo
Ministro de Energía

PALABRAS DEL SUBSECRETARIO DE ENERGÍA

LUIS FELIPE RAMOS BARRERA



Seguir cultivando y reforzando las instituciones es fundamental para el desarrollo de políticas con visión de largo plazo. La Planificación Energética de Largo Plazo nos permite proyectar de manera seria y cuantitativa el futuro energético de nuestro país, dotando al sector de importantes atributos que facilitan la toma de decisiones de política pública.

Nuestro sector requiere certezas en las distintas escalas de tiempo, considerando que las inversiones requieren una estructura financiera a largo plazo para poder materializarse.

Definir un futuro energético con posibles rutas concretas, construido a través de un proceso participativo, es lo que la

Planificación Energética de Largo Plazo le permite no solo al sector, si no que a Chile y sus instituciones en su conjunto.

Este proceso, regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, que hoy finaliza su segunda versión con el periodo 2023-2027, nos ha permitido proyectar de manera sinérgica el futuro energético del país para orientar el desarrollo de la infraestructura necesaria y, en particular, de la transmisión eléctrica. Esta política tiene una visión de Estado, a través de un proceso participativo robusto y transparente, que además es complementario con nuestra Política Energética Nacional y los otros instrumentos sectoriales del Ministerio de Energía.

Esta nueva Planificación Energética de Largo Plazo es fruto de un sólido trabajo no solo entre los equipos del Ministerio de Energía, sino que también con las diversas instituciones públicas que han sido parte, así como de la ciudadanía en general a través de diversas instancias a lo largo de su desarrollo. Esperamos que los resultados de la PELP sean también un aporte al quehacer de los distintos actores clave del sector.

La participación de cada persona a lo largo de todo este proceso ha sido crucial y destacamos la construcción de una mirada consensuada y de acuerdos que nos han permitido proyectar la evolución del sistema energético, considerando los importantes desafíos que atraviesa nuestro sector.



Luis Felipe Ramos Barrera
Subsecretario de Energía

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 cuentan las regiones en materia de energía. El proceso PELP 2023-2027 definió tres escenarios: Recuperación Lenta, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, asociados a distintas narrativas de desarrollo del país y el sector energético, los cuales incluyen factores externos y factores modificables.

El proceso PELP 2023-2027 introduce por primera vez en el sector energético los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, que corresponden a zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables. El aprovechamiento de estos recursos, 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. El proceso PELP 2023-2027 ha identificado como provincias candidatas a polos a Antofagasta y Tocopilla, e incluido estas zonas dentro de su proyección de oferta, resultantes del proceso de modelación eléctrica.

El actual proceso 2023-2027, que corresponde a la segunda planificación del Ministerio de Energía² y que inició formalmente en el 28 de diciembre de 2020, contó con las distintas etapas mandatadas por el reglamento, entre ellas, Registro de Interesados, audiencias públicas, publicación de informes preliminar y final, proceso de Evaluación Ambiental Estratégica para los candidatos a polos y el presente informe definitivo. Para su finalización de emitirá el Decreto de Planificación Energética periodo 2023-2027 el cual definirá polos de desarrollo, facultando a la Comisión Nacional de Energía para proponer obras de transmisión para ellos por primera vez.

Entre los resultados principales de la PELP 2023-2027 se destacan:

- La expansión de la generación contempla, 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. Por otro lado, hacia el 2050, en el escenario Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, se desarrolla en gran medida la energía solar fotovoltaica, apalancada por

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.

² El proceso vigente se encuentra bajo el Decreto N° 92, de 2018, del Ministerio de Energía, aprueba Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1116938&idVersion=2018-04-10>

el almacenamiento, en la zona Norte. Esto último guarda estrecha relación con el desarrollo del hidrógeno verde en dicha zona.

- La transmisión, bajo los tres escenarios, indica la necesidad de expandir la capacidad en las zonas con gran potencial eólico. En particular, bajo los tres escenarios se identifica la necesidad de expandir la red entre las subestaciones Parinas y las subestaciones Cumbre y Los Changos. Asimismo, se identifica la necesidad de expandir la capacidad en el tramo entre Alto Jahuel y Río Malleco por cerca de 3.000 MW en gran parte de este tramo dentro de los próximos 20 años.
- Esta última necesidad está alineada con lo propuesto por la Comisión Nacional de Energía en su Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2024, para la obra de transmisión HVDC entre Lo Aguirre y Entre Ríos por la misma capacidad.
- Se identificaron como provincias candidatas a Polos de Desarrollo de Generación a Antofagasta y Tocopilla, utilizando criterios que responden a las dimensiones social-ambiental-territorial y económica-tecnológica.
- En la Provincia de Tocopilla se diseñan dos zonas de generación renovable, en las comunas de Tocopilla y María Elena, con la finalidad de compensar la potencia de la generación térmica saliente en la comuna de Tocopilla y ser parte de la cadena de valor del hidrógeno verde, en el marco de la integración bioceánica.
- En la Provincia de Antofagasta, se diseñan tres zonas, en las comunas de Sierra Gorda y Taltal, priorizando nuevos territorios con potenciales energéticos “sitio-específicos”, como el eólico y de Concentración Solar de Potencia (CSP), en base a una composición mixta de la matriz energética.

Por otra parte, respecto al trabajo futuro de la planificación energética, algunos de los principales hitos son:

- Publicación del Decreto de Planificación Energética, periodo 2023-2027, a julio de 2025.
- Desarrollo de estudios técnicos para mejorar las proyecciones de hidrógeno verde y generación distribuida, así como las metodologías para resiliencia.
- Inicio formal del proceso 2028-2032 antes del 31 de diciembre de 2025.
- Proceso participativo PELP 2028-2032, tentativamente, entre enero y abril de 2026.
- Preparación del Informe Preliminar PELP 2028-2032 entre mayo y julio de 2026.
- Publicación del Informe Preliminar PELP 2028-2032 en agosto 2026.
- Desde septiembre 2026, Evaluación Ambiental Estratégica de los candidatos a Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica.
- A modo general, el Ministerio de Energía trabajará en mejorar los procedimientos y tiempos del proceso de planificación con el fin de acotar el tiempo total.

CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	4
CONTENIDOS.....	6
1. INTRODUCCIÓN.....	8
1.1 QUÉ ES LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO	8
1.2 VISIÓN ESTRATÉGICA.....	8
1.3 DESARROLLO DE LA TRANSMISIÓN.....	9
2. PROCESO DE ELABORACIÓN	10
2.1 ETAPAS	10
2.2 PARTICIPACIÓN CIUDADANA	11
3. ESCENARIOS ENERGÉTICOS Y ENTORNO DE MODELAMIENTO	13
3.1 ¿QUÉ ES UN ESCENARIO ENERGÉTICO?.....	13
3.2 CONSTRUCCIÓN ESCENARIOS 2023-2027.....	14
3.3 ESCENARIOS ENERGÉTICOS 2023-2027	14
3.4 FACTORES	16
3.5 CARACTERIZACIÓN POR SECTORES.....	19
3.6 RELACIÓN METODOLÓGICA MODELOS DE PROYECCIÓN	21
4. PROYECCIONES ENERGÉTICAS.....	25
4.1 CONSIDERACIONES	25
4.2 MEDIDAS POR SECTORES DE LA ECONOMÍA.....	28
4.3 RESULTADOS DE LA MODELACIÓN ENERGÉTICA.....	30
4.4 DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEMANDA ENERGÉTICA	37
5. PROYECCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO	41
5.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y CONSIDERACIONES.....	41
5.2 POTENCIAL RENOVABLE	43
5.3 COSTOS DE INVERSIÓN DE TECNOLOGÍAS.....	45
5.4 PRECIOS DE COMBUSTIBLES FÓSILES.....	49
5.5 TRAYECTORIA DE RETIRO Y/O RECONVERSIÓN DE CENTRALES A CARBÓN	50
5.6 TRAYECTORIA IMPUESTO A LAS EMISIONES	51
5.7 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	53
5.8 RESULTADOS DE LA MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	57
5.9 ANÁLISIS DE RESILIENCIA	74

6. FORTALECIMIENTO DE LA TRANSMISIÓN: POLOS PARA UN DESARROLLO SUSTENTABLE	80
6.1 DEFINICIÓN DE POLOS DE DESARROLLO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (PDGE)	80
6.2 FUNDAMENTOS IDENTIFICACIÓN PROVINCIAS POTENCIALES PDGE.....	81
6.3 METODOLOGÍA PDGE.....	83
6.4 PDGE PROVINCIA DE TOCOPILLA.....	86
6.5 PDGE PROVINCIA DE ANTOFAGASTA.....	91
7. CONCLUSIONES, ESPACIOS DE MEJORA Y TRABAJO FUTURO.....	98
7.1 CONCLUSIONES	98
7.2 ESPACIOS DE MEJORA.....	99
7.3 TRABAJO FUTURO	100
8. ANEXOS.....	101
8.1 PARTICIPACIÓN CIUDADANA.....	101
8.2 CO-CONSTRUCCIÓN DE LA PELP	105
8.3 CONSIDERACIONES MODELO ENERGÉTICO	108
8.4 MEDIDAS MODELO ENERGÉTICO.....	110
8.5 CONSIDERACIONES TERRITORIALES	113
8.6 DEMANDA ELÉCTRICA (HIDRÓGENO)	115
8.7 COORDENADAS POLOS DE DESARROLLO	118

1. INTRODUCCIÓN

1.1 QUÉ ES LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

La Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) es un proceso establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)³ en sus artículos 83° al 86 y regulado por el Decreto N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo (en adelante, el reglamento).

La PELP es desarrollada por el Ministerio de Energía cada cinco años y debe incluir distintos escenarios energéticos de expansión de la oferta y de la demanda, en un horizonte de a lo menos treinta años, 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 planificación deberá considerar dentro de sus análisis los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía.

Además, como es un proceso continuo, anualmente el Ministerio de Energía podrá emitir en abril un Informe de Actualización de Antecedentes (IAA) que contiene un análisis comparativo entre la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos y los demás antecedentes considerados en los escenarios energéticos definidos en el Decreto de Planificación Energética vigente y las señaladas variables a la fecha del análisis, con el objetivo de definir y cuantificar las diferencias, identificar el impacto sobre los escenarios energéticos del informe definitivo y la pertinencia de actualizar los antecedentes que correspondan.

Los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE) son lugares priorizados por el Ministerio de Energía, con una mirada de largo plazo, para generar energía renovable, en armonía con el territorio y las comunidades, impulsando además el desarrollo local, habilitando condiciones claves para contribuir a los compromisos y metas establecidas en instrumentos estratégicos, como la Política Energética Nacional, la Ley Marco de Cambio Climático y, particularmente, la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile, en línea con alcanzar la meta de carbono neutralidad a más tardar el año 2050.

Asimismo, los procesos quinquenales de la PELP tienen tres principales etapas: la definición de escenarios energéticos de largo plazo, las proyecciones de oferta y demanda energética y los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE).

1.2 VISIÓN ESTRATÉGICA

La Planificación Energética de Largo Plazo es un instrumento que permite anticipar, a través de un proceso prospectivo, los desafíos que, en distintos horizontes temporales, podría enfrentar el sector energía. En particular, las proyecciones de demanda y oferta energética que son el resultado de cada escenario construido y definido permiten responder a las necesidades de las personas, de los sectores productivos y de los territorios, de modo de

³ Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>

equilibrar y hacer sinergia entre el desarrollo económico, los compromisos ambientales y las necesidades de la sociedad.

Este ejercicio, que es continuo en un proceso quinquenal, le entrega las herramientas al Ministerio de Energía, sus instituciones relacionadas y los actores claves del sector en general, para orientar la toma de decisiones y, en particular, las posibles inversiones futuras en infraestructura energética que permitan una transición justa, segura y resiliente, en línea con las metas climáticas y las políticas de Estado que rigen el avance de un sector tan importante como el energético, que no solo tiene una labor en sí misma, sino que también es el motor del desarrollo de todo el país, tanto desde el punto de vista productivo como del bienestar de las personas.

Asimismo, desempeña un papel importante en la identificación de nuevas tecnologías o energéticos, que podrían permitir cumplir las proyecciones o, incluso, acelerar los objetivos que se han trazado. Sin embargo, como en todo proceso prospectivo, es fundamental revisar constantemente los supuestos y proyecciones que se han realizado, y por ello la etapa de actualización de antecedentes, así como la misma actualización cada cinco años de la PELP, permite robustecer los resultados y entregarle mayores niveles de certeza, teniendo también en cuenta los límites y brechas que ello puede significar.

1.3 DESARROLLO DE LA TRANSMISIÓN

La PELP es el principal insumo que orienta la expansión y el desarrollo de la transmisión eléctrica. Los escenarios energéticos y la proyección de la oferta eléctrica delinean los refuerzos, ampliaciones y nueva infraestructura de la red eléctrica. El siguiente diagrama presenta las fases del proceso actual de la planificación energética, además de las diversas instituciones públicas y privadas involucradas, fomentando una coordinación permanente entre las mismas, lo que se ha afiatado en el proceso PELP 2023-2027.

La transmisión eléctrica es fundamental para habilitar las metas ambientales y climáticas que se han establecido como país. La construcción de una mirada de largo plazo de forma participativa permite dotar al proceso de expansión de la transmisión de un insumo fundamental que permite planificar las obras de expansión que deben realizarse en el corto plazo, de manera tal que sean coherentes con una visión de mediano y de largo plazo.

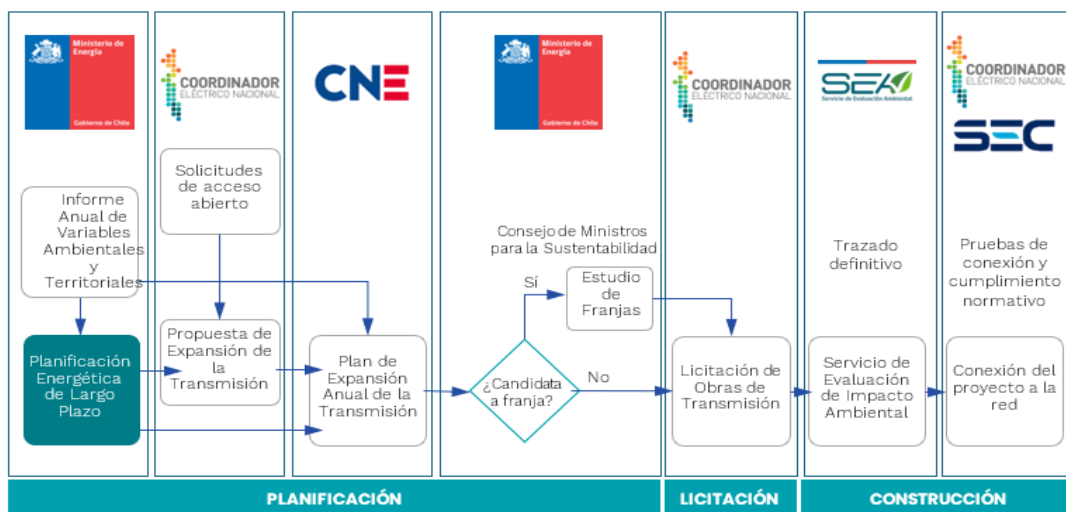


Figura 1: Fases del proceso actual de la planificación energética e instituciones involucradas.

2. PROCESO DE ELABORACIÓN

2.1 ETAPAS

En esta sección se presenta de manera resumida cómo se conectan los distintos pasos de un proceso de planificación energética, comenzando con los escenarios energéticos de largo plazo y culminando con el impacto y los requerimientos de infraestructura para poder materializar la visión energética.

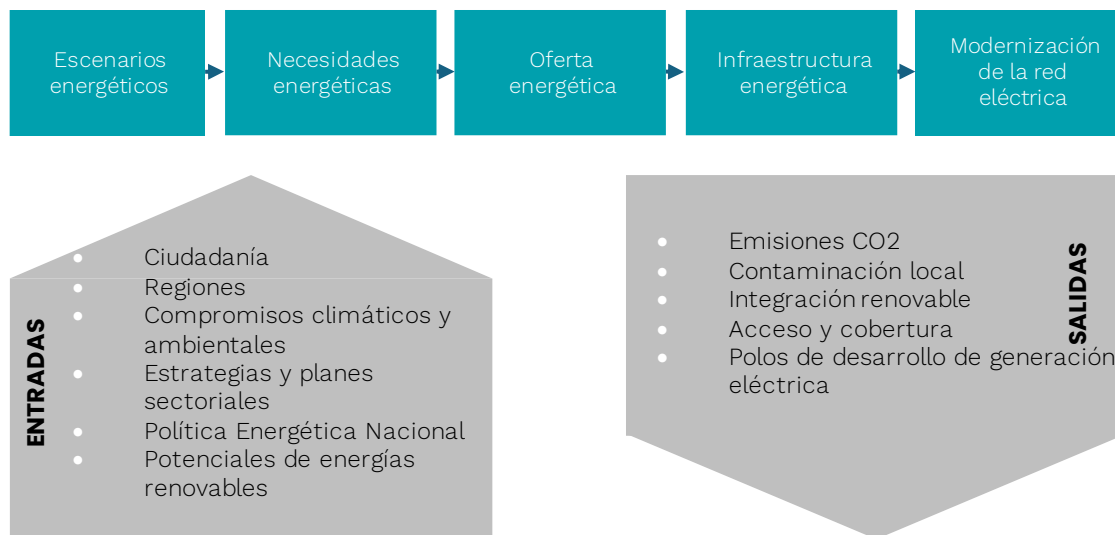


Figura 2: Insumos considerados para la construcción de los nuevos escenarios energéticos.

Escenarios energéticos

Se definen como el 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 uno deberá de considerar una oferta de energía para tales fines.

Así, el proceso comienza con la definición y construcción conjunta de ellos, a través de un trabajo técnico junto a un proceso participativo, donde se debe considerar los distintos insumos provenientes de la ciudadanía, de las distintas visiones y contextos regionales, de compromisos climáticos y ambientales a nivel país, así como los propios instrumentos sectoriales del Ministerio de Energía o sus instituciones relacionadas.

Además, un insumo es la identificación de los potenciales renovables en el territorio nacional, considerando el rol que cumplen las energías renovables en la transición energética y, por lo tanto, se requiere de un proceso armónico en la planificación y desarrollo de proyectos.

Necesidades energéticas

Una vez definidos los escenarios energéticos, la planificación energética caracteriza y proyecta las necesidades energéticas de la sociedad en su conjunto, tanto para el corto,

mediano y largo plazo, es decir, los usos de energía que serán requeridos por los distintos sectores de la sociedad, alineado con las políticas sectoriales y los compromisos del país en materia climática, así como el desarrollo de tecnologías

Oferta energética

Una vez identificada la demanda energética que será requerida por la sociedad, es necesario identificar y proyectar los requerimientos de energía necesarios para abastecer dicha demanda (oferta energética) junto a las opciones necesarias para el suministro, tales como energía eléctrica, combustibles fósiles, biocombustibles, combustibles bajos en emisiones, entre otros, de manera costo-eficiente.

Para alcanzar los compromisos ambientales y climáticos del país, es fundamental una transición energética justa, segura y resiliente que permita, no solo disminuir los niveles emisiones locales y globales, sino que entregar un suministro energético confiable y de calidad para las personas y las distintas actividades productivas. Así, uno de los objetivos de la planificación energética es identificar la oferta energética eficiente para abastecer las proyecciones de necesidades energéticas de la sociedad. La planificación energética considera todos los usos energéticos proyectados y toda la oferta energética disponible, para luego definir cuánto de ella será cubierta a través de electricidad, permitiendo orientar la expansión de la transmisión eléctrica a través de la proyección la matriz en un horizonte temporal definido, considerando su ubicación territorial, capacidad y tecnología.

Infraestructura energética

El proceso continúa con la identificación de alternativas para la infraestructura necesaria que permita dar soporte a dicha demanda, proyectando, de forma indicativa, la ubicación de futuros proyectos de generación eléctrica en el territorio y, por otra parte, proyectar la infraestructura para la transmisión eléctrica a partir de dichos proyectos para cada uno de los escenarios energéticos.

Modernización de la red eléctrica

El proceso de planificación energética permite realizar un análisis de las distintas alternativas tecnológicas que permiten alcanzar el futuro energético proyectado para cada uno de los escenarios. Además de las diferentes opciones tecnológicas de generación de electricidad, se analizan alternativas de inversión que permiten hacer un mejor uso de la infraestructura existente, mediante la optimización y refuerzo de instalaciones, así como de expansión de obras requeridas.

Del mismo modo, se analizan alternativas tecnológicas que permitan migrar desde la operación de la red eléctrica actual, hacia la red eléctrica que se vislumbra al largo plazo, entendiendo que las decisiones actuales deben habilitar el desarrollo sustentable esperado, y ser coherentes con las proyecciones energéticas.

2.2 PARTICIPACIÓN CIUDADANA

La Ley General de Servicios Eléctricos mandata un registro de participación ciudadana para que toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso pueda hacerlo.

Así, el Reglamento de la Planificación Energética de Largo Plazo⁴ define los lineamientos y exigencias de las etapas participativas, que son fundamentales para generar instancias de diálogo y reflexión colectiva, abiertas a la ciudadanía, sobre las oportunidades y desafíos del sector energético en un horizonte de largo plazo, permitiendo abordar aspectos sociales, ambientales, territoriales, culturales y tecnológicos, en línea con los estándares del Ministerio de Energía en cuanto a la co-construcción de sus políticas públicas.

Para el proceso PELP 2023-2027 se destacan los siguientes momentos en el proceso participativo⁵:

- Proceso de inscripción de interesados⁶: Permite el acceso a todos los productos que se generan a lo largo del proceso, habilitando la posibilidad de realizar observaciones a ellos, que deberán ser debidamente considerados y respondidos por parte del Ministerio de Energía.
- Talleres de co-construcción: Instancias virtuales de trabajo participativo en los cuales se discutió sobre aspectos técnicos desde una perspectiva ciudadana.
- Audiencias públicas⁷: Primera audiencia inicial para la presentación del plan de trabajo, segunda audiencia para presentar avances de los talleres, sumado a las audiencias de lanzamiento del Informe Preliminar e Informe Definitivo.
- Observación a los informes preliminar y definitivo: Según lo establecido en el reglamento, el Registro de Interesados puede realizar observaciones al Informe Preliminar e Informe Definitivo, las que deberán ser debidamente respondidas y/o consideradas en los informes siguientes⁸.

Más información del proceso participativo y de deliberación ciudadana de la PELP 2023-2027 ha sido incorporado en el Anexo 8.1.

⁴ Decreto N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1098751>

⁵ Más detalles se pueden encontrar en la página web de la PELP: <https://energia.gob.cl/pelp/proceso-participativo>

⁶ Resolución Exenta N° 31, de 2020, del Ministerio de Energía, que declara abierto el proceso de inscripción del registro de participación ciudadana del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo señalado en la Ley General de Servicios Eléctricos, y establece sus plazos y condiciones. Disponible en: <https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/1871207.pdf>

⁷ El material y registro de las audiencias y talleres se encuentra disponible aquí: <https://energia.gob.cl/pelp/audiencias>

⁸ Las observaciones y sus respectivas respuestas para ambos informes se encuentran disponibles en: <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>

3. ESCENARIOS ENERGÉTICOS Y ENTORNO DE MODELAMIENTO

3.1 ¿QUÉ ES UN ESCENARIO ENERGÉTICO?

El reglamento lo define como un 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. Además, cada escenario deberá de considerar una oferta de energía para tales fines.

A través de la construcción de escenarios energéticos se busca acotar el rango de posibilidades futuras, entendiendo la incertidumbre que representan las próximas décadas, y tomando en cuenta los compromisos y metas, principalmente en los ámbitos energético y climático que ha adquirido Chile en el último tiempo.

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:

- Diseñar y evaluar políticas públicas nuevas o en desarrollo, 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.

El concepto de escenario es ampliamente utilizado por diversas instituciones y agencias relacionadas a asuntos energéticos gubernamentales o internacionales⁹, donde un escenario energético permite dar un marco conceptual a la realidad energética que se está estudiando. Un caso particular es el Operador Nacional del Sistema Energético de Gran Bretaña (NESO, por sus siglas en inglés), donde los escenarios apuntan a la descarbonización y el cambio social que ello implica, mientras que para la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO, por sus siglas en inglés) son un instrumento para definir objetivos climáticos y energéticos, en función de las preferencias tecnológicas y los aspectos sociales y económicos, tanto nacionales como locales.

⁹ Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), Consejo Internacional de la Energía (WEC, por sus siglas en inglés), Operador Eléctrico del Reino Unido (ESO, por sus siglas en inglés), Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO, por sus siglas en inglés), Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), entre otros.

3.2 CONSTRUCCIÓN ESCENARIOS 2023-2027

Los escenarios energéticos se construyeron de manera conjunta con el Registro de Participación Ciudadana, en la siguiente ronda de talleres:

- Taller 1 – Externos¹⁰: Introducción y nivelación, ejemplos ilustrativos y presentación de los factores externos y sus combinaciones.
- Taller 2A y 2B¹¹ – Tensiones: Sistematización del taller 1, presentación de factores modificables y trabajo práctico en torno a las tensiones implicadas en los escenarios.
- Taller 3 – Técnico¹²: Presentación de los escenarios preliminares y trabajo práctico en torno a los insumos que surgieron de los procesos participativos.
- Audiencia Pública 2 – Escenarios¹³: Presentación de los nuevos escenarios energéticos de largo plazo.

Cabe destacar que este proceso de construcción fue realizado durante el 2021, por lo que es importante situar el contexto general de dicho año, marcado por la pandemia del COVID-19 iniciada en 2020. Además, ello podrá explicar la ausencia de otros temas que han sido relevantes para el sector, como el contexto geopolítico, que surgieron posterior a dicho periodo.

Por otra parte, los escenarios energéticos se construyen sobre una lista de factores, que son aquellos elementos que representan una característica determinada como importante y se pueden clasificar en externos o modificables, de acuerdo con la incidencia o capacidad de influencia que la sociedad tendrá sobre ellos.

3.3 ESCENARIOS ENERGÉTICOS 2023-2027

En esta oportunidad, se definieron los siguientes tres (3) escenarios energéticos de largo plazo: Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN), y Transición Acelerada (TA).

Recuperación Lenta

El impacto económico y social debido a la pandemia del COVID-19, en todos los niveles, se traduce en una ralentización de la economía y, en particular, de la transición energética. En Chile, ante una menor disponibilidad de recursos, el foco es la reactivación económica y en materia energética se priorizan acciones que apuntan a mejorar la calidad del servicio.

Para este escenario, las medidas se centran avanzar en los compromisos de Chile y el sector energético para avanzar en electromovilidad y eficiencia energética, pero una transformación tecnológica baja, derivada de una disminución de costos lenta de las soluciones renovables, se traducen una incerteza para el cumplimiento de los compromisos climáticos.

¹⁰ Desarrollado el 4 de mayo de 2021.

¹¹ Desarrollados el 11 y 18 de mayo de 2021, respectivamente.

¹² Desarrollado el 8 de junio de 2021.

¹³ Desarrollado el 25 de junio de 2021.

Carbono Neutralidad

Chile, a través de la Ley Marco de Cambio Climático¹⁴, ha fijado el compromiso de transitar hacia un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y otros forzantes climáticos, hasta alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2050, adaptarse al cambio climático, reduciendo la vulnerabilidad y aumentando la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático. Así, este escenario energético pone en su centro el cumplimiento esta meta de la mano de mejores condiciones económicas a nivel mundial y local, así como de una rápida caída de los costos de las tecnologías limpias.

Además, avanzando en la regulación de biocombustibles sólidos para cumplir con especificaciones técnicas mínimas de calidad, como lo dispuesto a través de la Ley N°21.499¹⁵, así como en nuevas tecnologías (recambio de calefactores o calefacción distrital) y el avance de las medidas de eficiencia energética.

Otro aspecto relevante de este escenario es la adopción de nuevas tecnologías que permiten alcanzar mayores niveles de electromovilidad, medidas de eficiencia en los sectores productivos y el desarrollo de la industria del hidrógeno verde.

Transición Acelerada

La rápida recuperación económica y social tras la pandemia del COVID-19, así como un amplio desarrollo de alternativas tecnológicas limpias permiten que se acelere la transición energética. Con un sistema eléctrico 100% libre de emisiones al 2050, basado en energías renovables y sistemas de almacenamiento, se habilita una electrificación de consumos de forma acelerada.

Chile profundiza la integración de la electromovilidad, la descarbonización de los sectores productivos y un amplio despegue del hidrógeno verde y combustibles sintéticos, tanto para consumo doméstico como para exportación.

A nivel residencial, el recambio de calefactores, energía distrital y aislación térmica de viviendas, permiten el tránsito hacia nuevas alternativas libres de emisiones de contaminantes globales y locales.

Todo lo anterior permite, en este escenario energético, adelantar la meta de carbono neutralidad al 2050, cumpliéndose antes del compromiso legal.

¹⁴ Ley N° 21.455. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>

¹⁵ Ley que regula los biocombustibles sólidos. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1183783>

3.4 FACTORES

Tabla 1: Resumen de factores por escenario energético PELP 2023 – 2027.

GRUPO	FACTOR		RECUPERACIÓN	CARBONO NEUTRALIDAD	TRANSICIÓN ACELERADA
Transversales	Resiliencia y adaptación al cambio climático				
Externos	Crecimiento económico		Bajo	Medio	Alto
	Precio de combustibles fósiles		Bajo	Medio	Alto
	Disminución de costos de tecnologías ERNC		Disminución lenta	Disminución rápida	Disminución rápida
Emisiones locales y globales	Compromisos climáticos de mitigación GEI		NDC y CN 2050 incierta	NDC y CN 2050	NDC y adelanto CN
	Disminuir contaminación local sector residencial	Leña seca	Alta en zona urbana	Alta en zona urbana Disminuye uso a largo plazo	Disminución substancial 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
	Precio al carbono		Bajo	Medio	Alto
Nuevas tecnologías	Electromovilidad		Estrategia actual	Niveles carbono neutralidad	Mayores a Carbono neutralidad
	Hidrógeno verde (H2V)		Tendencia natural	Niveles carbono neutralidad	Estrategia de H2 verde
	Almacenamiento en SEN		Medio	Alto	Alto+
	Sistema energético + descentralizado /rol del usuario	Generación distribuida	Base	Alta	Alta+
		Gestión inteligente de la demanda	Gestión climatización	Gestión horaria EM Gestión climatización	Gestión inteligente EM Gestión climatización
		Producción de H2V	Bajo producción on-grid Exportación baja	Media producción on-grid Exportación media	Alta producción on-grid Exportación optimista
	Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)		No	Sí	Sí
Eficiencia energética	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
Operación del SEN	Uso del gas y diésel		Sin restricciones	Sólo centrales existentes	Operación sin emisiones CO2
	Cierre de carboneras		Actual	Acelerado	Acelerado +
Integración internacional	Importación/exportación de energía		Actual	Exportación H2	Exportación H2+ y combustibles sintéticos

Factores externos

Los factores externos corresponden a aspectos relevantes en la configuración de un futuro energético, por lo cual su evolución determina de manera importante el desarrollo energético en cada escenario. Se denominan externos porque la sociedad en su conjunto tiene poca capacidad de tomar decisiones para influenciar fuertemente dicho factor en el corto plazo, pudiendo conseguirlo en el mediano o largo plazo. Éste es el caso del crecimiento económico a nivel nacional, expresado a través de la evolución de PIB; las

tendencias de precios de los combustibles de origen fósil y los costos de las tecnologías de generación eléctrica renovable.

Factores modificables

Corresponden a las decisiones y políticas públicas que se podría adoptar como país y sobre las cuales la sociedad puede ejercer influencia. Son una representación de cómo se puede reaccionar en los diferentes escenarios, considerando diferentes variables y un contexto en donde los recursos son limitados.

1. Operación de la red eléctrica

Enfocada en el proceso de cierre de centrales a carbón, así como la generación a base de otros combustibles fósiles, como gas y diésel.

El cierre de las centrales a carbón se asume como un proceso que se puede acelerar en función de las condiciones económicas del país y la consecuente habilitación de nuevas tecnologías que permitan su reemplazo en el sistema eléctrico. Mientras que el uso del gas natural en el sector de generación eléctrica es considerado para la transición hacia soluciones menos intensivas en emisiones, permitiendo la sustitución del carbón, en la medida que las centrales de este tipo se van retirando del sistema eléctrico y las condiciones económicas y tecnológicas lo permiten, su participación en la matriz va decayendo e incluso, en un escenario optimista, solo se considera la operación de este tipo de centrales con combustibles limpios y/o con la implementación de soluciones de captura de emisiones.

2. Emisiones locales y globales

En este grupo de factores se encuentran la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), la reducción de la contaminación local a nivel residencial y el valor del impuesto a las emisiones. Estas tienen relación con la descarbonización de la matriz energética, y mejoras a la calidad del aire.

Chile es un país que cuenta con una sólida institucionalidad climática a través de la Ley Marco de Cambio Climático la que, entre sus instrumentos de gestión del cambio climático, mandata la elaboración de los Planes Sectoriales de Mitigación y Adaptación, entre los cuales se encuentra el de energía¹⁶, que son una bajada concreta y sectorial de instrumentos a nivel nacional como la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) o la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), así como define la meta de alcanzar la carbono neutralidad y la resiliencia climática, a más tardar, al 2050.

Asimismo, la PELP y sus resultados es uno de los insumos principales del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía¹⁷, publicado por el Ministerio de Energía en diciembre de 2024. En ese sentido, los resultados de este instrumento, en

¹⁶ Publicado en diciembre de 2024, el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía se encuentra disponible en: <https://energia.gob.cl/cambioclimatico>

¹⁷ Más información del Plan en: <https://energia.gob.cl/cambioclimatico>. Plan disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20241213_proyecto_definitivo_plan_sectorial_energia_13_dic.pdf

términos de emisiones, están en sintonía con los análisis expuestos en este informe definitivo y proceso.

La contaminación local en las ciudades del centro y sur de Chile, debido al consumo leña que no cumple con especificaciones de calidad, es una problemática prioritaria que se considera en todos los escenarios. Es así como se establece como base que se incluirá la regulación del uso y comercialización de la leña en las zonas urbanas del centro-sur del país. En la medida que las condiciones económicas y tecnológicas lo permiten, de la mano de un mayor impulso por parte del Estado para abordar este desafío, se consideran acciones más transformadoras e innovadoras, como el desarrollo de soluciones de calefacción distrital, recambio de calefactores e incluso el reacondicionamiento de viviendas existentes.

3. Nuevas tecnologías

Aquí se encuentran un sistema energético más descentralizado y un rol del usuario más activo, junto a la incorporación y adopción de nuevas tecnologías. Esto resulta un aspecto clave que facilita y permite la materialización de los compromisos climáticos y la misma la transición energética.

Se releva el desarrollo de tecnologías emergentes como la electromovilidad, el hidrógeno y amoniaco verde, el desarrollo de aplicaciones de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) o los sistemas de almacenamiento de energía, junto a otras que fortalezcan la confiabilidad de una red altamente renovable. Las distintas tecnologías se consideran con mayor o menor nivel de integración en función de las condiciones económicas proyectadas del país, y el desarrollo internacional de ellas, así como el posible impulso del Estado como factor habilitante de las mismas.

La alternativa de contar con un sistema energético más descentralizado de la mano de un rol del usuario más proactivo se traduce el desarrollo de la generación distribuida, así como de soluciones comunitarias, tanto desde el punto de vista de la demanda como de la producción de energía. También se aborda el desafío de la producción de hidrógeno y amoniaco verde en Chile, para lo cual se plantea la oportunidad de que esta industria se desarrolle centralizadamente (3 o 4 zonas de producción), en función de las economías de escala que necesita un mercado de exportación, y/o de forma más descentralizada, de acuerdo con la distribución territorial para satisfacer la demanda local.

4. Uso eficiente de la energía

Se refiere al uso eficiente en sectores comercial, público y residencial (CPR) y transporte, industria y minería, como condición necesaria para un desarrollo productivo sostenible. En particular, se considera un rol creciente de las medidas de eficiencia energética en hogares, en línea con mejores condiciones económicas, que derivan de la Ley sobre Eficiencia Energética (Ley N° 21.305), y de la relevancia que tiene en el sector la atención de las necesidades energéticas asociadas a la demanda térmica de las viviendas y en sectores productivos, principalmente de la mano con una mayor disponibilidad de nuevas tecnologías que permiten un recambio de los usos térmicos y motrices a energías limpias. A la vez que se fomentan políticas y acciones que permitan hacer un uso eficiente de la energía minimizando los requerimientos de ella a través de cambios conductuales y gestión inteligente de la demanda.

5. Integración internacional

Establecimiento de redes, tanto físicas como comerciales, de infraestructura energética con mercados internacionales que presenta oportunidades para la producción masiva de energías limpias, así como de combustibles sintéticos sin emisiones, como los derivados del hidrógeno verde donde se puede gatillar la exportación energética. En línea con las consideraciones respecto al despliegue de la industria del hidrógeno y amoníaco verde, se incluye en dos escenarios la exportación de este energético y de sus derivados.

La exportación y los intercambios de electricidad entre Chile con sus países vecinos es un trabajo constante en el Ministerio de Energía, desde una perspectiva técnica, política y estratégica. En este caso la Planificación lo revisa como un espacio de oportunidad y aporte de seguridad al sistema futura.

3.5 CARACTERIZACIÓN POR SECTORES

Los escenarios también pueden definirse de acuerdo con los distintos sectores de la economía. Para el trabajo de construcción de escenarios energéticos en el marco de la PELP se consideran: generación eléctrica, transporte terrestre, marítimo y aviación, industria que abarca por ejemplo cemento, siderurgia, papeleras, entre otras, y minería del cobre junto con otros minerales, y el sector comercial, público y residencial.

Cada uno de estos sectores tiene una caracterización particular, acorde a las tendencias de los distintos factores que componen cada uno de los escenarios energéticos correspondientes. De esa manera, por ejemplo, el sector transporte estará claramente definido por el factor de electromovilidad, pero también la innovación y desarrollo de nuevas tecnologías que pudieran desplegarse en los escenarios más optimistas, por ejemplo, con transporte aéreo utilizando combustibles sintéticos –más limpios- y el sector marítimo utilizando hidrógeno verde como combustible.

Generación eléctrica

Para el escenario de Recuperación Lenta, las centrales de gas natural juegan un rol clave en el reemplazo de la generación eléctrica a partir de las centrales a carbón que se van retirando del sistema conforme al calendario actual, y en el largo plazo aportan en gran medida a la flexibilidad requerida por el sistema para balancear la entrada masiva de generación eólica y solar.

Mientras que, para el escenario de Carbono Neutralidad, las centrales de gas natural existentes continúan operando en la medida que van incorporando tecnologías que reducen significativamente sus externalidades ambientales, a la vez que la generación a carbón acelera su salida de operación, dada la aplicación de nuevas normativas de emisiones. Se presenta un crecimiento en la penetración tecnologías de almacenamiento, principalmente baterías, otorgando funciones de flexibilidad en el sistema eléctrico en la medida en que estas tecnologías se vuelven más competitivas.

Finalmente, en condiciones de Transición Acelerada, las energías renovables, el desarrollo de combustibles sintéticos cero emisiones, una mayor penetración de tecnologías de almacenamiento y una salida acelerada del carbón de la matriz eléctrica, permiten alcanzar adelantadamente la carbono-neutralidad. Objetivo que se logra no solo a nivel centralizado, sino que también con fuerte impulso al desarrollo de la tecnología fotovoltaica distribuida de pequeña escala.

Transporte (terrestre, marítimo y aviación)

En una Recuperación Lenta, el crecimiento moderado del parque de vehículos eléctricos e híbridos, conducente a las metas establecidas según la actual Estrategia de Electromovilidad, influenciado por las condiciones económicas del país y con los consumidores aún muy conscientes del costo de estas tecnologías.

Para el caso de Carbono Neutralidad, la adopción de vehículos ligeros y medianos cero emisiones, principalmente eléctricos, es un componente clave en miras al objetivo de alcanzar la Carbono Neutralidad. En el caso del transporte pesado se aprecia también importantes niveles de penetración de tecnologías asociadas a la utilización de hidrógeno verde producido en Chile.

Y en una Transición Acelerada, se promueve el cambio modal en términos de un mayor uso de modos de transporte no motorizados y del transporte público. Además, se observan altos niveles de electrificación de vehículos particulares, así como de uso de combustibles de hidrógeno verde y sintéticos cero emisiones en el caso del transporte pesado. No se venden más vehículos a combustión interna (gasolinas y diésel) a partir del año 2035. Los subsectores transporte marítimo y aéreo nacional también disminuyen sus emisiones de manera relevante en el largo plazo.

Industria y Minería

Para el escenario de Recuperación Lenta, los sectores de industria y minería sostendrán una evolución de carácter tendencial, en un proceso gradual de incorporación de soluciones tecnológicas y medidas de eficiencia energética impulsadas de manera efectiva por la Ley de Eficiencia Energética.

Mientras que en Carbono Neutralidad presenta una mayor penetración de energías sostenibles que reemplazan la utilización de combustibles fósiles en usos térmicos en la industria y la minería. Se desarrollan soluciones de CCS en aquellos procesos donde los combustibles no pueden ser sustituidos. La industria de la desalación, bajo al amparo del crecimiento de las energías renovables, crece de manera importante como medio necesario para asegurar el funcionamiento de las actividades productivas.

En una Transición Acelerada, la demanda industrial y minera efectúan una exitosa transición hacia una matriz de consumo baja en emisiones, en la cual predomina la electricidad y e hidrógeno. Destaca a su vez un suministro de energías sostenibles predominante en los usos térmicos de estos sectores. Por otro lado, se implementan soluciones de CCS en los procesos industriales que son difíciles de descarbonizar. Se desprende un importante crecimiento de la industria de la desalación para el aseguramiento del consumo humano y el suministro de las actividades productivas.

Edificación (comercial, público y residencial)

En el escenario de Recuperación Lenta, la Ley de Eficiencia Energética facilita una incorporación creciente de acciones de eficiencia energética en estos sectores, desarrollándose principalmente esfuerzos por lograr reducciones significativas de emisiones contaminantes locales, destacándose importantes acciones en torno a mejorar las condiciones de aislación térmica de las viviendas, como la actualización de la reglamentación térmica para las viviendas nuevas e iniciativas locales de energía distrital

que aprovechan los residuos municipales y excedentes forestales para el aprovechamiento térmico de parte de las viviendas y edificaciones públicas y comerciales.

Por su parte, en Carbono Neutralidad, representa una mayor penetración de acciones de eficiencia energética, habilitadas por la Ley de Eficiencia Energética, con medidas que conciernen importantes esfuerzos por reducir tanto las emisiones de contaminantes locales como de gases de efecto invernadero. Los combustibles fósiles logran ser desplazados por electricidad y/o tecnologías cero emisiones, principalmente en los usos térmicos más intensivos en energía, en la medida que las acciones impulsadas sean rentables en términos económicos.

Finalmente, en una Transición Acelerada, se tienen ahorros de energía por la implementación de acciones de eficiencia energética, de la mano de la renovación y el aislamiento térmico de las construcciones residenciales, públicas y comerciales. Los combustibles fósiles y la leña sin especificaciones de calidad pueden ser desplazados por electricidad, hidrógeno, combustibles bajos en emisiones y nuevas tecnologías para la mayoría de los usos intensivos de estos sectores. A nivel local se desarrollan iniciativas de energía distrital que aprovechan los residuos municipales, recursos geotérmicos y excedentes industriales para el aprovechamiento térmico de parte de las viviendas y edificaciones públicas y comerciales. Se destaca una reducción significativa de los contaminantes locales en beneficio de la salud de las personas.

3.6 RELACIÓN METODOLÓGICA MODELOS DE PROYECCIÓN

La construcción de los escenarios energéticos de largo plazo considera principalmente la operación de tres herramientas de simulación: un modelo de proyección de demanda energética, basado en la plataforma LEAP, un modelo de optimización de inversiones del sistema eléctrico, basado en la plataforma AMEBA, y un modelo de recursos distribuidos, basado en interacciones de agentes.

La herramienta utilizada para la construcción de escenarios de demanda energética de largo plazo corresponde al *Long-Range Energy Alternatives Planning System* (LEAP)¹⁸, el cual consiste en un software de simulación de sistemas energéticos utilizado para el análisis de políticas energéticas en el mediano y largo plazo, mediante la representación integrada de la demanda energética a través de la metodología *bottom-up* de cada una de las actividades económicas del país, de acuerdo a la estructura del Balance Nacional de Energía (BNE), presentando toda la información con una desagregación regional, considerando para ello los distintos usos finales de la energía en cada sector.

Los tres modelos utilizados se relacionan entre sí y con otras fuentes de información conforme al esquema presentado a continuación:

¹⁸ Más información en: <https://leap.sei.org/>

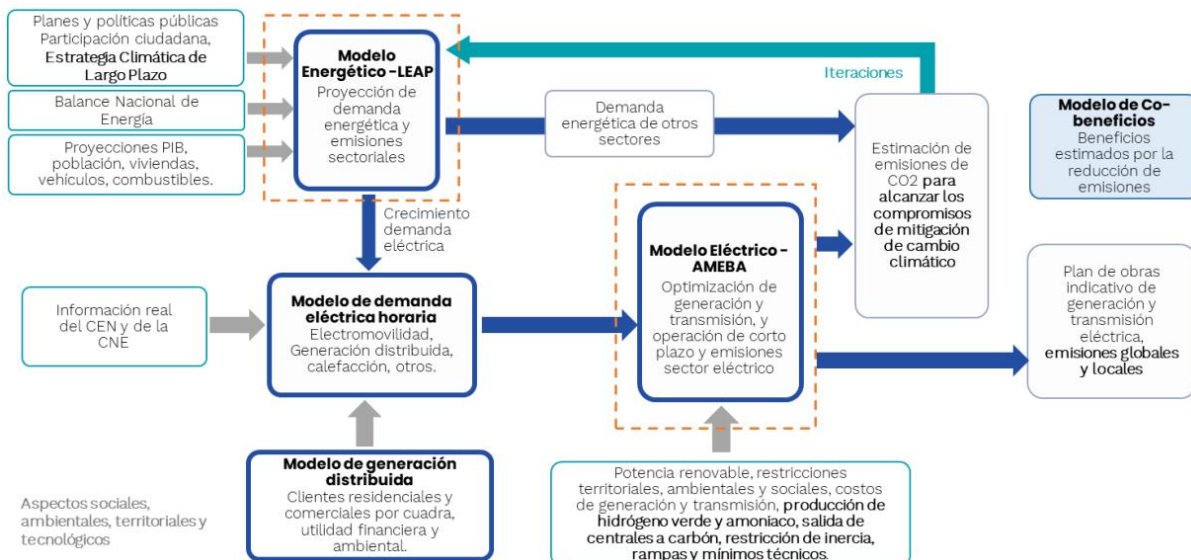


Figura 3: Relación metodológica de los modelos de proyección PELP 2023 – 2027.

Modelo de proyección de demanda energética

El modelo permite la representación de todas las fuentes energéticas del país, en conformidad con el BNE. La modelación con un enfoque de abajo hacia arriba (*bottom-up*), desarrollado en LEAP, permite que, a través de la proyección de los principales datos de actividad y variables socioeconómicas, sea posible la estimación de la demanda energética futura. Esta metodología tiene como principal ventaja describir con importantes niveles de detalle los sistemas energéticos, en particular, las tecnologías y parámetros que las caracterizan, logrando una caracterización detallada de los distintos usos finales de la energía. Por ejemplo, en el sector industrial se caracterizan los usos finales para calor, fuerza motriz, iluminación, etc. En el sector residencial se caracterizan los usos finales para calefacción, agua caliente sanitaria, cocción e iluminación.

Así, a partir de esta caracterización se facilita el análisis del impacto de políticas energéticas y climáticas en el mediano y largo plazo. Por ejemplo, dentro de sus funcionalidades, se incluye contabilizar las fuentes y sumideros de emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético, y analizar las emisiones de contaminantes.

Entre sus principales insumos está el Balance Nacional de Energía, que permite establecer la línea base en términos de consumo energético para cada uno de los sectores de la economía (industria, minería, transporte, comercial, público y residencial) con desagregación regional y para cada fuente energética (electricidad, derivados del petróleo, gas natural, biocombustibles sólidos, entre otros). También se incorporan proyecciones de variables socioeconómicas, como el crecimiento de la población y el Producto Interno Bruto (PIB).

Modelo de optimización del sistema eléctrico

Las simulaciones que determinan los equilibrios de largo plazo entre generación, transmisión y demanda se realizan en la plataforma de análisis de sistemas energéticos

AMEBA¹⁹. Esta plataforma permite resolver problemas de largo plazo como la co-optimización de inversión en transmisión, generación y almacenamiento, así como problemas de corto plazo como *Unit Commitment*.

Los planes de obras de generación y de transmisión descritos a lo largo del presente informe, fueron determinados a través del modelo de optimización de inversiones. Este modelo resuelve de forma óptima un problema de planificación centralizada de largo plazo, el cual tiene por objetivo determinar las expansiones futuras del SEN tanto de la oferta de generación y almacenamiento, como de los refuerzos de transmisión necesarios, de manera de minimizar de forma conjunta los costos de inversión, operación y de energía no suministrada. El modelo incorpora restricciones técnicas de la operación de centrales eléctricas, el flujo de potencia en la red de transmisión, los flujos de agua por cuencas hidrográficas para múltiples embalses, entre otros.

Esto puede resumirse en el siguiente problema de optimización:

$$\text{Mínimo costo} = \text{Costos operativos} + \text{Costos de inversión} + \text{Costo de falla}$$

Sujeto a:

- Restricciones técnicas de las instalaciones.
- Restricciones operativas relativas a una operación segura del sistema eléctrico.
- Restricciones operativas asociadas a la operación de las cuencas hidrológicas.
- Restricciones de inversión.
- Trayectoria esperada de los niveles de los embalses.

en el cual;

- Costos operativos: incluye los costos esperados de generación anualizados y de impuestos a las emisiones.
- Costos de inversión: costos esperados de inversión y COMA (Costos de Operación, Mantenimiento y Administración) anualizados de la expansión en generación, almacenamiento y transmisión.
- Costo de falla: incluye el costo esperado por energía no servida, los déficits de seguridad del sistema y las restricciones energéticas.

Modelo de recursos distribuidos

Se utiliza un modelo basado en agentes que permite estimar la adopción de las tecnologías vinculadas a generación distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial, respectivamente, utilizando paneles solares fotovoltaicos hacia el año 2050 en Chile. La herramienta de modelación considera que los factores más relevantes para la adopción individual de esta tecnología, se basa en una decisión multidimensional que considera: el periodo de recuperación de la inversión (*payback*), el ingreso económico del sector (resolución por manzanas), influencia de comunicación entre los agentes y beneficios medioambientales, los cuales se balancean a través de pesos o ponderadores ajustados con los datos históricos disponibles. Las trayectorias de proyectos que resultan de este

¹⁹ Más información en: <https://www.spec.cl/#seccionAmeba>

modelo son restadas de la demanda eléctrica base, en cada barra considerada en el modelo eléctrico y para cada escenario.

Modelo de demanda eléctrica horaria

Este modelo se basa en un análisis de la venta horaria de electricidad del año base, donde a través de la metodología de clústeres de tipo K-Means, se logra identificar una aproximación de los tipos de clientes y sus respectivos perfiles de consumo. Posteriormente se reconstruye la demanda eléctrica por barra sumando la energía de cada cliente identificado, y se ajusta con los valores de energía reales. Con la identificación del tipo de cliente por barra, se puede diferenciar sus consumos a nivel horario, y por tipo (basal, climatización y electromovilidad) que, sumado a la producción de generación distribuida, se transforman en los perfiles de demanda eléctrica hasta el 2060.

Los modelos y herramientas utilizadas para la proyección de los vectores de oferta y demanda energética se estructuran de manera que el resultado obtenido es desarrollado a partir de una ejecución secuencial de los modelos, es decir: en primera instancia se estiman los volúmenes de energía eléctrica necesarios para la satisfacción de los usos energéticos finales de la actividad económica nacional (sin considerar la producción de hidrógeno y amoníaco). Una vez obtenida la demanda final de electricidad para todo el periodo de análisis, es procesado dentro de los perfiles horarios de consumo eléctrico (consumo base, vehículos eléctricos, climatización), descontando la generación distribuida, y posteriormente incorporado como una demanda horaria por barra, al modelo que optimiza la planificación eléctrica.

4. PROYECCIONES ENERGÉTICAS

4.1 CONSIDERACIONES

Balance Nacional de Energía

El Balance Nacional de Energía es un informe estadístico anual del Ministerio de Energía, que busca recopilar todas las transacciones de energía ocurridas en el país dentro de un año calendario con el fin de caracterizar la producción, venta, y consumo energético nacional. En él se contabilizan todos los tipos de energía, tanto primarios (petróleo crudo, gas natural, carbón, etc.) como secundarios (gasolinas, diésel, gas licuado, etc.) para todos los sectores económicos del país (industria, minería, transporte, comercio, hogares, etc.). La PELP 2023-2027 considera la información correspondiente al BNE del año 2022; sin embargo, a la fecha de publicación de este informe los datos del año 2023 ya se encuentran disponibles²⁰ y serán considerados en los próximos procesos de la planificación.

El Balance Nacional de Energía se divide en tres grandes partes que representan el flujo de la energía de su provisión hasta su consumo: Suministro de fuentes primarias de energía (matriz primaria de producción energética); centros de transformación energética (producción de derivados de petróleo, electricidad y otros combustibles menores); y usos finales (consumos finales de energía en cada sector económico).

1. Matriz energética primaria

En el año 2022, la matriz energética primaria en Chile fue de 327.753 Tcal, donde los recursos fósiles (petróleo crudo, carbón mineral y gas natural) representaron 60% del total, destacándose además la participación de un 26% de biomasa. Estas cifras destacan el desafío que significa descarbonizar la economía en todos sus sectores productivos.

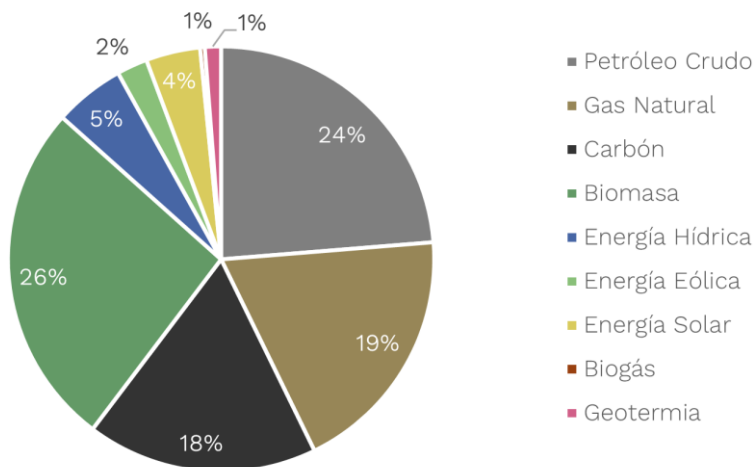


Figura 4: Matriz energética primaria año 2022.

²⁰ Disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>

2. Fuentes de la matriz energética primaria

En 2022, el 43,7% de nuestra oferta primaria se obtiene de fuentes domésticas, destacando los energéticos biomasa, energía hídrica, energía eólica y energía solar, mientras que un 56% de la oferta primaria proviene de importaciones de petróleo crudo, gas natural y carbón²¹, y el 0,4% restante corresponde a variación de existencias o stock. Asimismo, ese año no se registraron exportaciones de energía.

3. Consumo en centros de transformación

La matriz de consumo en centros de transformación representa todos aquellos consumos de energía, primarios y secundarios, utilizados con fines de transformación directa a otros energéticos para fines específicos. Los principales centros de transformación en el país corresponden a la generación eléctrica, la refinación, la siderurgia (compuesta a su vez por hornos de coque y altos hornos), y la actividad de producción de metanol a partir de gas natural.

En el transcurso del 2022 los centros de transformación procesaron 278.885 Tcal, un 4% menor a la energía consumida el 2021 para tales fines. Por su parte, la generación eléctrica constituye el principal centro de transformación con un 63%, seguida por la refinación de petróleo con 32%, mientras que la siderurgia representa un 2% y el 3% restante en otros.

4. Consumo final de energía

El consumo final de energía es representado a través de la matriz de energía secundaria, y corresponde a la energía destinada a los sectores consumidores de la economía nacional, tanto para uso energético como no energético. Para el año 2022 este valor fue de 327.696 Tcal, un 7% más que en el 2021.

Los derivados de petróleo y la electricidad son los principales componentes de la matriz secundaria debido a su uso transversal en todos los sectores económicos. En cuanto al consumo sectorial, los sectores Industria y minería corresponden a los sectores que más energía demandan, con un 37%, seguido del sector Transporte con un 34% del consumo final. Estos sectores consumen la mayor cantidad de la energía de Chile, sumando el 72% del total. Con una participación menor, el sector Residencial – Sanitarias posee un 18% del consumo final, seguido del sector Comercial – Público y Auto consumo, con un 5% y 4% de participación, respectivamente.

²¹ Estos tres energéticos también se producen localmente, pero en una menor medida. El 98,5%, 80,9% y 99,8% de la oferta primaria de los energéticos petróleo crudo, gas natural y carbón tiene como origen las importaciones.

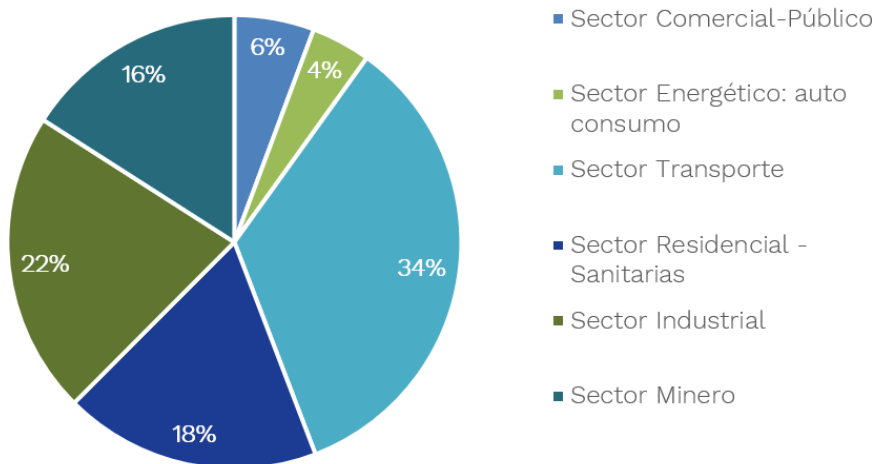


Figura 5: Consumo final de energía por sector 2022.

Proyecciones de crecimiento

El modelo energético también considera las proyecciones de crecimiento de variables socioeconómicas y actividades productivas del país, tales como aumento de la población, vivienda, transporte público y privado, producción minero-industrial²², entre otros. Las principales fuentes de información son la Encuesta Casen²³, la SEC, COCHILCO, entre otros. Asimismo, para el caso de niveles de actividad (o *drivers*) estos definen directa o indirectamente el requerimiento de energía de los distintos sectores. La lista de cada actividad económica considerada se detalla en la Tabla 6 del Anexo 8.3.

Por otra parte, el crecimiento de la población es uno de los principales determinantes de la evolución de las proyecciones energéticas y entre el año 2017-2060 se presenta una tasa de crecimiento poblacional interanual promedio de 0,25%, el detalle por década se encuentra en la Figura 54 del Anexo 8.3.

A partir de la proyección de habitantes a nivel nacional, distribuida regionalmente se establecen tanto el modelo de proyección de demanda energética, como una proyección de viviendas a nivel nacional que considera la tendencia histórica de tasa de habitantes por vivienda y la curva de crecimiento económico considerada en cada escenario energético. En el Anexo 8.3 se presenta a modo de ejemplo la proyección de viviendas para el escenario Carbono Neutralidad.

Crecimiento Económico

El trabajo de simulación de escenarios energéticos presenta una proyección del crecimiento económico nacional para el periodo 2018-2060 acorde a cada escenario. La proyección del PIB fue realizada por la Dirección de Presupuestos, organismo dependiente del Ministerio

²² Incluye celulosa, cobre y hierro.

²³ Encuesta de Caracterización Socioeconómica Nacional. Más información en: <https://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/encuesta-casen>

de Hacienda, en base a un modelo estándar de crecimiento del producto, que considera una función de producción Cobb-Douglas.

En ésta, el PIB depende de los factores productivos capital y trabajo (que se compone, a su vez, del empleo y capital humano), y de la productividad. Esto queda definido por la siguiente formulación:

$$Y_t = K_t^\alpha (A_t H_t)^{1-\alpha} = K_t^\alpha (A_t h_t L_t)^{1-\alpha}$$

Donde el término Y denota el PIB, K el capital, A la productividad, h el capital humano y L el empleo. El parámetro α , en tanto, representa la participación del capital en el nivel de producción (PIB) y, en consecuencia, $1 - \alpha$ corresponde a la participación del trabajo en la producción. De esta forma, el crecimiento del PIB estará determinado por el crecimiento de los cuatro factores antes mencionados.

En la Tabla 2, a continuación, se presentan las tasas de variación anual del PIB promedio de cada década para los escenarios elaborados y en la Figura 56 del Anexo 8.3 se grafica esta proyección.

Tabla 2: Tasas de variación anual promedio del Producto Interno Bruto (PIB) por período y escenario PELP.

ESCENARIO	2021 – 2030	2031 – 2040	2040 – 2050	2051 – 2060
Recuperación Lenta	3,0%	1,5%	0,7%	0,3%
Carbono Neutralidad	3,1%	1,7%	0,9%	0,5%
Transición Acelerada	3,3%	1,9%	1,1%	0,7%

4.2 MEDIDAS POR SECTORES DE LA ECONOMÍA

La construcción de escenarios energéticos se realizó de manera participativa y en base a la definición de los factores externos y modificables, los que fueron agrupados de acuerdo con sus distintos ámbitos o impactos, y siguen distintas tendencias de acuerdo con el escenario en el cual se sitúan. Así, se consideraron y desarrollaron tres factores externos (crecimiento económico, población y costos de generación eléctrica) y más de 20 factores modificables, incluidos y modelados en la herramienta LEAP.

Lo anterior se realiza con la incorporación de más de 50 medidas y acciones derivadas de distintas políticas públicas o coherentes con ellas, desarrollo y adopción tecnológica, factibilidad técnica, entre otras. Estas, a su vez, tienen impactos sobre la demanda energética y, por lo tanto, en las emisiones globales y/o locales.

A continuación, se describen cada una de las medidas y acciones simuladas en los escenarios en el modelo de proyección de demanda (LEAP), con los niveles de penetración respectivos, donde no están consideradas aquellas medidas del sector eléctrico (que están simuladas en la herramienta AMEBA y descritas en el siguiente capítulo.

Industria y minería

En el sector industria y minería las medidas de mitigación y acciones tienen como base la Ley de Eficiencia Energética y los sistemas de gestión de energía (SGE), la Estrategia

Nacional de Hidrógeno (2020)²⁴, de la cual deriva también el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 (2024)²⁵, y la Estrategia Nacional de Frío y Calor (2021)²⁶.

Existen importantes transformaciones tecnológicas en los escenarios Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, especialmente por el reemplazo de hidrógeno verde, en reemplazo de combustibles fósiles, en usos motrices, alcanzando hasta un 92% de participación en la minería no cobre al 2050, además los tres escenarios consideran altos niveles de electrificación del sector industria y minería. El detalle se encuentra en la Tabla 7 del Anexo 8.3.

Comercial y público

El sector comercial y público cuentan con la menor cantidad de acciones y medidas de mitigación por la dificultad de modelar estos sectores, así como por la falta de información detallada a nivel de consumos en el segmento. Se simulan algunas acciones que tienen relación con programas de eficiencia energética en el sector público, en donde se han podido identificar los consumos energéticos, pero tampoco resultan en cambios relevantes en la demanda energética. La lista se encuentra en la Tabla 8 del Anexo 8.3.

Residencial

El sector residencial cuenta con una serie de medidas relacionadas a introducir energías renovables en las viviendas, reducir la demanda energética de los hogares a través de mejoras en estándares de artefactos y mejoras en aislación térmica, recambio de métodos de calefacción hacia tecnologías menos contaminantes y electrificación de consumos.

Los niveles de penetración planteados para las medidas representan una transformación energética importante para este sector y se destacan los esfuerzos que se realizan en cada escenario para la envolvente térmica de las viviendas, planteando incluso un volumen importante de construcción de viviendas con estándar *Net Zero*²⁷ en los escenarios Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, y se basan principalmente en las metas planteadas en el anteproyecto de la Estrategia Nacional de Huella de Carbono en la Construcción del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (2021)²⁸, la Estrategia Climática de Largo Plazo del Ministerio del Medio Ambiente (2021)²⁹ y la actualización de la Política Energética Nacional del Ministerio de Energía (2022)³⁰.

²⁴ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

²⁵ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/plan_de_accion_hidrogeno_verde_2023-2030.pdf

²⁶ Consultar en <https://caloryfrio.minenergia.cl/>

²⁷ Se entiende por *Net Zero Building* una edificación de consumo de energía neta cero, que durante su ciclo de vida (producción, construcción, operación, fin de vida útil), logra minimizar sus emisiones de carbono incorporado y compensar cualquier saldo carbono restante. Sin embargo, para efectos de la modelación LEAP aquí realizado, se considera *Net Zero Building* aquella vivienda que alcanza un 75% de ahorro de la demanda total, descontando el ahorro del estándar de construcción.

²⁸ Disponible en: <https://participacionciudadana.minvu.gob.cl/consultas-ciudadanas-virtuales/consulta-p%C3%BAblica-estrategia-nacional-de-huella-de-carbono-en-la>

²⁹ Disponible en: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>

³⁰ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf

Aquí, en todos los escenarios, destaca la electrificación de los consumos energéticos de calefacción en el largo plazo, en línea con la evolución de políticas públicas y apalancado por las mejoras en la envolvente térmica del parque de viviendas a nivel nacional. Sin perjuicio de ello, es importante destacar el aporte de políticas que apuntan a la comercialización y fiscalización del cumplimiento de biocombustibles sólidos con especificaciones técnicas mínimas de calidad, como la Ley 21.499. El detalle se encuentra en la Tabla 9 del Anexo 8.3.

Transporte

Las medidas del sector transporte se centran en tres aspectos principales: electromovilidad en vehículos particulares y transporte público; implementación de estándares de rendimiento energético en distintos segmentos de vehículos; y uso de hidrógeno verde en reemplazo del diésel en tractocamiones y vuelos comerciales a nivel nacional.

En cuanto a las medidas de electromovilidad, se tiene como base cumplir las metas de la Estrategia de Electromovilidad (2021)³¹, la que fue actualizada a través de la Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile (2023)³² que establece acciones concretas al 2026 para masificar el uso de esta tecnología. Por otra parte, la Ley de Eficiencia Energética busca promover la renovación del parque vehicular con tecnologías más eficientes y un énfasis en la electromovilidad, mandando la fijación de estándares de eficiencia energética para vehículos nuevos³³. Por último, se introduce el uso de hidrógeno verde en el segmento de camiones pesados, con altos niveles de penetración en todos los escenarios, alcanzando hasta un 84% al año 2050. El detalle se encuentra en la Tabla 10 del Anexo 8.3.

4.3 RESULTADOS DE LA MODELACIÓN ENERGÉTICA

Demanda energética

La demanda energética nacional concentra la demanda energética de parte de todas las actividades económicas (industria, minería, transporte, comercio, sector público y sector residencial) establecidas en territorio nacional. Dos de los principales determinantes de la demanda energética, corresponden a la cantidad de habitantes y a las perspectivas de crecimiento económico.

Como se presentó en una sección anterior, ambas variables presentan un crecimiento en el periodo comprendido entre los años 2020 y 2060. Es por ello por lo que se espera un crecimiento significativo en la demanda energética de todos los escenarios energéticos de largo plazo contruidos: entre un 24% y 28% respecto al año 2020, dependiendo del escenario energético.

³¹ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia-nacional-electromovilidad_ministerio-de-energia.pdf

³² Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/hoja_de_ruta_para_el_avance_de_la_electromovilidad_en_chile_acciones_concretas_al_2026.pdf

³³ Más información en: <https://energia.gob.cl/ley-y-plan-de-eficiencia-energetica>

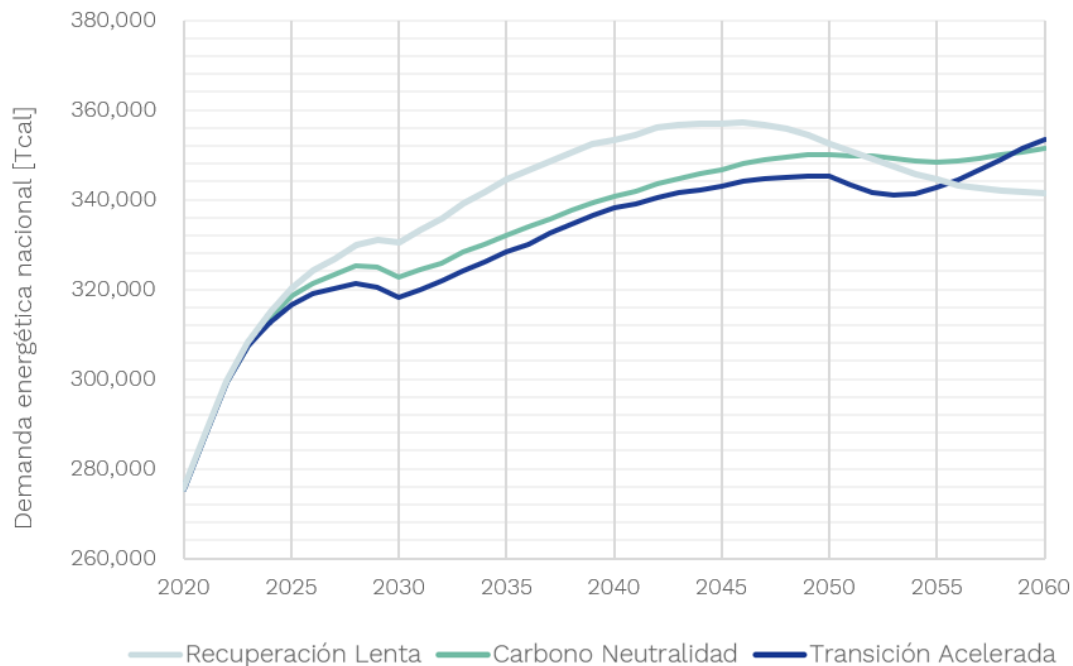


Figura 6: Demanda energética nacional proyectada para los tres escenarios simulados.

El crecimiento es explicado por la evolución de la demanda energética del sector transporte, que representa en la actualidad más del 37% de la demanda energética nacional, y que presenta tasas de crecimiento al año 2060 que varían entre 25% y 46% según el escenario energético respecto al 2020. También destaca minería, que da cuenta del 19% de la demanda energética nacional, y que presenta tasas de crecimiento del 45% al 60% al 2060 según el escenario energético respecto al 2020.

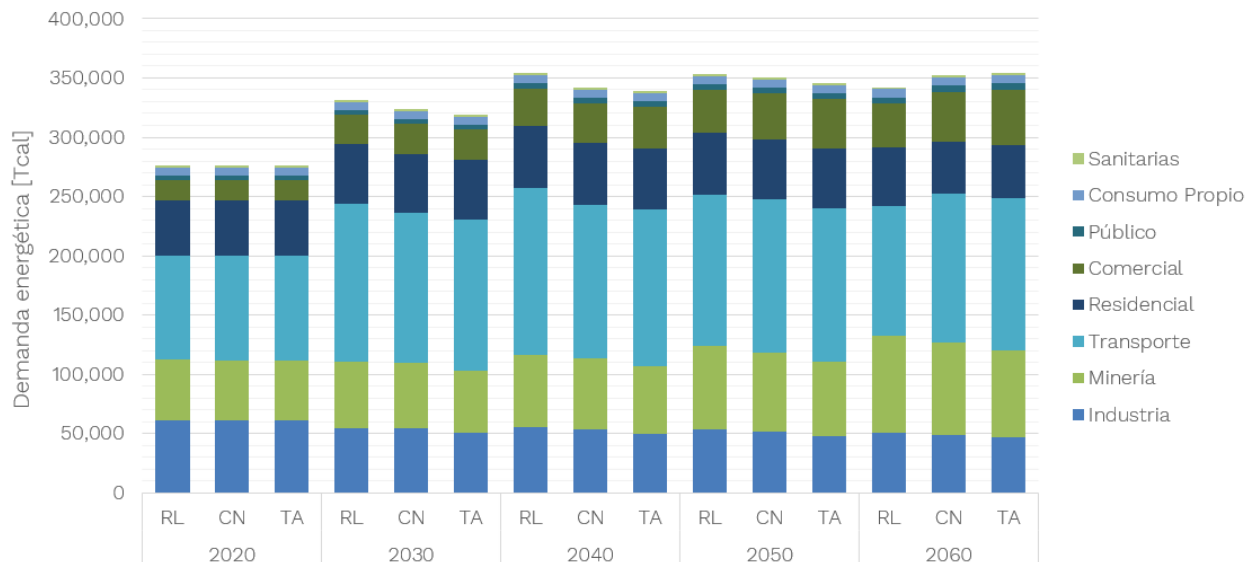


Figura 7: Demanda energética proyectada desagregada por sectores de la economía para los escenarios de Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA).

La magnitud del crecimiento de la demanda energética a nivel nacional tiene detrás el desempeño de cada uno de los sectores económicos, los cuales no siempre presentan una tendencia de crecimiento, como el promedio nacional, en su consumo similar a la del agregado nacional, motivados por las distintas perspectivas de comportamiento energético y evolución de cada sector, sumado a los esfuerzos de eficiencia energética y mitigación de GEI que se están considerando en cada uno de los sectores económicos.

Dentro de estos sectores que, a pesar de tener un crecimiento significativo en su producción, tienen reducciones en su consumo energético debido al aumento de la eficiencia de procesos o cambio por fuentes energéticas más limpias y eficientes, destaca el sector industrial, el cual presenta decrecimiento en su demanda energética al 2060 respecto al año 2020 en todos los escenarios. En el Escenario de Recuperación Económica Lenta la industria reporta una demanda reducida en un 17% respecto al 2020, mientras que en el escenario de Transición Energética Acelerada se observa una reducción de la demanda energética industrial de un 24%.

Es fundamental resaltar que la demanda final de energéticos renovables en el consumo final de Chile (excluyendo la producción de electricidad de fuentes renovables), experimentará un crecimiento notable hacia el año 2060. Se observa en general un incremento notable en la demanda dado principalmente a la mínima penetración, en la actualidad, de fuentes renovables (modernas) en usos finales energéticos (el consumo de leña húmeda o sin certificar por parte de los hogares no es considerado en como un combustible renovable moderno). El incremento observado en los distintos escenarios energéticos al 2060 se explican por el crecimiento sostenido de aplicaciones renovables directas tales como sistemas solares térmicos en los hogares, y principalmente por el esperado consumo de hidrógeno verde y derivados en el transporte terrestre de carga de larga distancia, así como en la minería (maquinaria de extracción) e industria (*blending*).

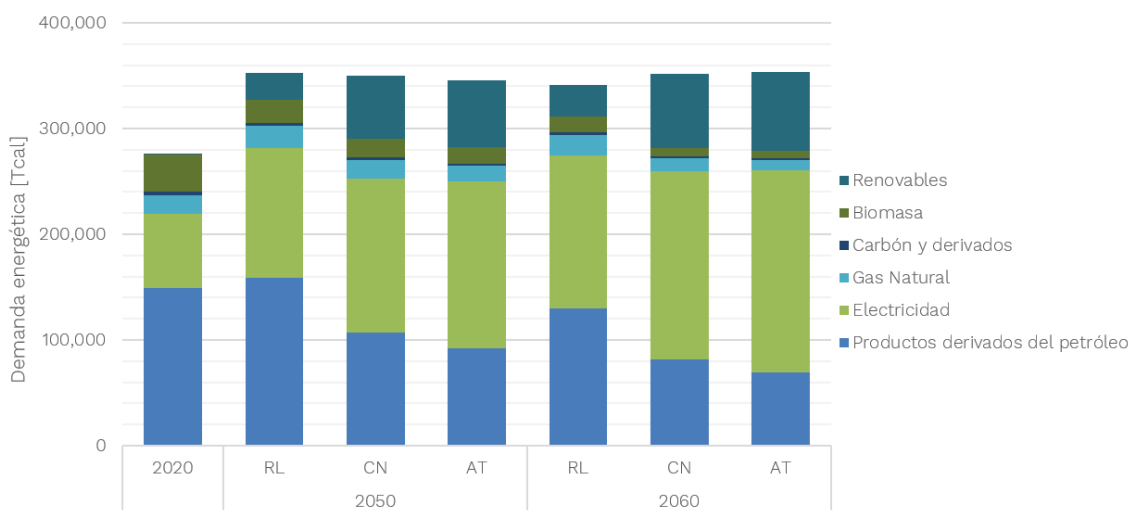


Figura 8: Demanda energética proyectada desagregada por tipo de energético para los escenarios de Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA).

Intensidad energética

En el análisis del desempeño energético de una economía uno de los principales indicadores cuantitativos corresponde a la intensidad energética. La Intensidad Energética mide la relación entre el uso o demanda de energía y el Producto Interno Bruto (PIB). Dado

a que cada uno de los escenarios energéticos diseñados consideran un conjunto heterogéneo de esfuerzos asociados a eficiencia energética, mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero y reducción de la contaminación local se ha construido dicho indicador para cada escenario.

A partir de las proyecciones de largo plazo de demanda energética resultantes de cada escenario, se tiene que la intensidad energética se reduce en todos los escenarios. Logrando al 2060 una reducción de 28% de la intensidad energética obtenida para el escenario de recuperación lenta, y hasta una reducción de 36% de la intensidad energética obtenida para el escenario de transición energética acelerada en comparación con el año 2020.

Tabla 3: Intensidad energética según cada escenario.

INTENSIDAD ENERGÉTICA [TCAL/MM CLP 2013]					
ESCENARIO	2020	2030	2040	2050	2060
Recuperación Lenta	1,9	1,7	1,6	1,4	1,4
Carbono Neutralidad	1,9	1,6	1,5	1,4	1,3
Transición Acelerada	1,9	1,6	1,4	1,3	1,2

Sector transporte

La demanda energética del sector transporte, comprendido como el transporte terrestre de pasajeros, transporte de carga, transporte ferroviario, marítimo y aéreo, crece en todos los escenarios al año 2060, sin embargo, es solo en la última década del 2050-2060 en donde los escenarios Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA) alcanzan un aumento relativo al escenario Recuperación Lenta (RL) que logra diferenciar en mayor medida las demandas finales de los escenarios. Esto es La demanda al año 2020 comienza en torno a las 88.000 Tcal totales para el sector transporte, y se multiplica entre 1,2 y 1,4 veces al año 2060.

La demanda energética para transporte de pasajeros se reduce en todos los escenarios al año 2050, sin embargo, el transporte de carga y el sector aéreo aumentan de manera considerable, creciendo ~0,8 y ~6,6 veces al año 2060 respectivamente.

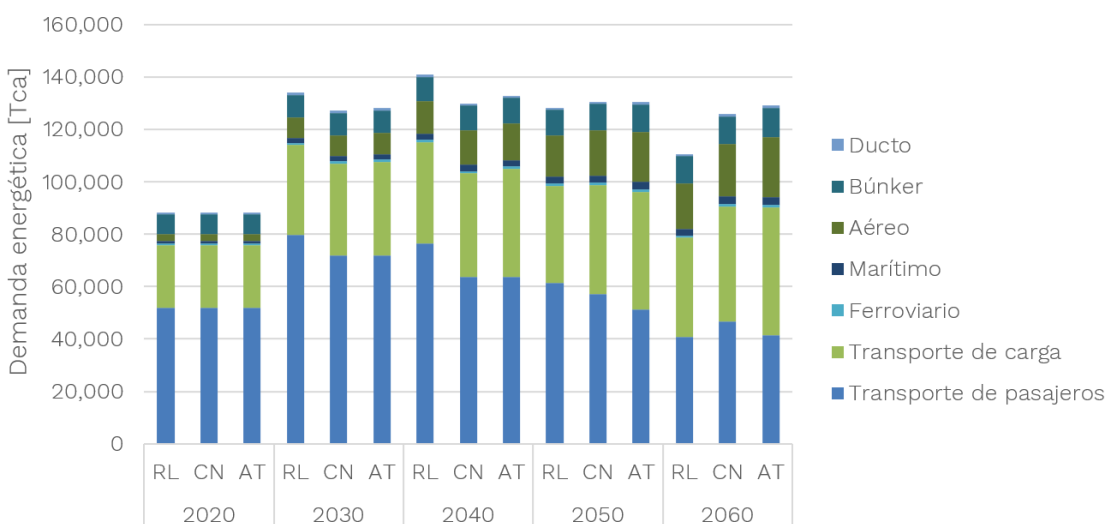


Figura 9: Demanda energética del sector transporte bajo los escenarios de Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA).

Se observan cambios relevantes en cuanto a la participación del transporte terrestre (pasajeros y carga), que pasa de ~86% al 2020 a ~70% en el 2060 en el escenario Transición Acelerada, y transporte aéreo, que pasa de ~3% a ~18% desde el año 2020 al 2060 en el mismo escenario mencionado.

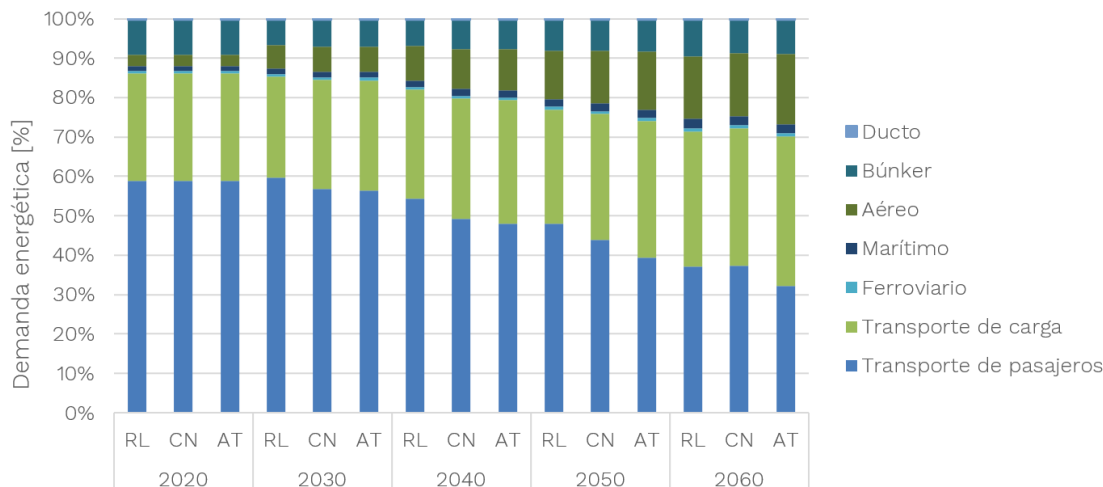


Figura 10: Composición relativa de la demanda energética del sector transporte bajo los escenarios de Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA).

La demanda energética total del transporte terrestre de pasajeros disminuye en todos los escenarios al largo plazo en torno a 10-20% en relación con el inicio del periodo. Al 2060 se observan reducciones en la demanda de todas las modalidades de transporte con la excepción de la categoría motocicletas, la que tiene una baja participación en la demanda total. A su vez, resulta interesante destacar que a la década del 2030 la demanda total de transporte de pasajeros aumenta considerablemente y luego comienza a decaer consistentemente en la medida que se van implementando las medidas consideradas de electromovilidad.

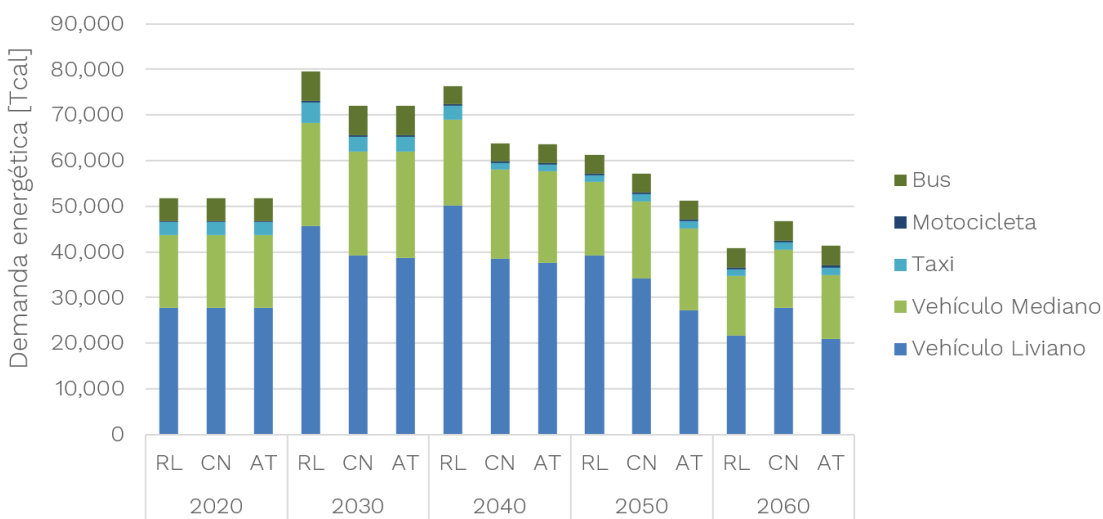


Figura 11: Demanda energética del transporte terrestre según cada modo de transporte bajo los escenarios de Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA).

Es relevante analizar también cómo se distribuye regionalmente la demanda energética por transporte (por conceptos de transporte terrestre, ferroviario, marítimo nacional e internacional, y aéreo nacional), lo cual se presenta en la Figura 12 para los tres escenarios estudiados. Las tres regiones de mayor demanda en transporte suman prácticamente el 50% del total demandado, destacándose la Región Metropolitana, que por sí sola representa el 32,8% de los usos energéticos para transporte en el escenario de Recuperación, llegando hasta un 30% en el Escenario de Transición Acelerada, al 2050. Le sigue a la Metropolitana, la región de Antofagasta cuya participación se mueve en el rango 10%, y, en tercer lugar, la región del Maule, que representa un 9-10% de la demanda por transporte.

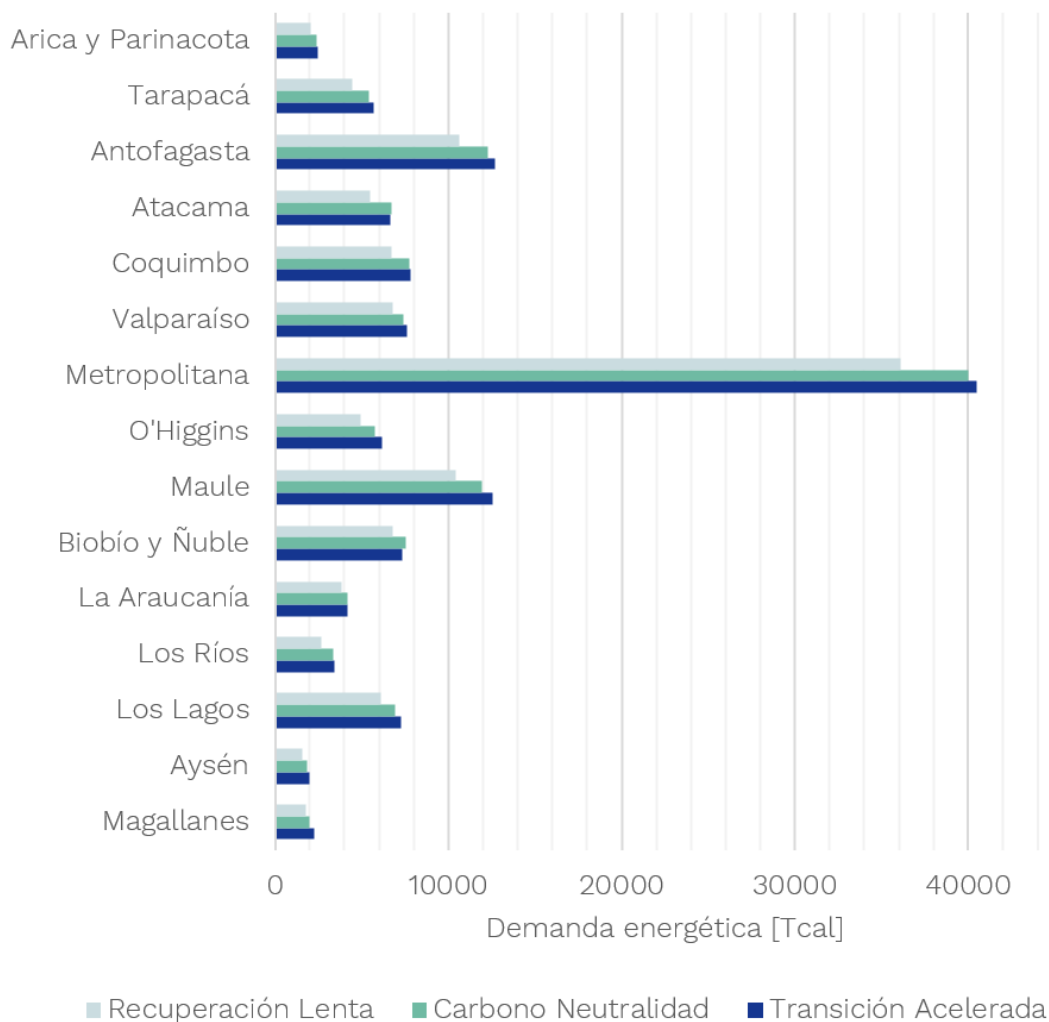


Figura 12: Distribución regional de la demanda energética del sector transporte terrestre bajo los tres escenarios simulados.

Sector residencial y calefacción de viviendas

La construcción de escenarios energéticos en el sector residencial consta de grandes transformaciones en cuanto a la calidad térmica de las viviendas, tanto existentes como construcciones nuevas, considerando importante cantidad de edificaciones con estándar net cero al año 2060. A su vez, se plantean importantes cambios en cuanto al uso de

tecnologías de calefacción. Estas transformaciones son visibles en los resultados de demanda energética de los tres escenarios.

Todos los escenarios muestran una caída sostenida en la demanda energética para calefacción en viviendas³⁴, produciéndose la caída más pronunciada en el escenario Transición Acelerada (TA) y Carbono Neutralidad (CN) al año 2060. Esta caída se debe a la gran transformación en la aislación térmica del parque de viviendas existente y construcciones nuevas en estos últimos dos escenarios, que disminuyen considerablemente la demanda de calefacción de las viviendas.

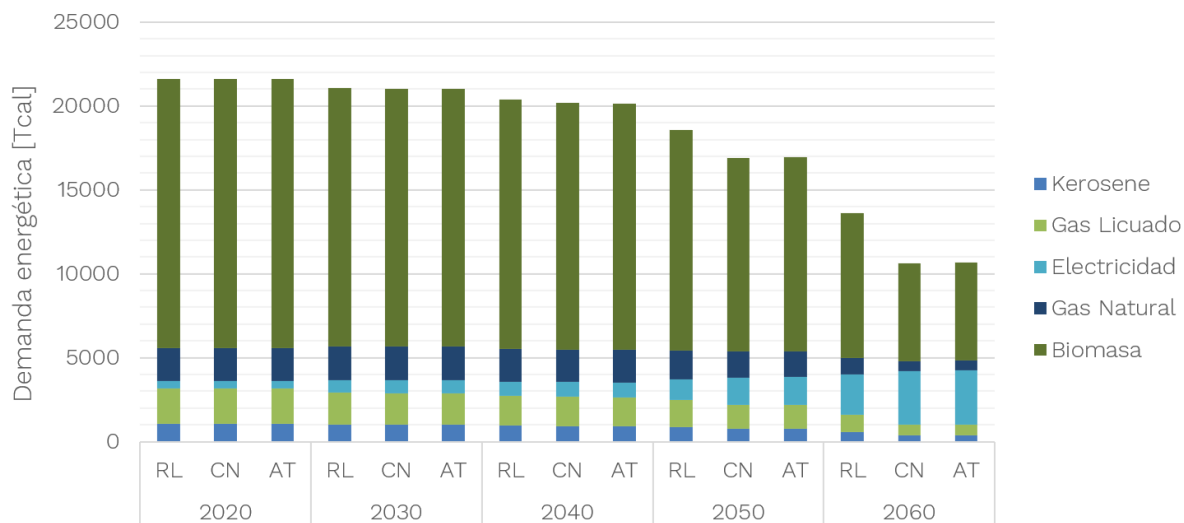


Figura 13: Demanda energética proyectada para la calefacción de viviendas bajo los escenarios de Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA).

Como se puede observar en la Figura 14, al 2060 la composición de la matriz de calefacción también es muy similar en los escenarios CN y TA. Se observa que el escenario Transición Acelerada (TA) ha reducido en un 63% la demanda de leña y biomasa con respecto al año 2020, alcanzando una participación de un 54,8% en la demanda por calefacción al 2060. En cuanto a la demanda de electricidad, esta aumenta 6,2 veces respecto del año 2020 en el escenario TA, producto de las medidas de electrificación descritas anteriormente. En tanto, el escenario RL al 2060 reduce solo un 47% de leña con respecto al 2020, y aumenta su demanda de electricidad para calefacción en 4,5 veces respecto al 2020.

³⁴ El análisis incluye sólo calefacción de casas debido a que calefacción de departamentos representó menos del 2% de la demanda energética por calefacción de las viviendas.

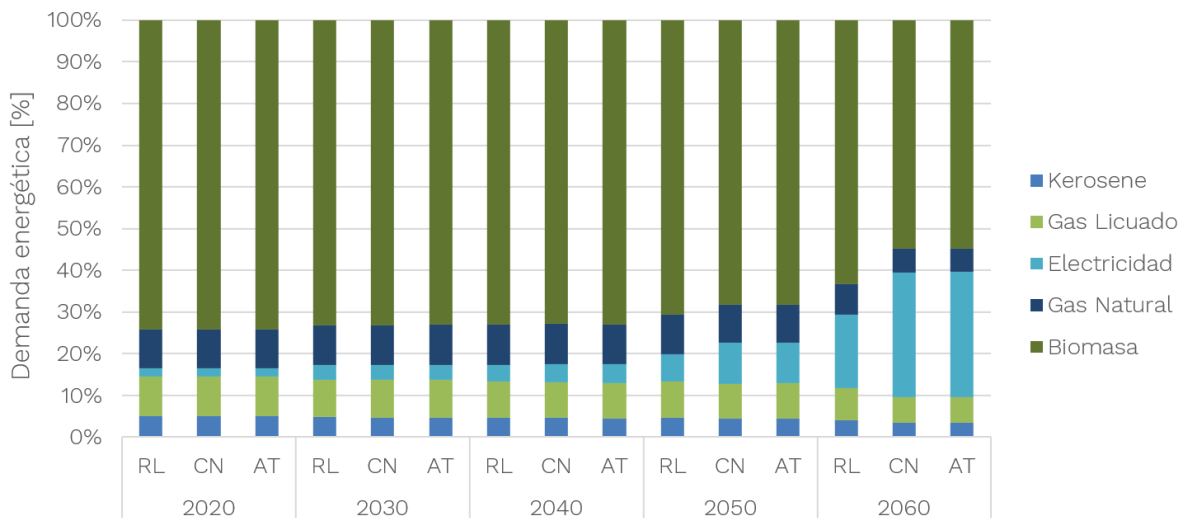


Figura 14: Participación de energéticos sobre la demanda energética para la calefacción de viviendas bajo los escenarios de Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA).

Sector industrial – minero

En el periodo 2020 a 2060, la demanda industrial crece 18%, 13% y 7% en los escenarios de Recuperación Lenta, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, respectivamente. Asimismo, a medida que aumentan las condiciones económicas entre los escenarios, se incrementa la electrificación, tanto directa e indirectamente, de consumos.

4.4 DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEMANDA ENERGÉTICA

En las siguientes gráficas se observan las demandas energéticas finales al año 2060 de cada escenario energético. Las regiones de Antofagasta, Atacama, Metropolitana y Biobío-Ñuble concentran prácticamente el 70% de la demanda industrial y minera al año 2060, sin variaciones significativas en su participación regional entre los tres escenarios. La demanda de Antofagasta principalmente impulsada por la minería, que responde al 94% de dicha demanda. Mientras que en la Región Metropolitana se tiene que el 81% de su demanda proviene de la industria, mientras que para la región conjunta Biobío-Ñuble, que no presenta actividad minera, la demanda energética industrial representa el total.

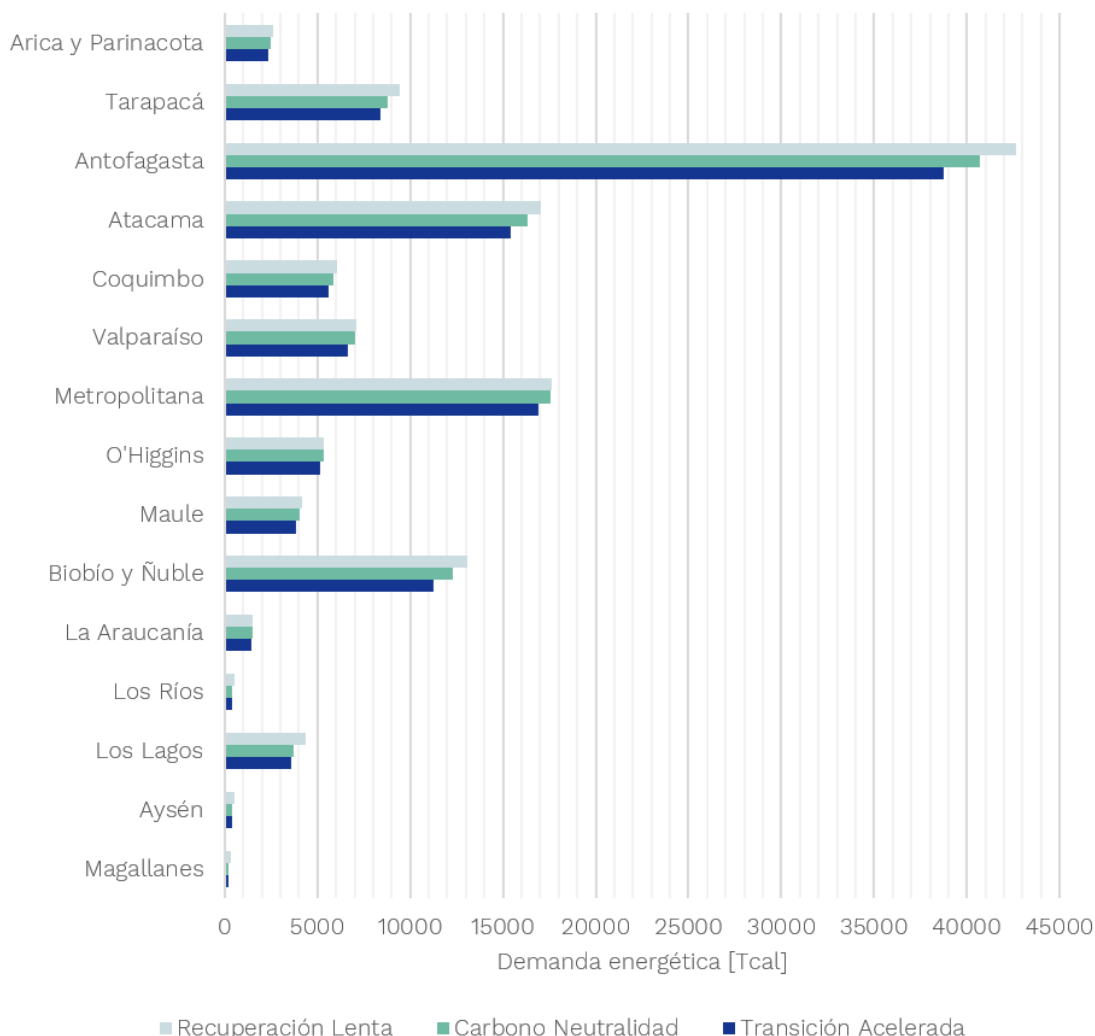


Figura 15: Distribución regional de la demanda energética proyectada del sector minería e industria bajo los tres escenarios simulados.

Demanda eléctrica para usos nacionales

La demanda de electricidad aumenta su relevancia a lo largo del periodo de tiempo analizado en cada uno de los escenarios energéticos considerados. La descarbonización de la matriz eléctrica, por un lado, habilita a la electricidad como un importante medio de descarbonización de los usos energéticos hoy en día suministrados a través de combustibles de origen fósil, mientras que, por otro lado, la demanda de electricidad para producción de hidrógeno verde para consumo doméstico, tanto a través de la tecnología de celdas de combustible como a través de motores de combustión interna, posee también de este importante atributo de disminuir emisiones.

La relevancia de electricidad en la matriz energética de consumo final se observa con claridad al evaluar el indicador de electrificación de ésta. En la siguiente gráfica se presenta el indicador de electrificación de cada escenario energético, construido a partir de la proporción de la totalidad de la demanda energética nacional que es abastecida por

electricidad, considerando en ella además la electricidad requerida para la producción de hidrógeno verde para consumo doméstico.

En la actualidad la electricidad posee una participación de 24% en la matriz energética final, la cual crece de forma ininterrumpida a lo largo del periodo de análisis, llegando a establecerse al año 2050 entre un 47% y 73% de la matriz, dependiendo del escenario energético.

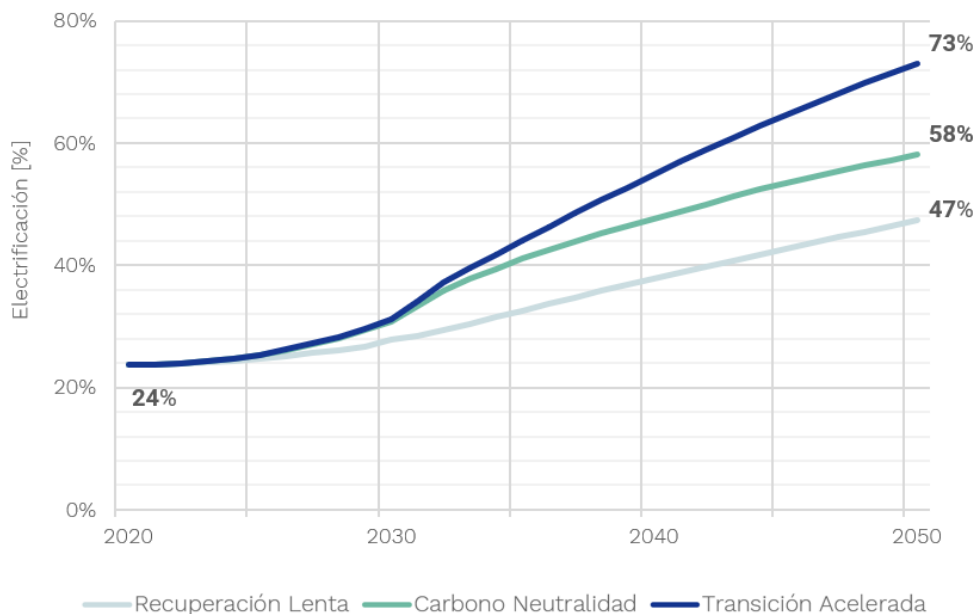


Figura 16: Nivel de electrificación de la matriz de consumo final de energía.

Demanda de hidrógeno

Como se explicaba en la sección anterior, la demanda nacional por hidrógeno incide de forma importante en el crecimiento de la demanda eléctrica a lo largo del periodo 2020-2060 en cada uno de los escenarios energéticos. La demanda de electricidad destinada particularmente para la producción de hidrógeno verde, a través de la tecnología de electrólisis, para consumo nacional (no así para su exportación) alcanza a representar entre un 26% y 53% de la demanda total de electricidad a nivel nacional al año 2060. Por lo cual, es importante evaluar cómo se distribuye la demanda final de hidrógeno a lo largo de las regiones del país, según cada escenario energético, lo cual se presenta en la Figura 17, a continuación.

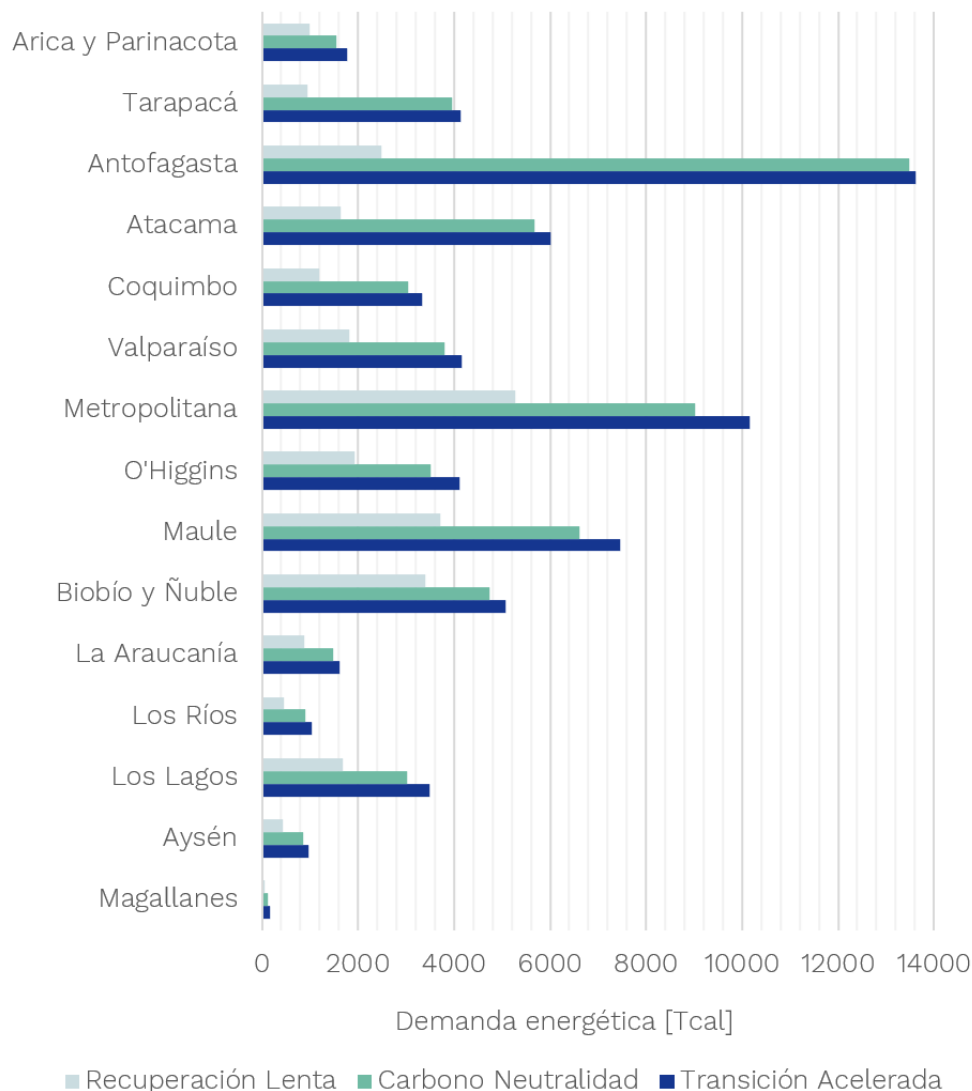


Figura 17: Distribución regional de la demanda energética de hidrógeno verde.

Las regiones de Antofagasta y Metropolitana destacan con una mayor participación en la distribución regional de la demanda final de hidrógeno, representando Antofagasta entre un 9 y un 22% de la demanda nacional, según escenario energético; mientras que la región Metropolitana representa entre un 15% y 20% de la demanda nacional de hidrógeno dependiendo del escenario energético. En total se espera una demanda aproximada de 26.871 Tcal, 61.822 Tcal, y 67.157 Tcal en los escenarios Recuperación Lenta (RL), Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA), respectivamente

La utilización final energética de hidrógeno verde, según el escenario que se considere, tiene una participación entre un 8% a un 19% en la matriz energética nacional al 2060, siendo el transporte terrestre de carga en ruta (tractocamiones, y transporte de carga mediano y ligero) y los usos motrices en minería dos de los componentes más importantes de la demanda final de hidrógeno, representando una participación de 59% para el primer caso, y entre un 24% y un 33% para el segundo caso, según escenario.

5. PROYECCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

5.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y CONSIDERACIONES

Generación actual del SEN

A la fecha de publicación de este informe, el parque generador del Sistema Eléctrico Nacional cuenta con 36.347 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta), de los cuales un 48% corresponde a centrales de ERNC. El detalle se presenta a continuación.

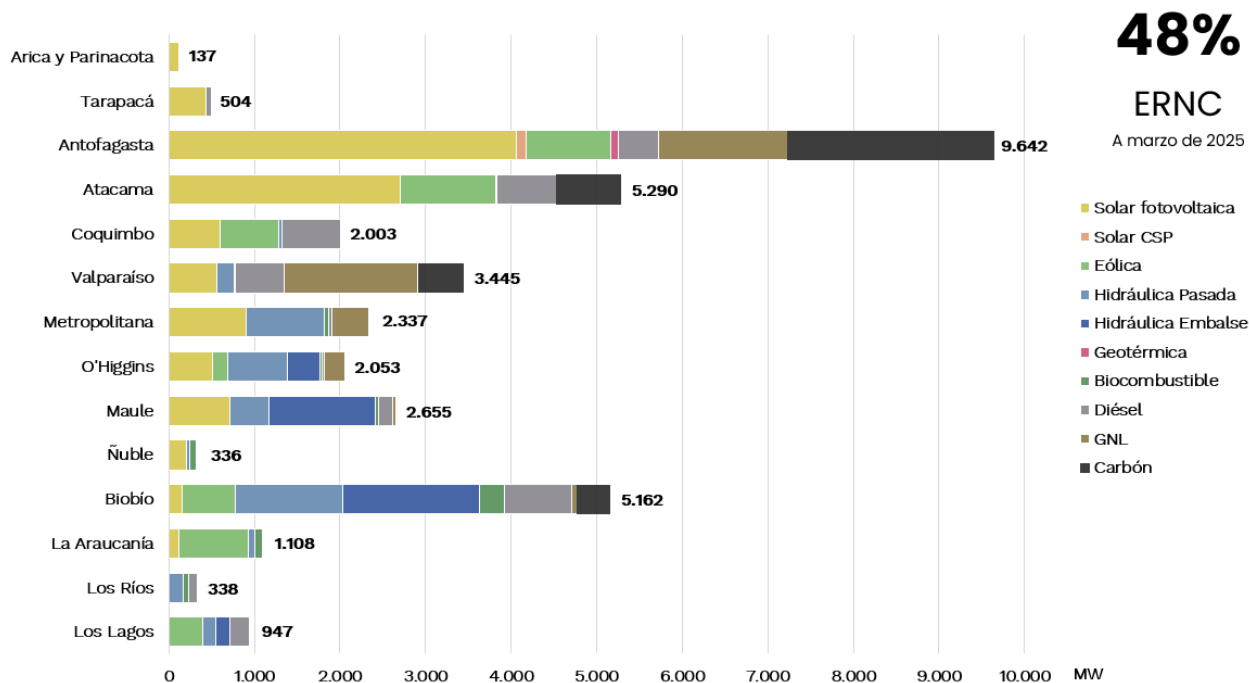


Figura 18: Generación por región del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a marzo de 2025

Consideraciones territoriales

Lo anterior muestra los desafíos que significa el desarrollo energético a nivel territorial, especialmente por el gran potencial de energía renovable que tiene Chile, así como el retiro de centrales a carbón, las oportunidades de nuevos desarrollos tecnológicos, la necesidad de infraestructura energética, la compatibilidad con otros usos e intereses locales, el resguardo ambiental, entre otros, que conducen a considerar cada vez más las sensibilidades, potencialidades y oportunidades del territorio.

Por ello, desde el año 2014, el Ministerio de Energía ha estado incorporando consideraciones territoriales en el desarrollo energético, lo que se formalizó a través de la primera Política Nacional de Energía (2015)³⁵ y luego en la Ley 20.936 que establece un nuevo sistema de

³⁵ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf

transmisión eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (2016)³⁶.

El proceso PELP 2023-2027 planteó, desde su inicio, robustecer y profundizar estas consideraciones territoriales para contribuir en contar con resultados que permitan un enfoque sustentable y equilibrados en su despliegue territorial, lo que también se hace cargo de los resultados de los espacios participativos. De forma transversal al proceso de planificación, se ha trabajado en sensibilizar territorialmente la modelación PELP a través de la consideración de Variables Ambientales³⁷ y Territoriales³⁸ en el marco de la identificación de potenciales de generación de energía en base a fuentes renovables que sirven de insumo para dicha modelación.

Por una parte, se han considerado aquellas variables que inciden en el aprovechamiento de los recursos renovables, denominados factores técnicos, tales como altura, pendiente del terreno, velocidad del viento, radiación, etc. que, aplicado el estándar de área mínima continua y factor de planta estimado para cada tecnología y que, configuran el potencial técnico de generación, que se detalla en la Tabla 11 del Anexo 8.5.

Objetos de Valoración Territorial (OdVT)

Por otra parte, se han identificado aquellas variables que inciden en el desarrollo de la generación de energía, valorándolas de acuerdo con un criterio jurídico-normativo, de acuerdo con su incidencia y grado de condicionamiento asentado en el ordenamiento jurídico vigente y, a un criterio de desarrollo del proyecto, de acuerdo con su incidencia en la tramitación y plazos de ejecución de los proyectos. Cuando se valoran en base a dichos criterios las variables analizadas, se denominan Objetos de Valoración Territorial (OdVT); entre los cuales, para este proceso, se seleccionan aquellos de alta incidencia o condicionamiento al desarrollo de este tipo de proyectos.

En la consideración de los OdVT de alta incidencia o condicionamiento al desarrollo de proyectos de generación de energía en base a fuentes renovables, de acuerdo con las decisiones de planificación que se ha tomado en el proceso, se han expuesto a diferentes tratamientos:

- OdVT no considerados: Se identificaron 2 variables valoradas que no se pudieron incorporar por limitaciones técnicas, como es el caso de la Reserva de Región Virgen (actualmente no hay ninguna decretada) y Sitios Arqueológicos (no existe información oficial disponible a escala nacional). Para este último caso, se retomó esta variable en la planificación de los PDGE.
- OdVT excluidos: Conjunto de 22 variables valoradas que, si bien no constituyen una restricción, se determina la conveniencia de evitarlas, para lo cual se excluyen del potencial de generación de energía en base a fuentes renovables que ingresa al

³⁶ Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>

³⁷ Se entenderá por variable ambiental al elemento del medio ambiente en sus distintas dimensiones, natural o artificial, que está sujeto a cambios probables o frecuentes, derivados de las actividades y/o proyectos de generación de energía susceptibles a generar efectos en la condición de base.

³⁸ Se entenderá por variable territorial aquella que haya sido establecida en un instrumento de ordenamiento, planificación o gestión territorial y que incidan o condicionen el emplazamiento de la generación de energía.

modelo, tales como parques nacionales, monumentos y sitios de significación cultural, entre otros.

- **OdVT sensibilizados:** Conjunto de 5 variables valoradas respecto a los cuales se determina promover el uso de suelos alternativos a través de un sobre costo del 10% y 20% (dependiendo del porcentaje del terreno que se ve afecto a estas variables) a su desarrollo que se aplica al potencial de generación de energía en base a fuentes renovables la modelación, con el fin que los suelos alternativos sean más competitivos. En este marco se cuentan variables, como los terrenos indígenas con derechos reconocidos (Ley N° 19.253) y Zonas de Interés Turístico (ZOIT) sólo para el potencial eólico para recoger la variable de paisaje, entre otros.

En la Tabla 12 y la Figura 57 del Anexo 8.5 detallan el tratamiento metodológico para los OdVT y resumen el proceso, respectivamente. De este modo, el resultado de PELP para todos los escenarios definidos poseen esta sensibilización territorial y los PDGE también tiene incorporadas estas consideraciones.

5.2 POTENCIAL RENOVABLE

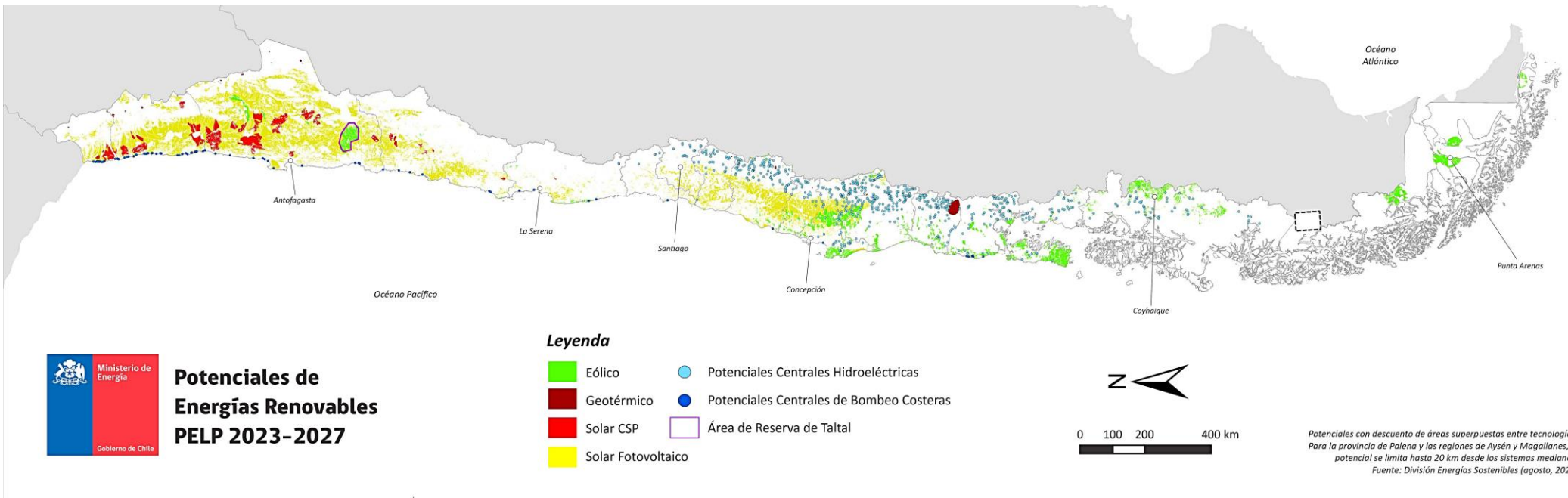
El mapa contiene el potencial técnico renovable para todas las regiones del país que se han considerado en esta oportunidad, el cual se analiza desde las variables ambientales y territoriales antes de ingresar como candidatas al modelo de optimización eléctrica. Con el objeto de no considerar más de un uso energético en cada territorio, el potencial considera descuento de áreas superpuestas entre tecnologías, considerando la siguiente priorización: 1) Eólica, 2) Geotermia, 3) Solar CSP, y 4) Solar FV³⁹.

En cuanto al potencial Solar CSP, se realizó un análisis que optimizó los mejores territorios para emplazar proyectos en base a tres configuraciones: CSP con 6, 9 y 13 horas de almacenamiento. A continuación, se presenta el potencial total para efectos de la planificación energética.

Tabla 4: Potencial total (GW) por tecnología.

TECNOLOGÍA	POTENCIAL (GW)
Solar FV	2.068
Eólica	81
Solar CSP	152
Geotermia	4
Hidroeléctrica	10
Bombeo Hidráulico	42
Total	2.375

³⁹ Para la provincia de Palena y para las regiones de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, y Magallanes y de la Antártica Chilena, el potencial se limita hasta 20 km, medidos desde los sistemas de transmisión o distribución en los respectivos sistemas medianos. De esta manera, este desarrollo de potencial renovable a nivel nacional permitirá ir extendiendo los análisis de planificación energética a las regiones en las cuales no se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional.



5.3 COSTOS DE INVERSIÓN DE TECNOLOGÍAS

Costos de tecnologías de generación

A continuación, se presentan las proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación donde las principales fuentes de información son:

- Informe de Costos de Tecnologías de Generación, Comisión Nacional de Energía, para ajustar el punto inicial de los costos.
- Para proyecciones de costos, se utilizan fuentes como *Annual Technology Baseline* de NREL⁴⁰ y el *Annual Energy Outlook* de IEA⁴¹.
- Costos de tecnología geotérmica provienen de la Mesa de Geotermia realizada durante los años 2017 y 2018.

Además, en esta oportunidad se realizó un análisis de desglose de costos, identificando lo relativo a la maduración tecnológica propiamente tal, y las componentes asociadas a otros ítems, tales como el terreno, la construcción y puesta en marcha en terreno nacional, entre otras.

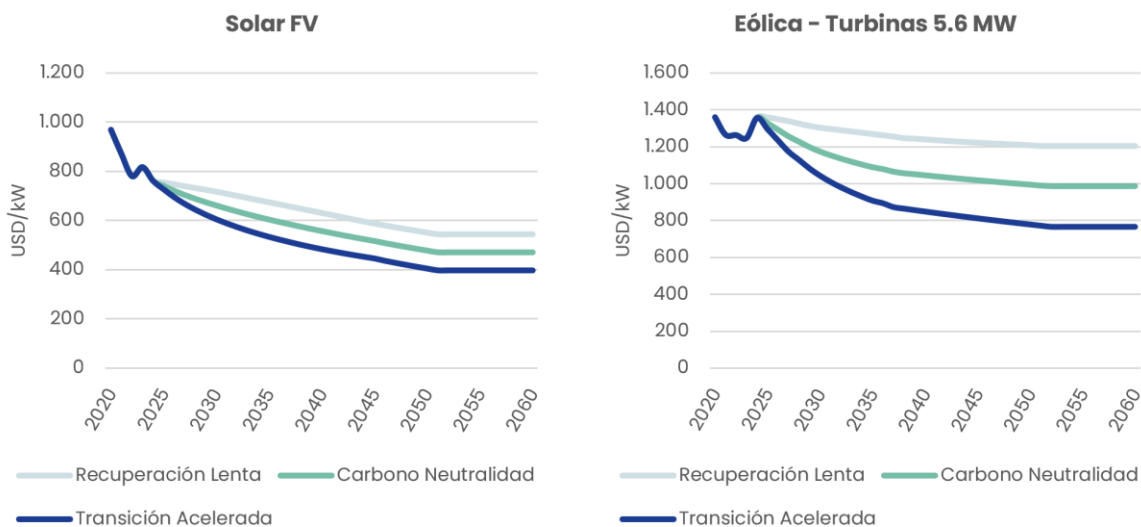


Figura 19: Costos de inversión de tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica.

⁴⁰ NREL: National Renewable Energy Laboratory.

⁴¹ IEA: International Energy Agency.



Figura 20: Costos de inversión de tecnologías de generación solar CSP, geotérmica, mareomotriz y gas natural.

Costos de tecnologías de almacenamiento

A continuación, se presentan las proyecciones de costos de tecnologías de almacenamiento, donde la principal fuente es el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés).

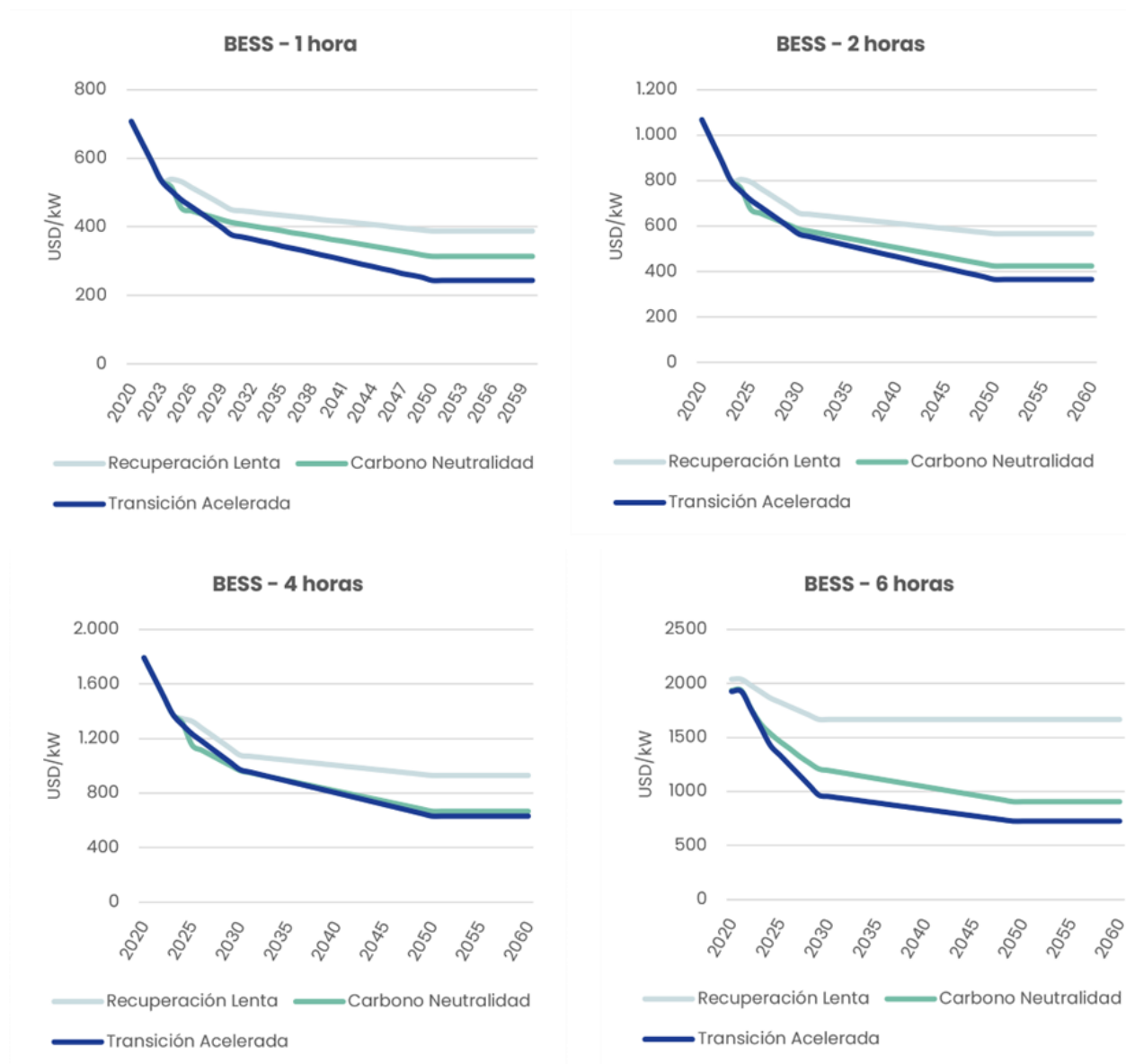


Figura 21: Costos de inversión de tecnologías de almacenamiento BESS de 1, 2, 4 y 6 horas.

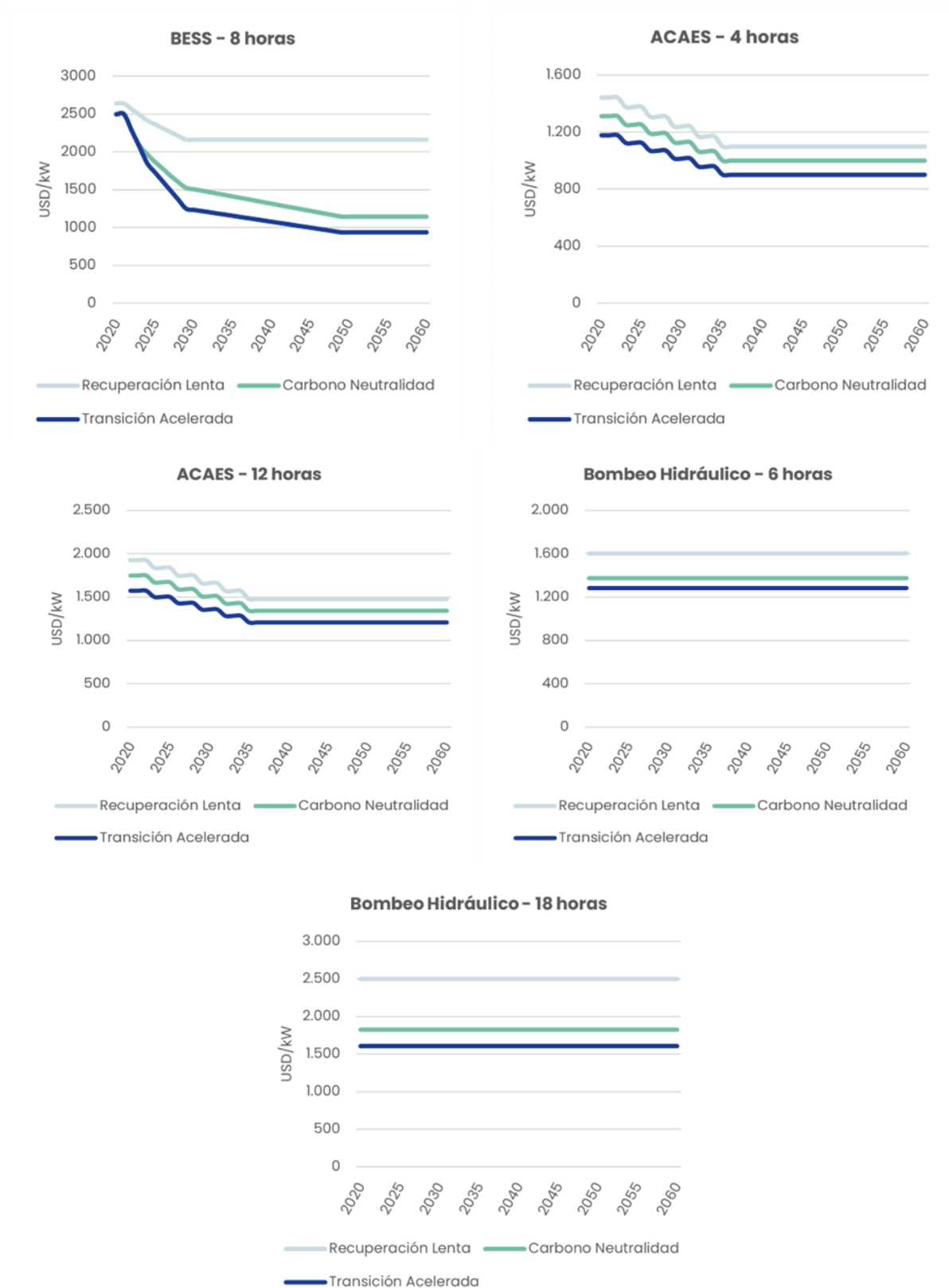


Figura 22: Costos de inversión de tecnologías de almacenamiento BESS de 8 horas, almacenamiento por aire comprimido y bombeo hidráulico.

5.4 PRECIOS DE COMBUSTIBLES FÓSILES

En esta sección se presentan las proyecciones de precios de combustibles fósiles. La principal fuente de información es la metodología publicada por la CNE, basada en el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés).

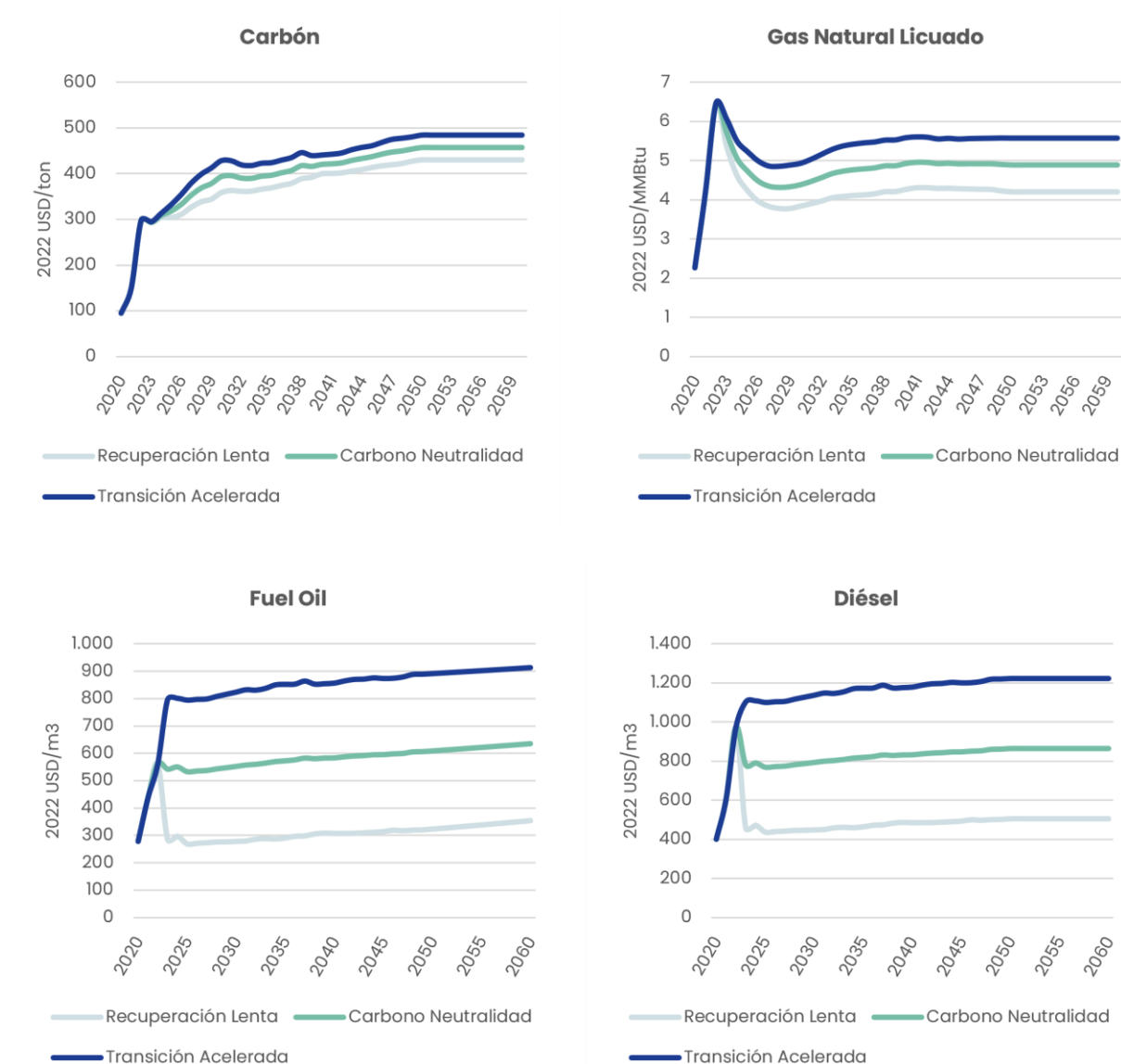


Figura 23: Proyecciones de precios de combustibles fósiles (2022 USD/ton)

En todas las gráficas anteriores se puede visualizar el impacto en el precio de los combustibles fósiles utilizado en la generación eléctrica que se ha tenido producto de la guerra en Ucrania. De este modo, algunas fuentes internacionales antes señaladas, indican que estas alzas de precio se podían mantener en el largo plazo, mientras que otras más optimistas apuntan a una baja en los precios a aquellos niveles que se tenía antes de la guerra.

5.5 TRAYECTORIA DE RETIRO Y/O RECONVERSIÓN DE CENTRALES A CARBÓN

Se han establecido tres trayectorias de retiro de centrales a carbón para efectos de evaluar los escenarios energéticos de la PELP 2023-2027. Para generar estas trayectorias se ha considerado tanto el Acuerdo Público-Privado de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón (2019)⁴², sostenido entre el Gobierno de Chile y las empresas propietarias de centrales a carbón, así como las Resoluciones Exentas de la CNE, lo anunciado públicamente por las empresas en cuanto a retiro y/o reconversión, y potenciales efectos de las nuevas exigencias de límites de emisión de la normativa esperada.

Particularmente, el escenario Carbono Neutralidad se construye tomando en cuenta esta información, y es sensibilizado de forma tal que la capacidad instalada de centrales disminuye a cero antes (escenario Transición Acelerada), o después (escenario Recuperación Lenta) de éste, como se presenta en la Figura 24. De esta forma, el escenario de Recuperación Lenta considera un retiro total de centrales a carbón al año 2040, mientras que el escenario de Carbono Neutralidad considera el retiro total al año 2035, y el escenario de Transición Acelerada considera el retiro total al año 2033, todos con una pendiente de retiro pronunciada durante esta década.

Las centrales que se han considerado como reconvertidas en los tres escenarios son las siguientes:

- Infraestructura Eléctrica Mejillones (IEM): Modelado como una reconversión a gas, de acuerdo con su Resolución de Calificación Ambiental (RCA). En el modelo, dicha reconversión comienza a operar desde el 2026, de acuerdo a la Resolución Exenta de la CNE⁴³.
- Hornitos: Modelado como una reconversión a biomasa, de acuerdo con su RCA. En el modelo, dicha reconversión comienza a operar desde el 2026, de acuerdo a la Resolución Exenta de la CNE⁴⁴.
- Andina: Modelado como una reconversión a biomasa, de acuerdo con su RCA. En el modelo, dicha reconversión comienza a operar desde el 2026, de acuerdo a la Resolución Exenta de la CNE⁴⁵.
- Guacolda: Modelado como una reconversión a *co-firing* que avanza progresivamente. Así, al año 2030, se considera con un 30% de aporte de amoníaco en dos unidades (U1 y U2), mientras que al año 2033 se considera con un 50% de aporte de amoníaco de sus cinco unidades (U1, U2, U3, U4 y U5).
- Angamos: Modelado como una reconversión a Baterías de Carnot en sus dos unidades de acuerdo con su RCA⁴⁶. En el modelo, ambas unidades cesan su

⁴² Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_exento_n_50.pdf

⁴³ Más información disponible en: <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2024/3-marzo-2024/cne-aprobo-solicitud-de-exencion-de-plazo-a-engie-energia-chile-para-reconversion-de-central-a-carbon-en-mejillones/>

⁴⁴ Resolución Exenta N° 468, de 2024, de la Comisión Nacional de Energía.

⁴⁵ Ídem.

⁴⁶ RCA disponible en: https://seia.sea.gob.cl/archivos/2023/12/12/Proyecto_Alba.pdf. Más información disponible en: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2157280115

operación el último bloque de 2025 y emerge un candidato de expansión en base a Baterías de Carnot para cada unidad en el año 2026.

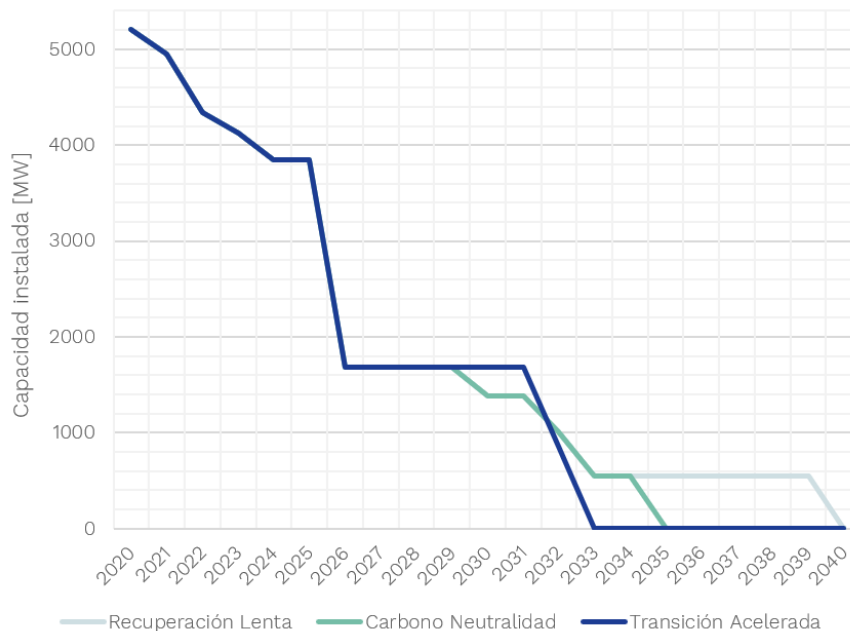


Figura 24: Trayectoria de capacidad instalada de centrales a carbón bajo los tres escenarios simulados.

Cabe destacar de que este es un ejercicio prospectivo que es incorporado en el modelo eléctrico de la Planificación Energética de Largo Plazo y materializar estas rutas de retiro y/o reconversión requiere de un trabajo profundo y procedimientos exhaustivos que involucran una serie de decisiones e instituciones, como el Coordinador Eléctrico Nacional, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, además de las mismas empresas propietarias de las centrales.

5.6 TRAYECTORIA IMPUESTO A LAS EMISIONES

La Ley N° 20.780, reforma tributaria del 2014, a través de su Artículo 8, introduce un impuesto anual a beneficio fiscal que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO2) y dióxido de carbono (CO2), producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, que individualmente o en su conjunto, sumaran una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos) de potencia térmica nominal, considerando el límite superior del valor energético del combustible. La Ley N° 21.210, de modernización tributaria aprobada en 2020, a través de su Artículo 16, reemplazó el umbral técnico (50 MWt) por un umbral de emisiones, gravando a establecimientos cuyas fuentes emisoras que individualmente o en su conjunto emitan 100 o más toneladas anuales de material particulado (MP) o 25.000 o más toneladas anuales de dióxido de carbono (CO2). Este nuevo límite, junto a otros cambios de la modernización como el sistema de compensación de emisiones, entraron en vigor en 2023.

A modo general, el impuesto verde a fuentes fijas en Chile ha gravado, en promedio, 31,6 millones de toneladas anuales de CO2 y más de 34 mil toneladas de contaminantes locales desde su entrada en vigencia. Asimismo, ha recaudado más de 1.109 millones de USD por

CO₂ y más 146 millones de USD en contaminantes locales, donde el 97% de la recaudación acumulada viene del sector “Generación”. Desde una perspectiva territorial, la comuna de Mejillones (Antofagasta) es la con más emisiones gravadas, seguida por Coronel (Biobío), Huasco (Atacama), Puchuncaví y Quillota (Valparaíso) y Tocopilla (Antofagasta).

Cabe destacar que, en 2023, con la entrada en vigor del nuevo límite de emisiones, el segmento de generación eléctrica pasó a representar 67% de la recaudación del impuesto a las emisiones dado que nuevos rubros intensivos en emisiones, como cementero, vidrio, fundiciones, comenzaron a ser gravados y modificando el aporte del sector.

Para efectos de capturar el costo de la externalidad que produce la contaminación de fuentes de generación eléctrica con combustibles fósiles, se considera una trayectoria creciente del impuesto a las emisiones en las fuentes gravadas.

Para efectos de las proyecciones eléctricas se utilizaron tres rutas crecientes del impuesto a las emisiones (solo CO₂), considerando los siguientes supuestos:

- Incorporación del valor al costo variable: Todos los escenarios consideran que el valor del impuesto a las emisiones el año 2028 con el valor actual de 5 USD/tonCO₂, con el fin de que el despacho de generación eléctrica considere este gravamen.
- Posterior al 2028, cada escenario tiene un aumento anual con distintas tasas, siendo estas más pronunciadas desde el 2034.
- Finalmente, al 2040 se alcanzan los valores de 20, 35 y 40 USD/tonCO₂ para ese escenario de Recuperación Lenta, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, respectivamente. Estos valores luego se mantienen constante para efectos de la modelación, pero podrían cambiar según las condiciones y discusiones posteriores sobre este instrumento.

Cabe destacar que los análisis propios del Ministerio de Energía indican que un aumento en el valor del impuesto a las emisiones podrá traer consigo un aumento en las tarifas eléctricas de los clientes finales (libres y regulados). En ese sentido, y sin perjuicio de la importancia de avanzar en las mejoras del impuesto correctivo, es fundamental que estas medidas vayan asociadas a mecanismos de protección tarifaria y el fortalecimiento de políticas públicas ya existentes, con especial foco en clientes más vulnerables y donde se concentren los impactos distributivos.

Por otra parte, un aumento en el valor del impuesto a las emisiones no debe ser analizado de forma aislada, sino que como parte de un paquete de políticas e instrumentos que permiten darle una valorización económica a las externalidades de las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles, como el Acuerdo Voluntario de Retiro y/o Reconversión de Centrales, donde análisis externos lo han valorado en, aproximadamente, 20 USD/tonCO₂⁴⁷.

⁴⁷ Ejemplo de ello es el análisis de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. (2022). Disponible en: <https://www.acera.cl/wp-content/uploads/2023/07/2022-Estudio-Cero-Emisiones.pdf>

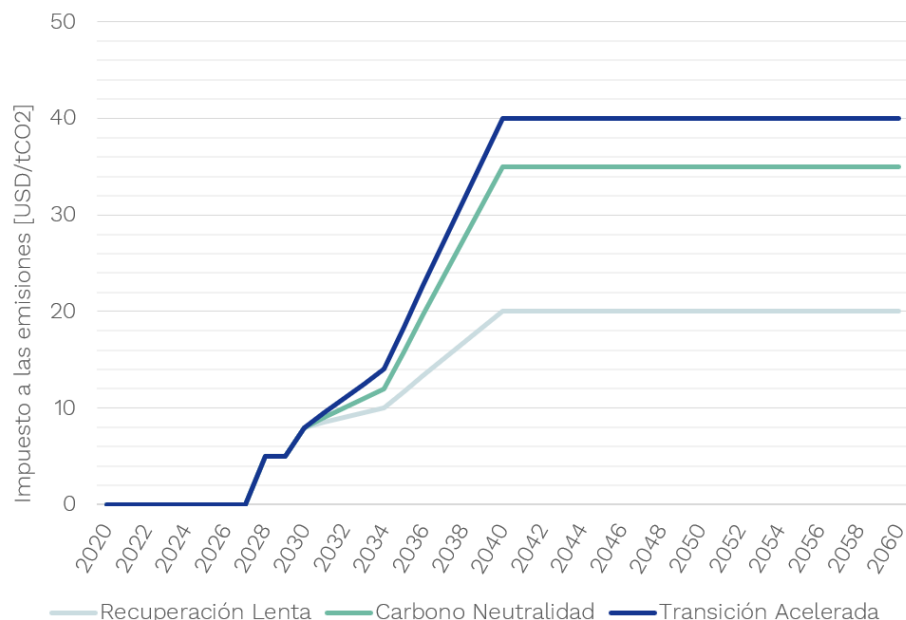


Figura 25: Trayectorias de impuesto a las emisiones de CO2 bajo los tres escenarios simulados⁴⁸.

5.7 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En esta sección se presentan los supuestos e información relevante para la modelación del sistema eléctrico.

Generación distribuida

Las proyecciones que estiman la integración de generación distribuida al 2060 en la PELP, bajo un concepto estilo *NetBilling*, se basan en un desarrollo interno que considera la metodología de NREL y su librería Pysam. Esta herramienta considera un modelo basado en agentes (ABM, por sus siglas en inglés) que interactúan entre los sectores residenciales, comerciales e industriales, diferenciando cada una de las regiones del país para la adopción de la tecnología fotovoltaica. Para esto se considera como el nivel de penetración de los años anteriores, además de las proyecciones del PIB, el precio de la energía, los costos de inversión, el factor de planta geo-referenciado y la demanda eléctrica.

Red de transmisión

Dado los tiempos de desarrollo, tramitación y construcción de nuevos proyectos de transmisión, se ha considerado que para la década 2020-2034 el sistema de transmisión estructural se puede expandir sólo con ampliaciones y/o refuerzos de hasta 500 MW de capacidad.

Desde el año 2035, se considera la posibilidad de desarrollo de proyectos de transmisión con capacidad superior por hasta 1500 MW. Al 2040 se habilita una nueva posibilidad de

⁴⁸ Cabe destacar que entre los años 2020 y 2027 el impuesto a las emisiones aparece con costo 0 USD/tonCO2 debido a que se encuentra fuera del cálculo del costo variable, siendo nulo para efectos del modelo.

expansión por 1500 MW adicionales. Finalmente, hacia el 2050 se habilitan 1000 o 2000 MW adicionales, dependiendo de la zona. Así, la capacidad de los candidatos de expansión entre los distintos nodos del sistema está en el rango entre 4300 a 6000 MW, dependiendo de los nodos considerados.

En cuanto al flujo de la red de transmisión, se consideró un flujo DC linealizado, con impedancias análogas a las de la red reducida utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional⁴⁹, cuidando que las capacidades también sean análogas. Dichas capacidades guardan relación con el cumplimiento del criterio N-1 y la distribución conjunta del sistema de 220 y 500 kV.

Restricciones operativas

De forma de representar algunos de los desafíos de operación que enfrenta y enfrentará el sistema en el mediano y largo plazo con la entrada masiva de generación renovable variable, se consideró una restricción de reserva primaria y secundaria, considerando el caso más desfavorable según el Informe de Servicios Complementarios año 2025⁵⁰ (versión de diciembre 2024), emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional. Esta restricción se consideró igual para todos los bloques horarios simulados, dado que no se cuenta con una metodología de proyección de dichas reservas.

De esta forma, los montos de reserva para control primario de frecuencia de subida y bajada (CPF+ y CPF-, respectivamente), y control secundario de frecuencia de subida y bajada (CSF+ y CSF-, respectivamente) son los que se presentan en la Tabla 5, a continuación.

Tabla 5: Requerimientos para control primario y secundario de frecuencia.

Reserva CPF+ [MW]	Reserva CPF- [MW]	Reserva CSF+ [MW]	Reserva CSF- [MW]
331	85	220	322

Bloques horarios

Cada año se modeló utilizando un día representativo por mes, con una resolución horaria. Esto permite capturar adecuadamente las oportunidades que posee el sistema para la abastecer las variaciones de la demanda haciendo uso de la energía proveniente desde bloques de menor costo. Lo anterior puede ser logrado mediante el calce de la generación instantánea disponible, así como mediante el almacenamiento energético, para lo cual es necesario contar con una resolución al menos horaria, ya que se dispone de alternativas de almacenamiento de corta duración (1 a 2 horas).

Adicionalmente, contar con una resolución horaria permite hacer representar mejor la variación intradiaria de consumos emergentes, tales como electromovilidad, climatización e hidrógeno verde.

⁴⁹ Red reducida del Estudio de almacenamiento en el SEN, disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/09/2308-Estudio-de-Almacenamiento-2023.pdf>

⁵⁰ Informe de Servicios Complementarios 2025, disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.20-Informe_SSCC_2025.pdf

Hidrologías sintéticas con cambio climático

Conforme a lo levantado en los distintos talleres participativos de la PELP, y a la condición hidrológica de carácter seca de los últimos años, se consideró series hidrológicas que incluyen el efecto del cambio climático, las cuales también utiliza la Comisión Nacional de Energía en sus procesos de planificación⁵¹.

Esta serie hidrológica fue generada usando modelos globales de circulación general (modelo MIROC-ESM CHEM bajo un escenario RCP 8.5) y modelos calibrados de cuencas hidrológicas para las centrales modeladas. Dicha serie corresponde a una hidrología seca.

Perfiles de producción eólica y solar con cambio climático⁵²

En los perfiles de generación eólicos y solares fotovoltaicos, se incluyó el efecto del cambio climático, permitiendo representar de mejor manera este recurso en el largo plazo. Esto se realizó mediante un estudio el cual, a través de modelos globales de la circulación general (GCM), ajustados a la información de los potenciales renovables que posee el Ministerio de Energía, incorporó a los perfiles eólicos y solares fotovoltaicos los efectos del cambio climático en las variables ambientales.

Dichos perfiles tienen una resolución horaria y fueron seleccionados utilizando técnicas de clusterización para identificar perfiles representativos por mes.

Perfil de demanda eléctrica

La demanda eléctrica se presenta desagregada según cuatro usos: el primero corresponde a la demanda dada por usos tradicionales, la cual ha sido ampliamente estudiada, mientras que las restantes corresponden demanda para electromovilidad, climatización, y producción de hidrógeno verde, y tienen un carácter de demanda emergente, cuyos perfiles son aún materia de estudio.

Los perfiles para climatización y electromovilidad fueron estudiados y proyectados en una memoria de pregrado de la Universidad de Chile denominada *“Elaboración de perfiles de demanda a nivel de distribución para efectos de consideración en Planificación Energética de Largo Plazo”*.

Producción de H2V y Amoniaco

Dado la incertidumbre existente respecto a los perfiles de producción de H2V, tanto para consumo final como para producción de amoniaco, se determinaron perfiles que hicieran uso de una minimización de costos sistémica a la vez que cumplieran con metas de producción anuales.

⁵¹ Las series hidrológicas provienen del estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Estudio-An%C3%A1lisis-de-la-Estad%C3%ADstica-Hidrol%C3%B3gica.pdf>

⁵² Este trabajo se realizó junto a la Universidad Adolfo Ibañez y al equipo del proyecto anillo ORECC (Operation Research in Energy & Climate Change) con quien además se están incorporando técnicas de Big Data sobre los perfiles de generación renovable con Cambio Climático, que se irán implementando en el proceso PELP.

De esta forma, en un primer paso se determina qué perfil de producción de H2V es óptimo en términos de la minimización de costos, corriendo el modelo de expansión del sistema eléctrico. En este modelamiento se consideran restricciones en la producción del H2V que abastecerá la síntesis de amoníaco, puesto que esta producción de H2V es más inflexible, dado los mínimos técnicos y rampas del proceso de Haber-Bosch, así como los costos de almacenamiento de hidrógeno para este proceso.

Luego, se obtiene un perfil de producción variable, el cual se utiliza como parámetro de demanda eléctrica para producción de H2V como uso final, o para producción de H2V para sintetizar amoníaco, en la expansión del SEN que determina el modelo.

Almacenamiento

Con el objetivo de identificar de mejor manera el rol fundamental que tendrán las soluciones de almacenamiento en los sistemas eléctricos, se modelaron diversos tipos de soluciones tecnológicas como candidatos de almacenamiento, las cuales se listan a continuación:

1. Baterías tipo BESS, cuya capacidad de almacenamiento varía entre 1, 2, 4, 6 y 8 horas, con una eficiencia de 92% en el ciclo completo de carga.
2. Soluciones de aire comprimido (CAES), las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 horas con una eficiencia cercana al 60%.
3. Batería de Carnot, las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 o 12 horas, con una eficiencia de 36%. Esta opción se consideró como candidato en centrales a carbón que han indicado su interés en reconvertirse.
4. Centrales de bombeo hidráulico en la zona norte del sistema, en base a información que se ha sido levantada por el Ministerio de Energía respecto al potencial que podría desarrollarse en el país.

Adicionalmente, se actualizó el plan de obras incorporando la última información disponible de proyectos de almacenamiento que serán instalados en los siguientes años.

Tecnología Solar CSP⁵³

Se integraron tres tipos de configuraciones para tecnología solar CSP, cada una con un propósito diferente. La primera es una versión con 6 horas de almacenamiento, cuyo propósito sería estar disponible en horas *peak* del sistema, otra con 13 horas de almacenamiento para ser despachada día y noche, y una intermedia con 9 horas de almacenamiento.

Estas configuraciones fueron construidas con el software SAM, que no tan sólo genera una definición detallada de cada parte de la central, sino que también genera una lista de partidas de costos de un proyecto tipo, permitiendo obtener un costo de inversión que se utiliza como punto inicial de las respectivas trayectorias de costos de inversión.

⁵³ Este trabajo se desarrolló junto a CORFO, representado en esa oportunidad por el Comité Solar e Innovación Energética y junto al equipo de Fraunhofer Chile, con quienes se logró generar perfiles de producción térmico (bajo la torre y antes de almacenamiento de sales) de centrales solares CSP, y para cada una de las locaciones en donde esta tecnología es más eficiente.

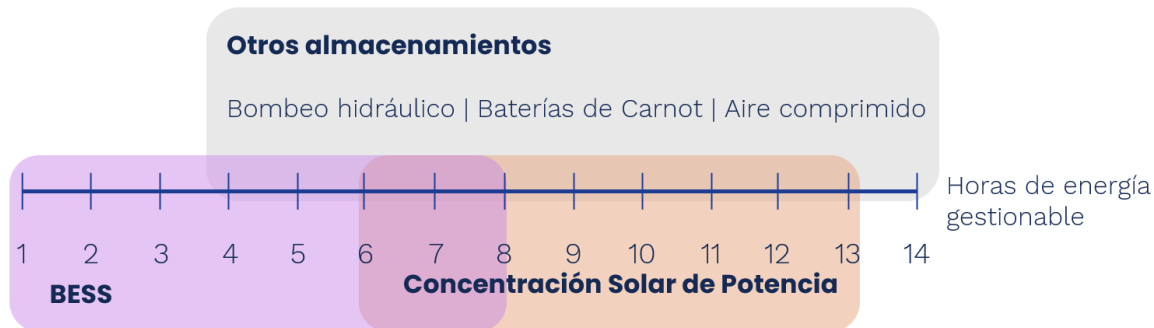


Figura 26: Tecnologías de almacenamiento disponibles como candidatos de expansión y su duración.

5.8 RESULTADOS DE LA MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En esta sección se presentan los resultados de las proyecciones eléctricas.

Generación distribuida

Las proyecciones de generación distribuida, obtenidas mediante el modelamiento basado en agentes, se presenta en la Figura 27. Cabe mencionar que los medios de generación distribuida modelados corresponden a energía solar fotovoltaica instalada en techos, mientras que la generación de medios PMGD es ingresada en el modelo como centrales independientes en su respectiva barra.

Las proyecciones de generación distribuida son descontadas de la demanda eléctrica que ingresa al modelo eléctrico de expansión del SEN, según el bloque correspondiente, asumiendo que esta capacidad es completamente utilizada para prevenir consumos.

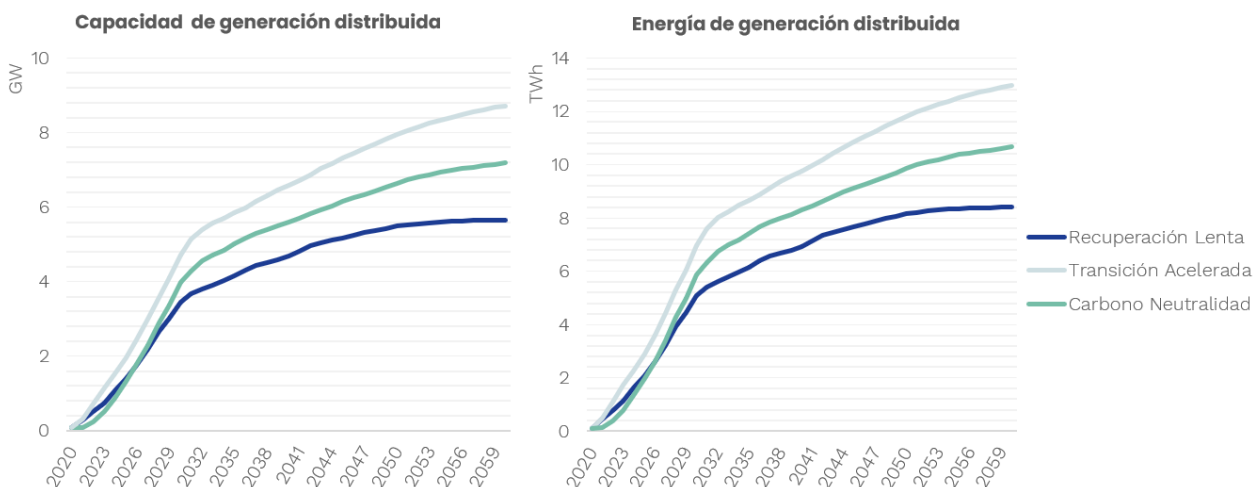


Figura 27: Capacidad instalada (izquierda) y generación (derecha) correspondiente a instalaciones de generación distribuida para los tres escenarios modelados.

Demanda eléctrica

La demanda eléctrica que ingresa al modelo de expansión del SEN se presenta en la Figura 34 para cada año del horizonte de simulación. A su vez, en la sección acerca de Curvas diarias de demanda y generación se presentan las curvas de demanda horaria de dicha demanda anual (Figura 34 hasta la Figura 40).

Cabe destacar que, desde el año 2035, la componente de la demanda relacionada con producción de H2V comienza a ser preponderante en los tres escenarios, siendo superior al resto de demandas emergentes, como electromovilidad y climatización.

Esta demanda es ingresada al modelo de expansión del SEN, considerando un factor de escalamiento de 3,1%, buscando representar las pérdidas a través de este factor. Los datos reportados en la base de datos corresponden a la demanda previo a la aplicación de este factor de escalamiento.

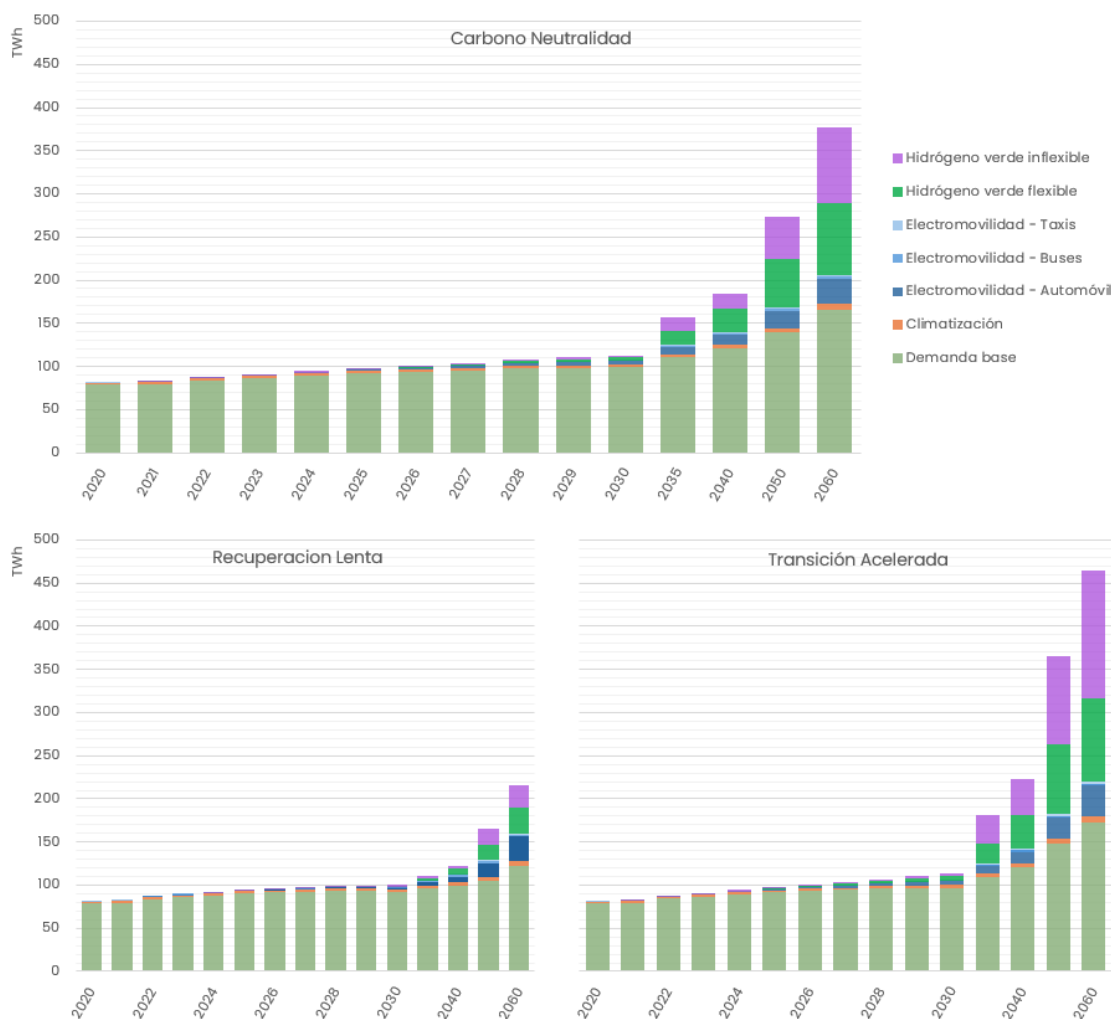


Figura 28: Demanda eléctrica anual y sus componentes bajo los tres escenarios simulados.

En el caso de la climatización y la electromovilidad, su proyección se define en base a la proyección energética de dichos usos y una distribución horaria esperada de los mismos, mientras que el caso del hidrógeno se detalla en el Anexo 8.5.

Capacidad instalada

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional se presenta en la Figura 29, indicando un desarrollo sostenido de las fuentes energéticas renovables, principalmente energía eólica y energía solar. Esta situación se condice con los proyectos que se han materializado en los últimos años, y con aquellos que están en construcción, donde predominan dichas fuentes energéticas.

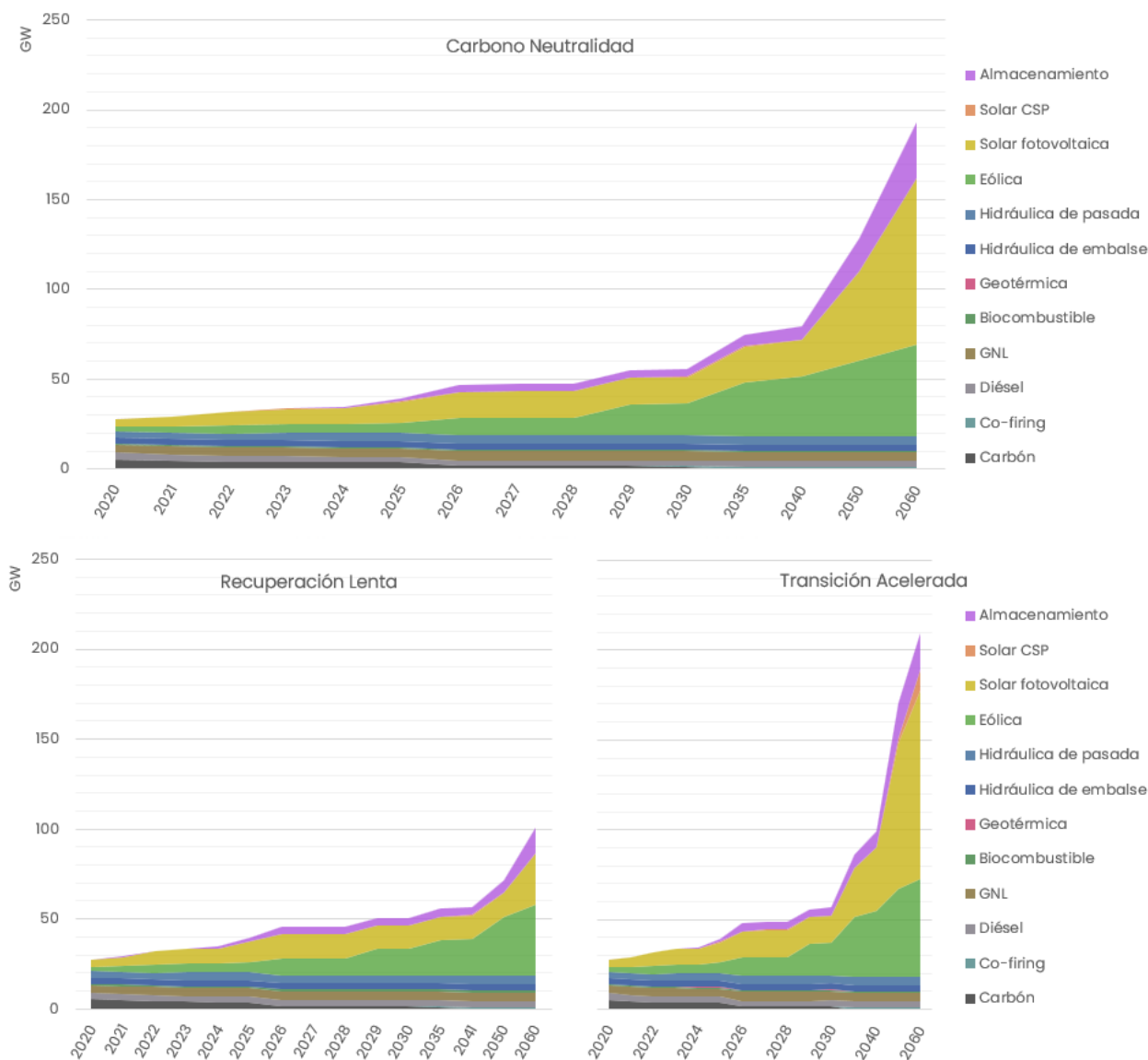


Figura 29: Capacidad instalada del SEN bajo los distintos escenarios.

Adicionalmente, el almacenamiento energético emerge como un atributo costo-efectivo para la expansión del SEN con base en fuentes renovables variables. Al observar la distribución de capacidad acumulada por región, en la Figura 30, se encuentra que el desarrollo del almacenamiento ocurre en regiones con un desarrollo importante de capacidad solar fotovoltaica, relevando la complementariedad entre esta fuente energética y la capacidad de acomodar bloques de energía económica hacia horas de mayor costo.

Hacia el año 2030, se proyecta una necesidad de almacenamiento de mediana duración, adicional al desarrollo en curso, en un rango que va entre 2,0 y 2,9 GW, dependiendo del escenario. Mientras tanto, hacia el año 2030, la necesidad de infraestructura de generación asciende a un rango entre 15 y 20 GW, dependiendo del escenario, los cuales están compuestos de energía solar fotovoltaica y eólica solamente.

Desde el año 2030 al 2050, el norte del país presenta principalmente un desarrollo basado en energía solar fotovoltaica según se observa en la Figura 30, con la excepción de la Región de Antofagasta que adicionalmente desarrolla energía eólica. Por su parte, la zona centro y sur, desde la Región del Biobío hacia el sur, expande su capacidad de generación principalmente mediante energía eólica.

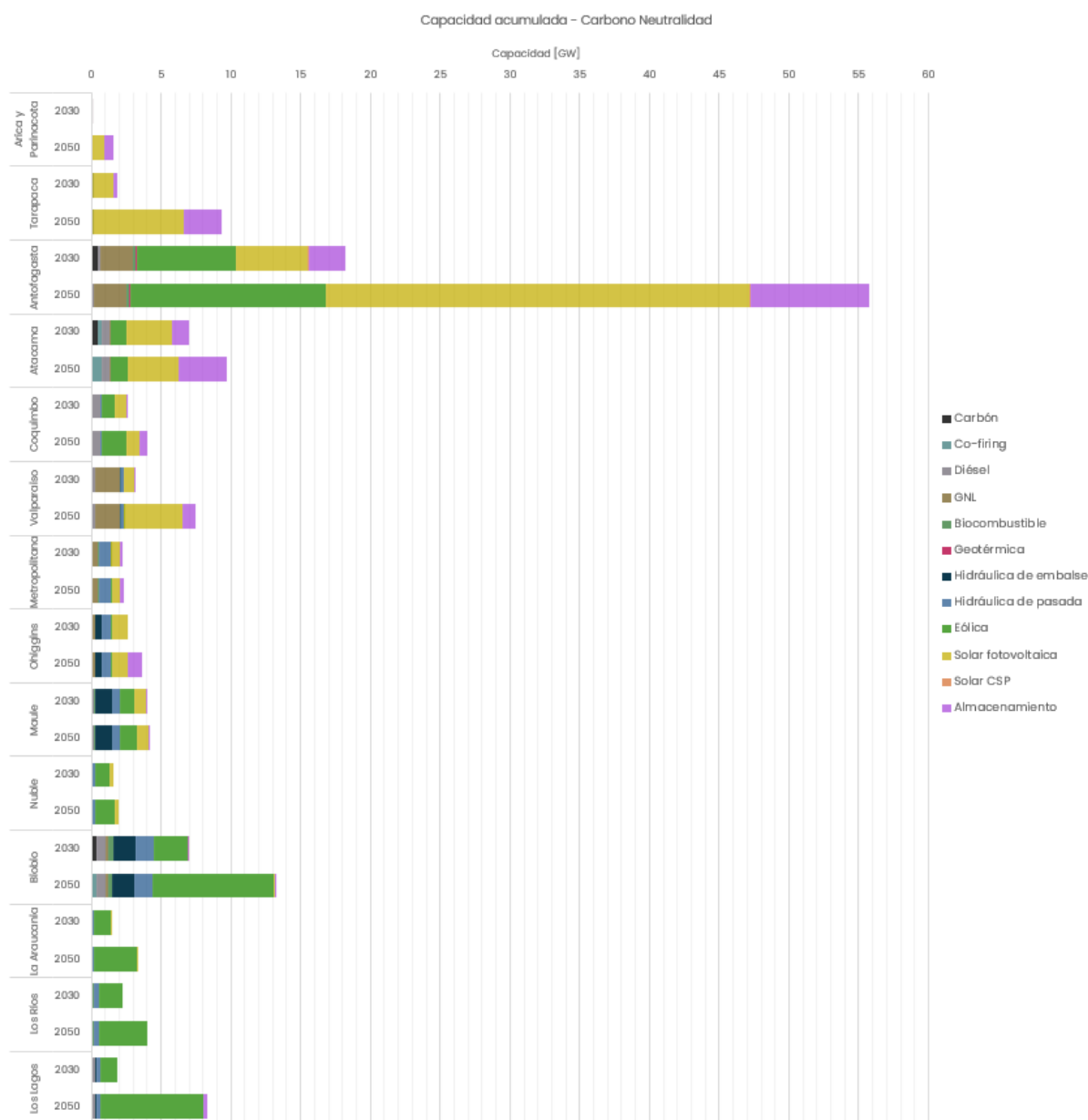


Figura 30: Distribución regional de la capacidad instalada acumulada del SEN bajo el escenario de Carbono Neutralidad para los años 2030 y 2050.

La Región de Antofagasta mantiene su rol de ser la región con mayor desarrollo de inversión en generación eléctrica, alcanzando la instalación de 45 GW de generación al 2050, dentro de los cuales se encuentran zonas identificadas como Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica.

Generación eléctrica

En las Figura 31 hasta la Figura 33 se presentan las trayectorias de generación eléctrica por tecnología, tanto a nivel absolutos, como de participación porcentual. Cabe destacar que, en los tres escenarios, el mix de generación sobrepasa un 96% de generación proveniente desde fuentes renovables al 2050.

En directa relación con lo presentado para el desarrollo de nueva infraestructura de generación, en los tres escenarios se cumple que el mix de generación, al año 2050, está compuesto principalmente por energía eólica y solar fotovoltaica, con la excepción del escenario de Transición Acelerada que adicionalmente introduce la tecnología solar CSP. En esta oportunidad se incluyó también el almacenamiento (sólo en modo descarga) para ilustrar su magnitud en dichos gráficos, no siendo descontado cuando es cargado.

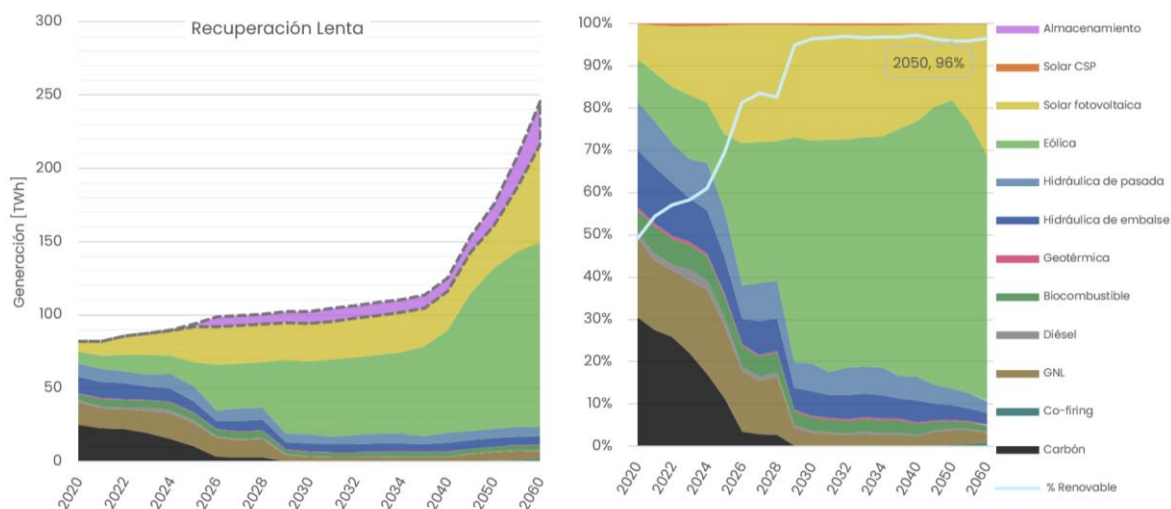


Figura 31: Generación eléctrica y almacenamiento (izquierda) y composición del mix de generación (derecha) bajo el escenario de Recuperación Lenta.

Mediado por su costo de operación y el impuesto a las emisiones, el GNL, experimenta una progresión pasando de ser despachado durante gran parte de los bloques horarios, a ser despachado principalmente en bloques nocturnos. Este efecto reduce sustancialmente su participación en el mix de generación en la medida en que se realiza una transición hacia fuentes más costo-efectivas. Por su parte, y bajo los mismos motivos, las centrales a carbón que no han sido reconvertidas o retiradas hacia el final de la década no participan del mix de generación desde el año 2029. Finalmente, en el caso de las centrales hidráulicas, éstas reducen su participación en el mix de generación debido a la variación

inducida por el cambio climático, el cual se traduce en una disminución progresiva de su afluente⁵⁴, y, por tanto, de su energía disponible.

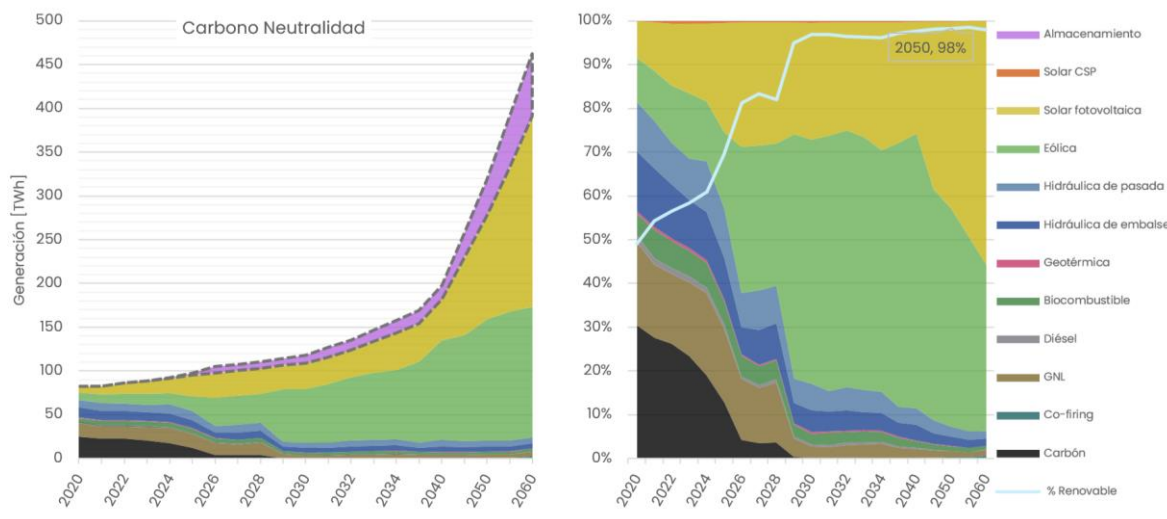


Figura 32: Generación eléctrica y almacenamiento (izquierda) y composición del mix de generación (derecha) bajo el escenario de Carbono Neutralidad.

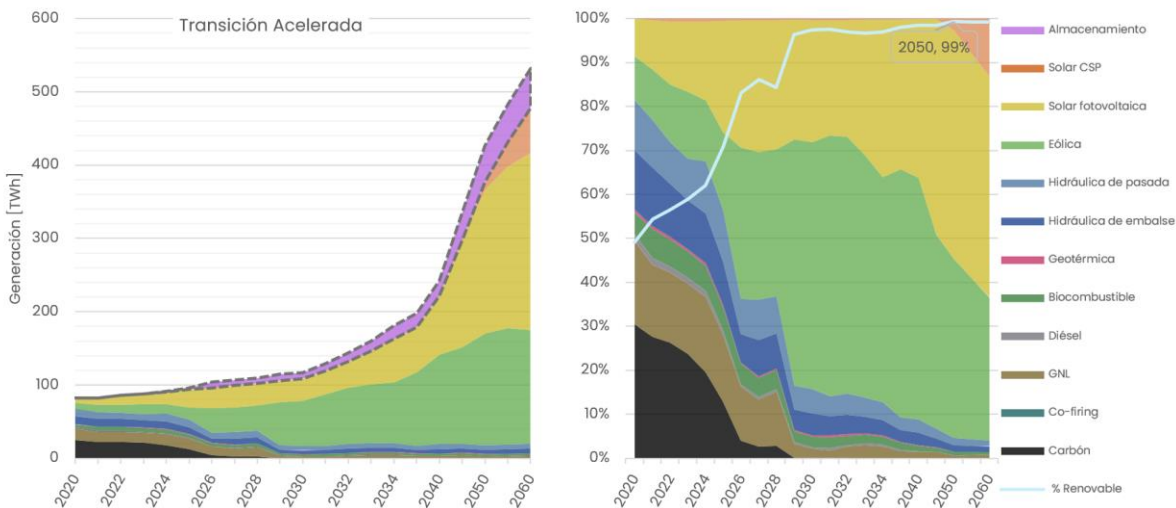


Figura 33: Generación eléctrica y almacenamiento (izquierda) y composición del mix de generación (derecha) bajo el escenario de Transición Acelerada.

⁵⁴ Si bien se proyecta una disminución importante del afluente en diversas centrales del país, en algunas centrales se proyecta una disminución menor, como el caso de Canutillar. Además de la disminución, se proyectan cambios en la estacionalidad. Para más detalles: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Estudio-An%C3%A1lisis-de-la-Estad%C3%ADstica-Hidrol%C3%B3gica.pdf>

Curvas diarias de demanda y generación

Las curvas de operación diaria de la infraestructura de generación y almacenamiento se presentan en las Figura 34 hasta la Figura 40 para cuatro meses representativos de los años 2025, 2030 y 2050, para los tres escenarios. Adicionalmente, en éstas se presenta el perfil horario de la demanda eléctrica separada por sus componentes, lo cual permite comprender qué tecnologías se gatillan en función de los tipos de demanda.

En la Figura 34 se presenta la operación del año 2025 bajo el escenario Carbono Neutralidad, de forma de presentar una base de comparación con la época presente. Se aprecia una estacionalidad en los perfiles de generación marcada por la variación de la energía solar fotovoltaica, la cual se reduce sustancialmente hacia los meses de menor irradiancia (abril y julio) en la Figura 34, pudiendo llegar a ser del orden de 4,1 GW menor entre dichos meses (aproximadamente 48%). Dicha disminución es compensada con un aumento durante los bloques diurnos de la generación térmica en dichos meses, principalmente GNL.

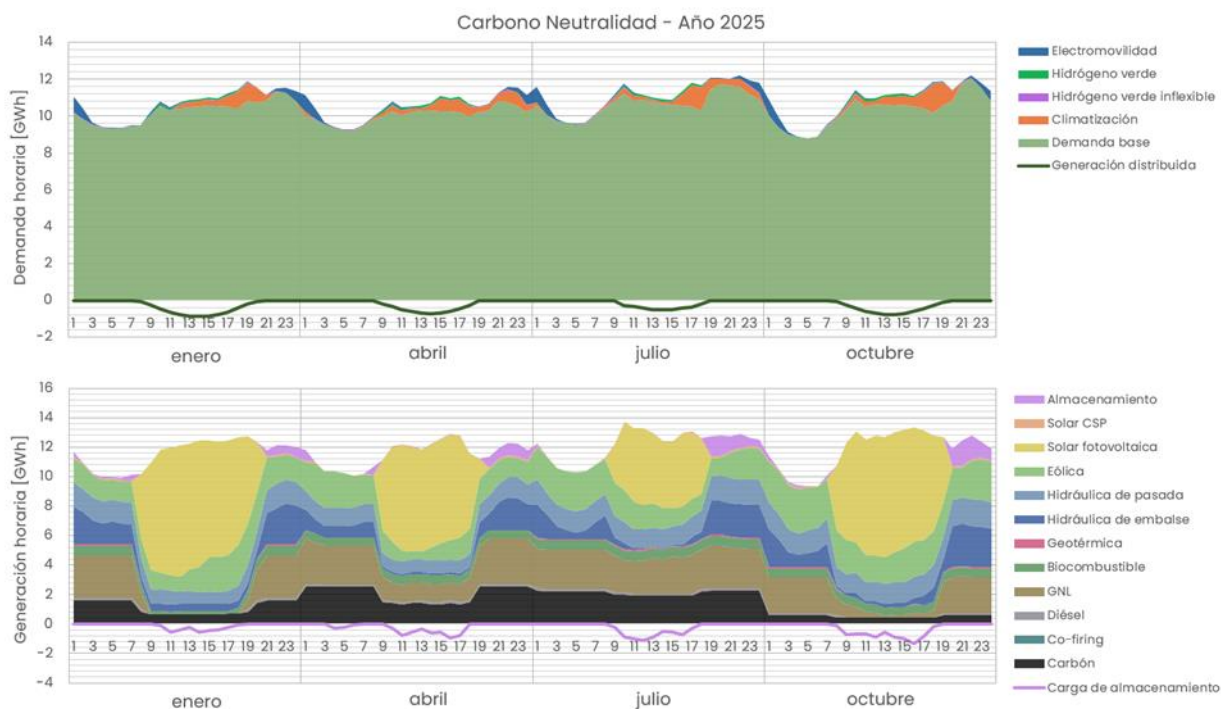


Figura 34: Demanda horaria (arriba) y generación horaria (abajo) para cuatro meses representativos del año 2025 bajo el escenario de Carbono Neutralidad.

Al observar el comportamiento del almacenamiento para dicho año y escenario, se observa en la Figura 34 que el almacenamiento es descargado principalmente en los bloques que comprenden entre las 20:00 y las 01:00, aportando con suplir la demanda en las horas punta, y que su carga se realiza principalmente durante las 10:00 y 17:00, cuando la energía es de menor costo durante el día debido a la operación de las centrales solares fotovoltaicas. Este comportamiento revela la complementariedad de la tecnología solar fotovoltaica con el almacenamiento energético, lo cual también se observa en la Figura 34, donde se aprecia una alta correlación de la instalación de almacenamiento en aquellas zonas con mayor capacidad de generación solar fotovoltaica.

Cabe mencionar que la generación distribuida se ha ingresado en este modelo descontando horariamente a la demanda, de forma que, frente a una incorporación de generación distribuida menor, la demanda sería mayor en bloques diurnos, incrementando la generación con fuentes disponibles en dichos bloques, con la posibilidad de gatillar una instalación mayor de energía solar fotovoltaica.

Los resultados de la operación hacia el año 2030, presentados en la Figura 35, Figura 36 y Figura 37, indican un comportamiento progresivo entre los escenarios, donde al transitar desde el escenario Recuperación Lenta, hacia el escenario Carbono Neutralidad, y finalmente al escenario Transición Acelerada, se intensifica la generación con fuentes renovables. Dicha progresión guarda relación con la intensificación de consumos emergentes como la electromovilidad y el hidrógeno verde.

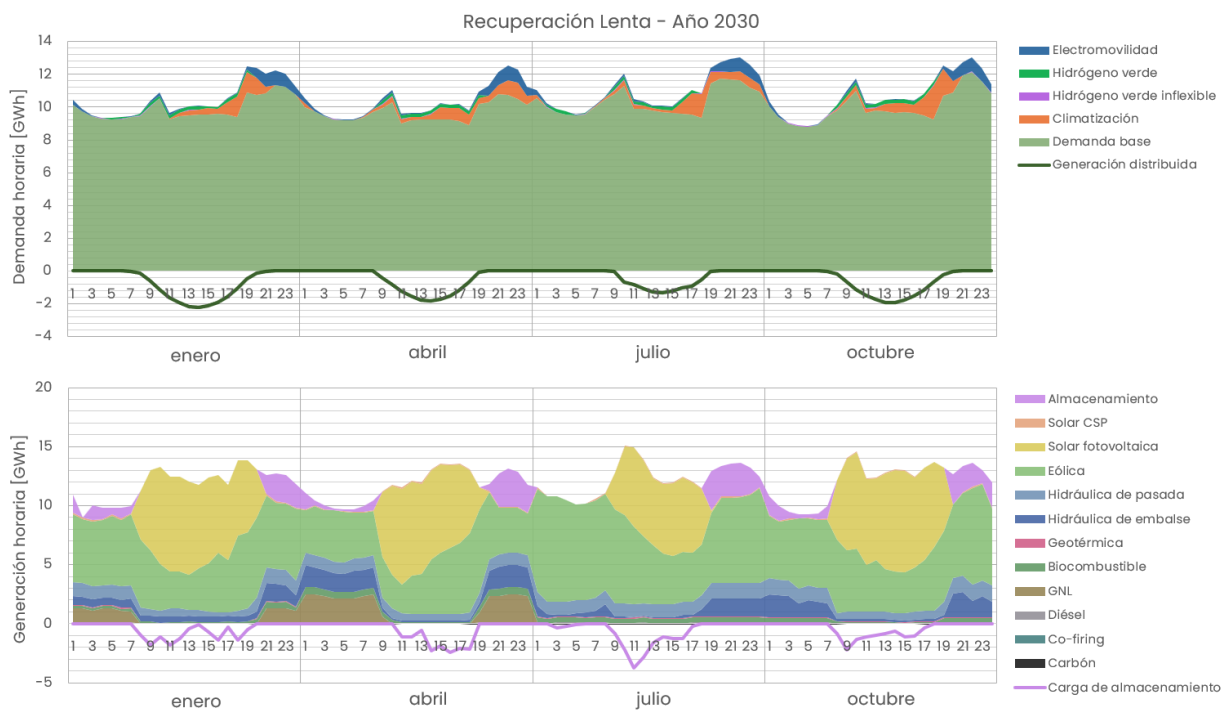


Figura 35: Demanda horaria (arriba) y generación horaria (abajo) para cuatro meses representativos del año 2030 bajo el escenario de Recuperación Lenta.

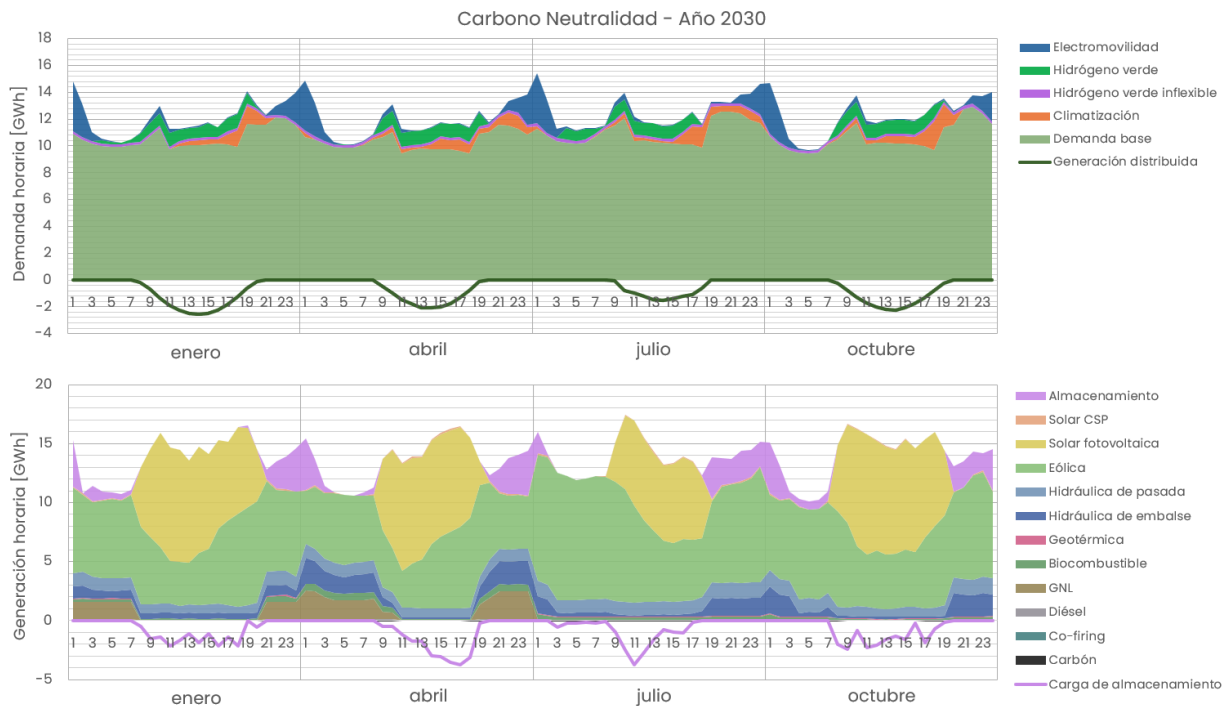


Figura 36: Demanda horaria (arriba) y generación horaria (abajo) para cuatro meses representativos del año 2030 bajo el escenario de Carbono Neutralidad.

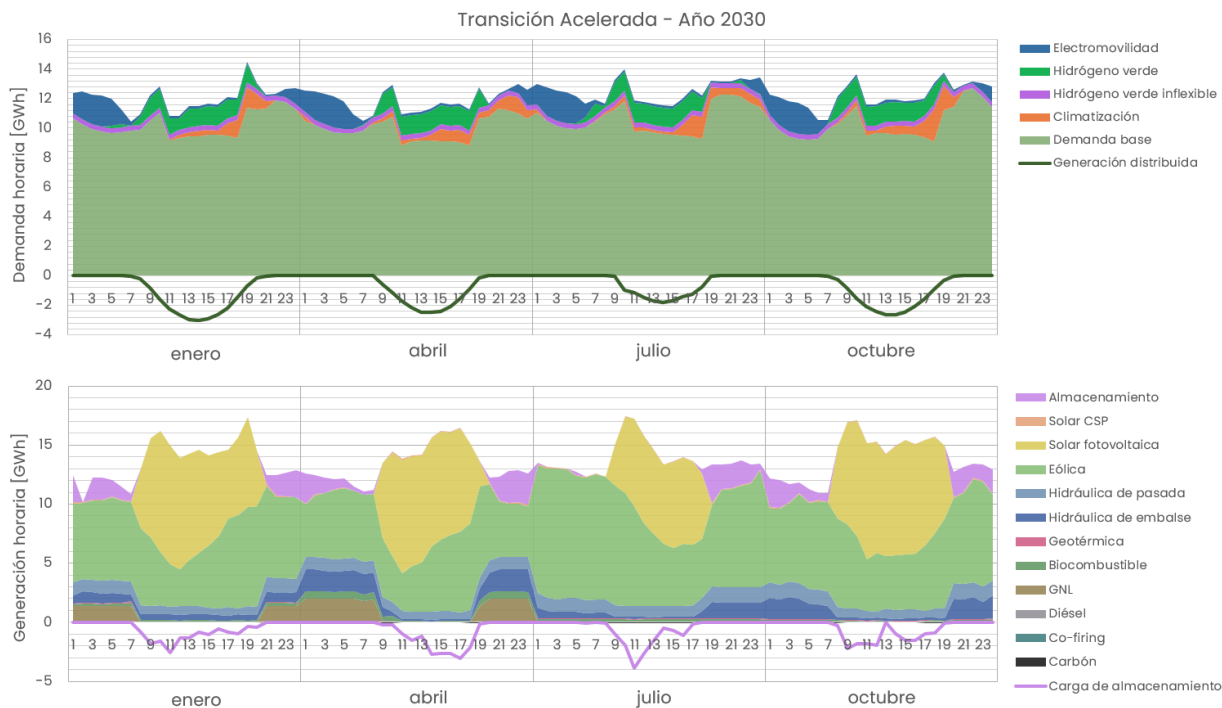


Figura 37: Demanda horaria (arriba) y generación horaria (abajo) para cuatro meses representativos del año 2030 bajo el escenario de Transición Acelerada.

En forma similar a lo observado para el año 2025, existe una estacionalidad que reduce la generación solar fotovoltaica en meses de invierno. Sin embargo, a diferencia del caso visto para el 2025 (Figura 34), en el año 2030 esta reducción estacional es compensada mediante energía eólica, limitando el rol de la generación con combustibles fósiles a la generación nocturna cuando la generación eólica disminuye estacionalmente. Dicha generación con combustibles fósiles es provista económicamente por GNL, de forma que el carbón al año 2030 es desplazado económicamente de la matriz eléctrica.

Los resultados de la operación hacia el año 2050, presentados en la Figura 38, Figura 39 y Figura 40, presentan una diferencia de régimen entre los escenarios, donde los consumos emergentes cambian la dinámica de la operación intradiaria. En particular, se observa que en los escenarios Carbono Neutralidad y Transición Acelerada existe una marcada correlación de la producción de hidrógeno flexible con la generación solar fotovoltaica, mientras que en los tres escenarios existe una alta correlación entre la descarga del almacenamiento y el consumo de la electromovilidad en los bloques nocturnos. A su vez, se exagera el comportamiento de carga del almacenamiento durante los bloques diurnos. No obstante, en el escenario Recuperación Lenta el almacenamiento es también cargado durante bloques nocturnos mediante energía eólica.

Finalmente, hacia el año 2050, en la medida que se progresa desde el escenario Recuperación Lenta hacia el escenario Carbono Neutralidad, y finalmente al escenario Transición Acelerada, se observa una reducción progresiva de la generación basada en fuentes fósiles, la cual para aquella época es muy menor y principalmente de apoyo cuando las fuentes renovables disminuyen su aporte. Adicionalmente, en esta progresión se observa un marcado desarrollo del aporte solar fotovoltaico, el cual se acelera durante la década del 2040 en adelante, tal como se observa en la Figura 38 a la Figura 40.

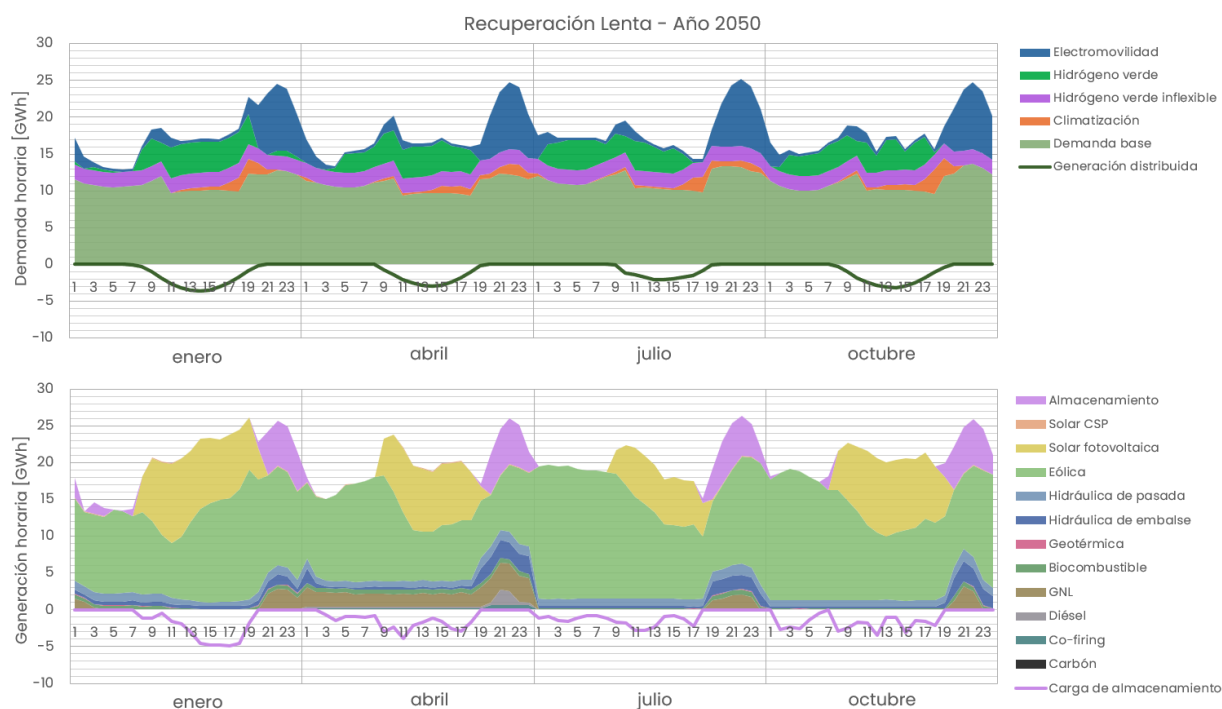


Figura 38: Demanda horaria (arriba) y generación horaria (abajo) para cuatro meses representativos del año 2050 bajo el escenario de Recuperación Lenta.

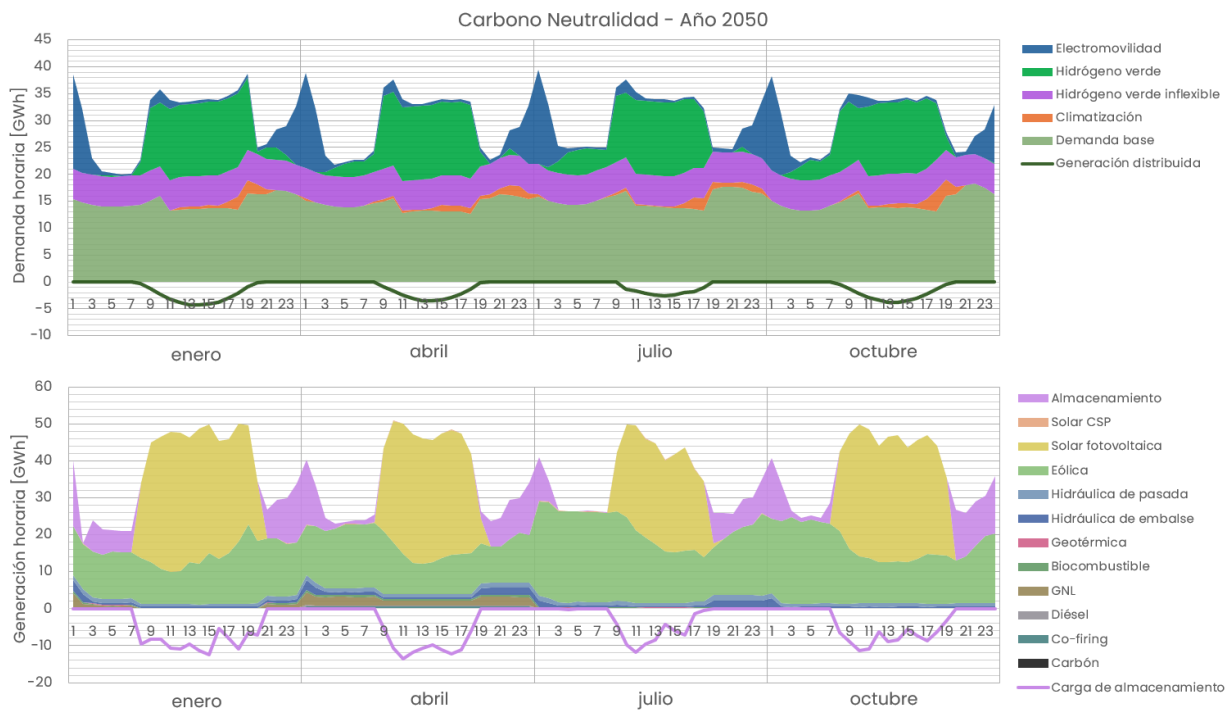


Figura 39: Demanda horaria (arriba) y generación horaria (abajo) para cuatro meses representativos del año 2050 bajo el escenario de Carbono Neutralidad.

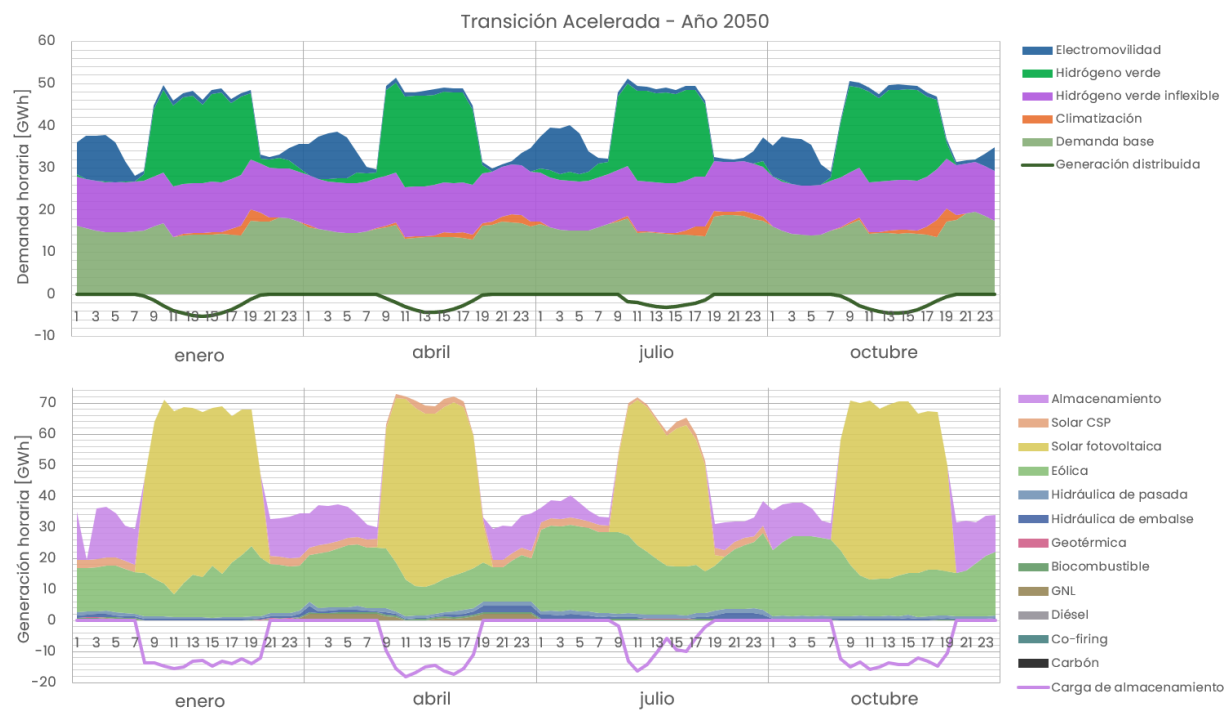


Figura 40: Demanda horaria (arriba) y generación horaria (abajo) para cuatro meses representativos del año 2050 bajo el escenario de Transición Acelerada.

Del análisis de la operación diaria, bajo los tres escenarios, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Existe una alta complementariedad entre el almacenamiento y la tecnología solar fotovoltaica, la cual permitirá movilizar energía de bajo costo hacia horarios de demanda punta. Esta complementariedad permitirá abastecer dos consumos que definirían las puntas del sistema: el hidrógeno verde en bloques diurnos, y la electromovilidad en bloques nocturnos.
- La generación basada en combustibles fósiles es desplazada económicamente por fuentes de generación renovables. De esta forma, la generación basada en carbón es desplazada hacia el año 2029, mientras que la generación con gas natural se reduce ampliamente, y es desplazada hacia bloques nocturnos para suplir las variaciones en los perfiles de generación renovables durante las puntas, principalmente.
- La adecuada determinación de los perfiles de demandas emergentes es clave para comprender la expansión de la capacidad de generación y almacenamiento, particularmente dado los grandes montos de demanda que se proyectan en el largo plazo. En ese sentido, se concluye que es relevante validar periódicamente los supuestos detrás dichos perfiles de demanda. A modo de ejemplo, en el escenario Transición Acelerada se contempla una gestión inteligente del consumo horario de electromovilidad, la cual distribuye el requerimiento de la demanda en los bloques nocturnos, a diferencia del escenario Carbono Neutralidad y Recuperación Lenta. Asimismo, una operación fija de electrolizadores podría conllevar a una instalación menor de energía solar fotovoltaica.

Desarrollo de la Transmisión

La expansión de la transmisión se determinó mediante una optimización conjunta de la expansión de dicha infraestructura, así como de la infraestructura de generación y almacenamiento. La expansión de la transmisión resultante se presenta en la Figura 41 para los tres escenarios simulados al año 2050, dejando sólo aquellas soluciones de transmisión cuya capacidad acumulada sea de 1000 MW o mayor. En esta figura las líneas de transmisión que se desarrollan se identifican conectando la leyenda con el eje X del gráfico. Por ejemplo, en el escenario Recuperación Lenta, en el eje X, para el nodo Alto Jahuel 500, se presenta una columna en color café, por 1744 MW, correspondiente a la leyenda de Polpaico 500. Esto significa que se desarrolla una línea entre Polpaico 500 y Alto Jahuel 500 por 1744 acumulados al año 2050 en el escenario Recuperación Lenta.

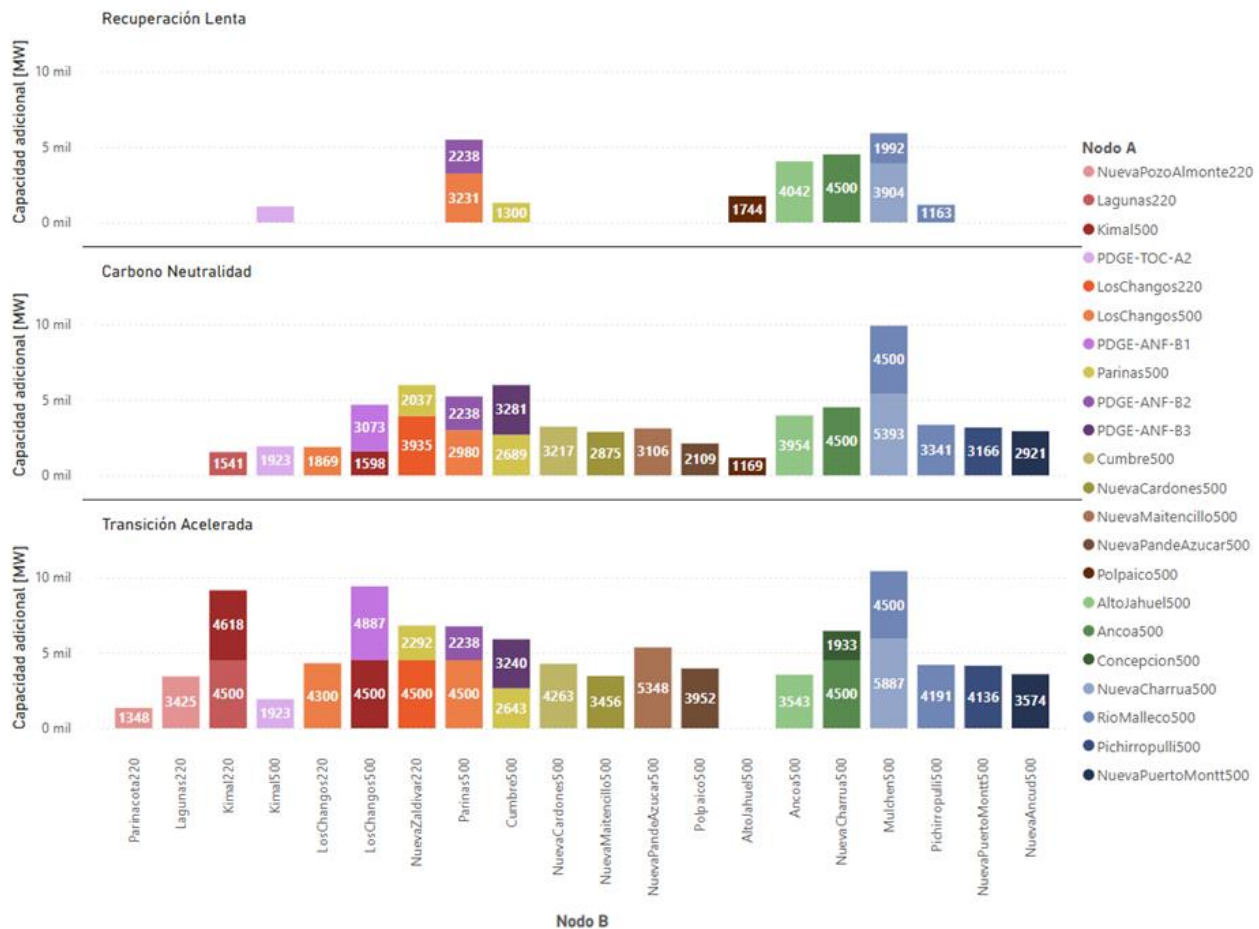


Figura 41: Expansión de la transmisión del SEN acumulada al 2050 para los tres escenarios simulados.

De esta forma, al analizar la expansión de la transmisión en la Figura 41, se observa que hay dos importantes desarrollos que son constantes a lo largo de los escenarios. Por un lado, se desarrolla transmisión entre Parinas 500 y Los Changos 500 por al menos 2980 MW, así como entre Parinas 500 y el Polo de Desarrollo de Generación Eléctrica de tecnología eólica ubicado en Taltal (PDGE-ANF-B2) por 2238 MW. Esto guarda relación con que Parinas es un nodo exportador de energía eólica hacia la demanda del Norte y del Centro. Por otro lado, existe también un desarrollo importante de transmisión entre los nodos de Alto Jahuel 500 y Río Malleco 500 por montos cercanos a los 3500 a 4000 MW al 2050. Cuando se observa

este tramo para los siguientes 20 años, la capacidad requerida, en los tres escenarios es, al menos, de 3.000 MW entre Alto Jahuel 500 y Mulchén 500, y de 2.000 MW entre Mulchén 500 y Pichirropulli 500.

Esta conexión guarda relación con el desarrollo de energía eólica en el sur, la cual crece en forma sostenida desde el año 2029 en esta dicha zona. Adicionalmente, este desarrollo de transmisión guarda relación con lo propuesto por la Comisión Nacional de Energía en su Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2024⁵⁵, donde se presenta una obra de transmisión HVDC para conectar las subestaciones Lo Aguirre con Entre Ríos (Nueva Charrúa 500 en nuestro modelo) con una capacidad de 3000 MW. De esta forma, dicha obra de transmisión HVDC podría cubrir un primer tramo del corredor completo que identifica la PELP 2023-2027 que debiera ser expandido.

Este desarrollo en transmisión se intensifica en el escenario Carbono neutralidad con respecto al escenario Recuperación Lenta, aumentando la capacidad de las líneas seleccionadas, y extendiendo el desarrollo de la transmisión de forma que la expansión abarque desde Lagunas 200 hacia Nueva Ancud 500. En ambos casos la transmisión es acorde con el desarrollo de nueva capacidad de generación eólica, conectando estos recursos distribuidos en la zona Sur y en la zona de Parinas, con los centros de demanda del Centro. En el escenario Transición Acelerada, además de intensificarse esta dinámica de abastecimiento de los centros de demanda, también se extiende la necesidad de ampliar el sistema de transmisión, abarcando todos los nodos de la red. En dicho escenario también se intensifica el desarrollo de transmisión en nodos que conectan con Los Changos 500 debido a la demanda para la producción de hidrógeno verde ubicada en dicha zona es abastecida principalmente con generación solar fotovoltaica que proviene de nodos aledaños como Kimal 500 y Nueva Zaldívar 220 (a través de Kimal 220).

Adicional a la definición de transmisión de largo plazo, se destacan las siguientes consideraciones que apoyarían el desarrollo adecuado de la red de transmisión:

1. Definición de tramos del sistema que puedan incrementar su capacidad a través de soluciones de refuerzo, y aquellos tramos que estén limitados por otros motivos, como estabilidad del sistema u otros. Estas soluciones serían un soporte a las obras de transmisión estructurales, como aquellas identificadas en la Figura 41.
2. Revisión de los requerimientos de red a nivel de transmisión zonal, y su coherencia con los incrementos de consumo eléctrico a nivel de consumidores conectados a la red de distribución, impulsado principalmente por climatización y electromovilidad.

El desarrollo de esta expansión de la transmisión habilita el desarrollo óptimo de generación identificado en las secciones precedentes, permitiendo una localización óptima de estos recursos.

Interconexiones energéticas internacionales

Las interconexiones internacionales permiten fortalecer la seguridad en el suministro eléctrico y de combustibles entre países, promoviendo el uso eficiente y sinérgico de los recursos disponibles, mediante el intercambio bidireccional bajo un ambiente de

⁵⁵ Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2024, disponible en https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/04/ITF-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2024_.pdf.

cooperación y de integración, pensando en el bien público y privado de los países involucrados. Estos intercambios energía permiten ahorrar costos, desarrollar complementariedad energética y reforzar las relaciones internacionales con países vecinos.

Bajo este contexto, es que el Ministerio de Energía trabaja continuamente en avanzar en este objetivo con acciones y medidas de corto, mediano y largo plazo, en coherencia con la LGSE respecto a la responsabilidad de la PELP de revisar e incorporar este aspecto dentro de sus análisis.

1. Interconexiones eléctricas

Chile, a través del Ministerio de Energía, participa en distintas iniciativas que promueven la integración eléctrica regional, como lo son el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) y el Sistema de Integración Energética de los Países del Cono Sur (SIESUR). En el marco de estas iniciativas se han desarrollado diversos estudios para avanzar en la integración eléctrica de sus países miembros. En el caso de Chile, se realizó un primer estudio en 2013, financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), para evaluar opciones de interconexión con Perú. Dicho estudio evaluó dos alternativas con beneficios económicos de interconexión entre ambos países, una en 500kV y otra en 220kV. Posteriormente se realizaron dos actualizaciones del estudio, en 2015 y 2019, profundizando en la línea de 220kV entre Tacna y Arica, que arrojaron nuevamente beneficios económicos.

Por otro lado, en 2023 se culminó una primera fase del estudio que evalúa alternativas de interconexión entre Chile y Bolivia, y que se espera retomar en 2025.

Dadas las conclusiones de los distintos análisis y, con el fin de avanzar en las habilitaciones necesarias para materializar proyectos de interconexión eléctrica, es que Chile inició formalmente en 2024 un proceso para avanzar en la armonización regulatoria con el SINEA, buscando la compatibilidad operacional y comercial con Perú y otros países de la iniciativa. En esa línea, actualmente está en proceso de conversaciones con la Comunidad Andina (CAN) con el fin de poder avanzar en la negociación de instrumento bilateral que permita para poder adoptar la Decisión 816 y respectivos reglamentos, los cuales definen el marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad de los países miembros. A su vez, se está culminando un estudio, financiado por el BID, para abordar los aspectos de la regulación chilena que debieran ser modificados para que ésta sea consistente con la Decisión CAN, así como recomendaciones que permitan facilitar la realización de intercambios internacionales de energía eléctrica.

A raíz de los avances en materia regulatoria, se decidió también, en conjunto con Perú, iniciar una actualización de los estudios energético - económicos para la interconexión Tacna-Arica en 220kV en el año 2024, trabajo que está llevando a cabo el BID. Posteriormente, se procederá a actualizar los estudios eléctricos, y a realizar un estudio socioambiental.

En lo que respecta proyectos operativos, Chile tiene en la actualidad una interconexión eléctrica activa, la cual une las subestaciones Andes (Chile) y Cobos (Argentina) a través de una línea de 409 km energizada en 345 kV. La modalidad de intercambio de electricidad es por medio de excedentes cuando existe una oportunidad económica. La operación de la línea se realiza en modo isla, por lo que los sistemas eléctricos se mantienen aislados mientras se lleva a cabo el intercambio. La capacidad del flujo se definió técnicamente de forma tal que, durante el día, el intercambio se realiza desde Chile hacia Argentina con una capacidad máxima de 80 MW, mientras que, durante la noche, el flujo es desde Argentina

hacia Chile con una capacidad de 200 MW. Esta configuración ha permitido que Chile sea capaz de exportar los excedentes solares de la zona norte hacia Argentina, los cuales de lo contrario hubiesen sido vertidos.

Sin perjuicio de lo anterior, existen varias iniciativas tanto exploratorias como de interés declarado por diferentes empresas privadas, las cuales están evaluando proyectos de interconexión con Perú, Bolivia y Argentina.

- Interconexión Perú – Chile: Estudios de interconexión, financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), mesa de trabajo entre las delegaciones técnicas de ambos países (coordinado por BID) y en proceso de actualización de estudios para interconexión Tacna – Arica, y finalizado el estudio que identifica los aspectos que son necesarios abordar para la armonización regulatoria con la CAN.
- Interconexión Bolivia – Chile: Se han realizado estudios, financiados por el BID, para analizar posibles alternativas de interconexión. El inicio de una segunda parte del estudio comenzará este primer semestre 2025, el cual pondrá énfasis en identificar nuevas posibles trazados y actualización de complementariedad energética.
- Interconexión Argentina – Chile: Andes – Cobo (AES Andes) es la única interconexión eléctrica operativa en Chile y que se extiende por 409 km en 345 kV, en funcionamiento desde la década de 1990. Se detuvieron los intercambios entre 2015 y 2017 por requerimientos de seguridad (interconexión SING y SIC), volviendo a funcionar en 2022. La modalidad de intercambio de electricidad es por medio de excedentes cuando existe una oportunidad económica. La operación de la línea se realiza en modo isla, por lo que los sistemas eléctricos se mantienen aislados mientras se lleva a cabo el intercambio. Por otra parte, existe otra iniciativa privada de interconexión, Ancoa – Río Diamantes (ENEL) que contempla una línea de 314 km en 500 kV con una capacidad de 735 MW, donde se han mantenido reuniones entre la empresa, la CNE y el Ministerio de Energía para retroalimentar estudios y próximos pasos.

2. Interconexiones de gas natural

En términos de interconexión gasífera, durante la primera mitad de la década de los 90, el gas argentino se había transformado en una alternativa atractiva para la generación eléctrica y el sector industrial. La firma del protocolo de integración gasística con Argentina en 1995 trajo consigo una serie de ductos internacionales e inició una dependencia chilena del gas natural importado.

Sin embargo, en 2004, Chile sufrió la llamada "crisis del gas", por cuanto Argentina comenzó a restringir la oferta de gas natural a Chile, con el objetivo de priorizar el abastecimiento del mercado interno argentino ante la insuficiencia de la oferta de gas en ese país, a lo que se sumó que Argentina comenzó a aplicar e importantes impuestos a la exportación de gas que sí llegó a Chile. A raíz de esto, entre los años 2005 y 2007, el suministro a Chile se redujo al mínimo, lo que creó un problema importante tanto para centrales generadoras que tenían programada su producción de electricidad considerando las importaciones de gas argentino, además de las restricciones de suministro para los segmentos residencial, comercial e industrial.

Frente a esto, varias empresas chilenas (tanto públicas como privadas) comenzaron a trabajar en conjunto para construir terminales marítimos de regasificación de gas natural licuado (GNL) para evitar así la dependencia hacia el gas argentino y, de este modo, poder importar gas natural desde otros países.

Sin perjuicio de lo anterior, en la actualidad existen 7 gasoductos habilitados entre Chile y Argentina, los cuales comenzaron sus importaciones en el año 1997, generándose un peak en el año 2004. Las regiones que disponen de conexión son Antofagasta, Metropolitana, Biobío y Magallanes, sin embargo, muchas de ellas no están siendo utilizadas de manera permanente.

En junio de 2022, Chile y Argentina acordaron el intercambio energético de gas hasta septiembre de 2023, acordando Argentina exportar gas natural a Chile, abasteciendo al Gaseoducto del Pacífico que abarca las regiones de Ñuble y Biobío, cubriendo las ciudades de Chillán y Concepción. Lo anterior se traduciría en 300.000 metros cúbicos de gas natural que ingresarían diariamente durante dicho período de tiempo. Junto con lo anterior, se lanzó una licitación para que las empresas argentinas provean de 4 millones de metros cúbicos diarios de gas natural desde la cuenca neuquina a Chile.

Durante 2023 se retomaron las Mesas de Trabajo de Hidrocarburos con Argentina, en las cuales se trataron, entre otros temas: capacidad de transporte, infraestructura, homologación normativa, transferencia de conocimientos e intercambios de gas, mientras que en 2024 se realizaron dos reuniones. Para este año 2025, ya se agendo una primera reunión de la Mesa Técnica. En las mesas de trabajo se acordó continuar con la agenda propuesta entre ambos países, principalmente en lo que respecta a intercambios de gas a través de exportaciones de gas natural desde Argentina a Chile, a las perspectivas de desarrollo de infraestructura en Argentina, al cambio de especificaciones de gas natural en ambos países, y a otros frentes de integración. Respecto al cambio de especificaciones técnicas argentinas, Chile ya está actualizando la norma técnica ante el Instituto Nacional de Normalización.

En materia de cooperación regional, se destaca el trabajo que se está llevando a cabo en el marco de MERCOSUR, Bolivia y Chile, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), donde realizó un estudio que busca expandir y optimizar la infraestructura de transporte de gas natural a nivel regional⁵⁶.

⁵⁶ Disponible en: <https://www.olade.org/publicaciones/integracion-gasifera-argentina-chile/>

5.9 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

Marco y concepto de resiliencia

Los sistemas energéticos son sistemas complejos sujetos a vulnerabilidades de distinto origen y magnitud. En el último tiempo, fenómenos como el cambio climático han ampliado el alcance con que típicamente se analizaba la vulnerabilidad de los sistemas energéticos, y en particular de los sistemas eléctricos, pasando de un enfoque basado en la seguridad y confiabilidad a un enfoque que también analiza la resiliencia de estos sistemas. Así, se ha pasado de estudiar principalmente amenazas de alta probabilidad y bajo impacto a incluir además amenazas de baja probabilidad y alto impacto. Entre estas últimas podemos encontrar amenazas de causa natural, tales como terremotos y ráfagas de viento, que pueden ser exacerbadas por el cambio climático, así como amenazas de causa antrópica como accidentes o ciberataques.

Dado el alcance y la relevancia del concepto de resiliencia para la planificación de infraestructura de largo plazo, el concepto de resiliencia ha sido estudiado por organismos que informan a tomadores de decisión, tales como el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) que define resiliencia como la "capacidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales de afrontar un suceso, tendencia o perturbación peligrosa respondiendo o reorganizándose de modo que mantengan su función esencial, su identidad y su estructura, y conservando al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación". Esta definición es compatible con la definición adoptada en la Ley Marco de Cambio Climático, que define "resiliencia climática" como la "capacidad de un sistema o sus componentes para anticipar, absorber, adaptarse o recuperarse de los efectos adversos del cambio climático, manteniendo su función esencial, conservando al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación".

Sin embargo, el estudio del impacto de fenómenos de baja probabilidad y alto impacto en sistemas eléctricos requiere de definiciones más acotadas al funcionamiento de estos sistemas. Es por esto que en la PELP el concepto de resiliencia utilizado corresponde al definido por un *Task Force* de la rama PES de la IEEE⁵⁷ para la resiliencia de sistemas eléctricos, entendiendo esta como la *"capacidad para limitar la extensión, impacto sistémico y duración de la degradación con miras a mantener servicios críticos posterior a un evento extraordinario. Las habilitantes claves de una respuesta resiliente incluyen la capacidad para anticipar, absorber, recuperarse rápidamente de, adaptarse a, y aprender de tal evento. Los eventos extraordinarios para un sistema de potencia pueden estar causados por amenazas naturales, accidentes, fallas de equipos, ataques físicos deliberados y ciber-ataques"*. Esta definición de resiliencia destaca no solo cómo las amenazas pueden generar degradación de la infraestructura, sino también degradación del servicio provisto por dicha infraestructura.

Esta sección aborda la resiliencia de la infraestructura propuesta por el modelo eléctrico de la PELP. En ese sentido, las soluciones encontradas por el modelo de expansión del

⁵⁷ A. M. Stanković et al., "Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 38, no. 5, pp. 4774-4787, Sept. 2023. Disponible en <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&number=9913670>.

sistema eléctrico, además de ser óptimas desde el punto de vista tecno-económico, deben ser resilientes a variaciones en las variables modeladas. Luego, y siguiendo con la definición de resiliencia provista por la IEEE, en esta sección se estudian aproximaciones para abordar la capacidad de las expansiones del modelo eléctrico de la PELP para limitar la extensión, el impacto sistémico, y duración de la degradación de la operación frente a variaciones en los afluentes renovables, particularmente perfiles de energía eólica e hidrológicas.

Para esto se desarrolla un modelo de *Unit Commitment* que permite obtener la operación del sistema eléctrico, considerando como dadas las inversiones en generación, transmisión y almacenamiento determinadas mediante el modelo de largo plazo. Así, se analiza la operación para un año representativo en el mediano plazo (año 2030), variando los perfiles eólicos o afluentes hidrológicos y analizando las holguras que el sistema dispone bajo estas circunstancias. Cabe mencionar que estos análisis no son exhaustivos en cuanto a todas las posibles variaciones en los parámetros de entrada que permitirían estudiar la respuesta resiliente del sistema, sino que constituyen una primera aproximación al estudio de ésta.

Caso de corto plazo: Holgura bajo una reducción eólica en el norte

Las variaciones en los perfiles eólicos se simularon en forma local para aquellos nodos más críticos. Para esto, se definió un indicador que permitiera identificar nodos con altas concentración de energía renovable variable en relación con la demanda del sistema. Así, el indicador de concentración de generación se define como el cociente entre la generación de una determinada tecnología en un cierto nodo y la demanda total del sistema, a nivel horario. Al aplicar dicho indicador a los resultados del modelo de largo plazo (modelo de expansión del SEN) se encuentra que, al año 2030, el nodo de Parinas 500 y el Polo de Desarrollo de Generación Eléctrica PDGE-ANF-B2 (ambos ubicados en la comuna de Taltal), son los nodos con el mayor valor de dicho indicador: Parinas 500 llega a abastecer un cuarto de la demanda horaria del SEN con su capacidad eólica, con un promedio de 10%, mientras que PDGE-ANF-B2 abastece llega a abastecer un quinto de la demanda horaria del SEN con su capacidad eólica, con un promedio de 7,4%. Lo anterior se debe a la alta capacidad de generación con energía eólica de estos nodos al 2030 (5476 MW en el escenario Carbono Neutralidad sumando ambos nodos) dadas las buenas condiciones de viento de la zona.

Para estudiar las holguras que dispone el sistema frente a posibles variaciones, se estudió el efecto de una reducción de los afluentes eólicos en estos dos nodos, pasando de 30% a 50% de reducción en intervalos de 5%. Para la elección del mes en que aplicar esta reducción, se tomó como criterio aplicarla en un mes con la menor disponibilidad de afluentes hidrológicos, que para el año 2030 corresponde al mes de agosto. Para la elección de los bloques horarios en que aplicar esta reducción, se utilizó como criterio que fueran bloques con baja disponibilidad de almacenamiento, por tanto, se utilizaron bloques de la madrugada, donde las baterías para almacenamiento intradiario habrían sido ya descargadas durante las horas punta del día anterior. Así, la reducción de los afluentes eólicos fue aplicada en los primeros siete bloques de la madrugada de un día representativo de agosto del 2030.

A nivel del sistema, la infraestructura propuesta al 2030 es capaz de acomodar la reducción del afluente eólico en términos de suficiencia. Esto se presenta en la Figura 42, donde la principal diferencia que genera la reducción del afluente eólico es un aumento de la generación a GNL conforme aumenta el nivel de reducción del afluente eólico, pasando de tener un mix sin generación a GNL en el caso base a tener un aporte de 1,3 GWh adicional

por bloque horario. Adicionalmente, la reducción del afluente eólico genera un alza leve de la generación hidráulica de embalse, así como una reducción del aporte del almacenamiento.

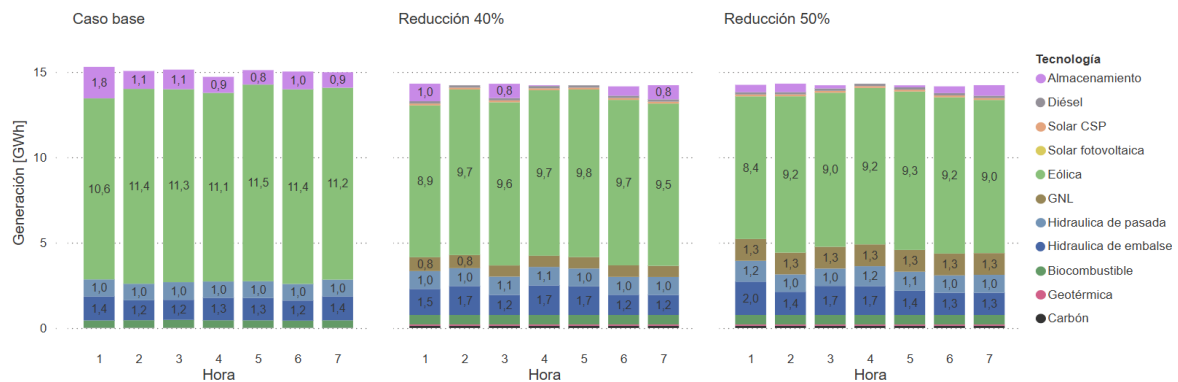


Figura 42: Generación horaria durante los bloques con perfiles eólicos reducidos en la zona de Taltal. Izquierda: caso base. Centro: reducción del 40%. Derecha: reducción del 50%. Escenario Carbono Neutralidad.

Al analizar la diferencia por nodos, se aprecia una redistribución de la generación como se presenta en la Figura 43 para el bloque horario entre las 01:00 y 02:00 del 2 de agosto de 2030, para el caso base y el caso con reducción del 50% del afluente eólico, bajo el escenario Carbono Neutralidad.

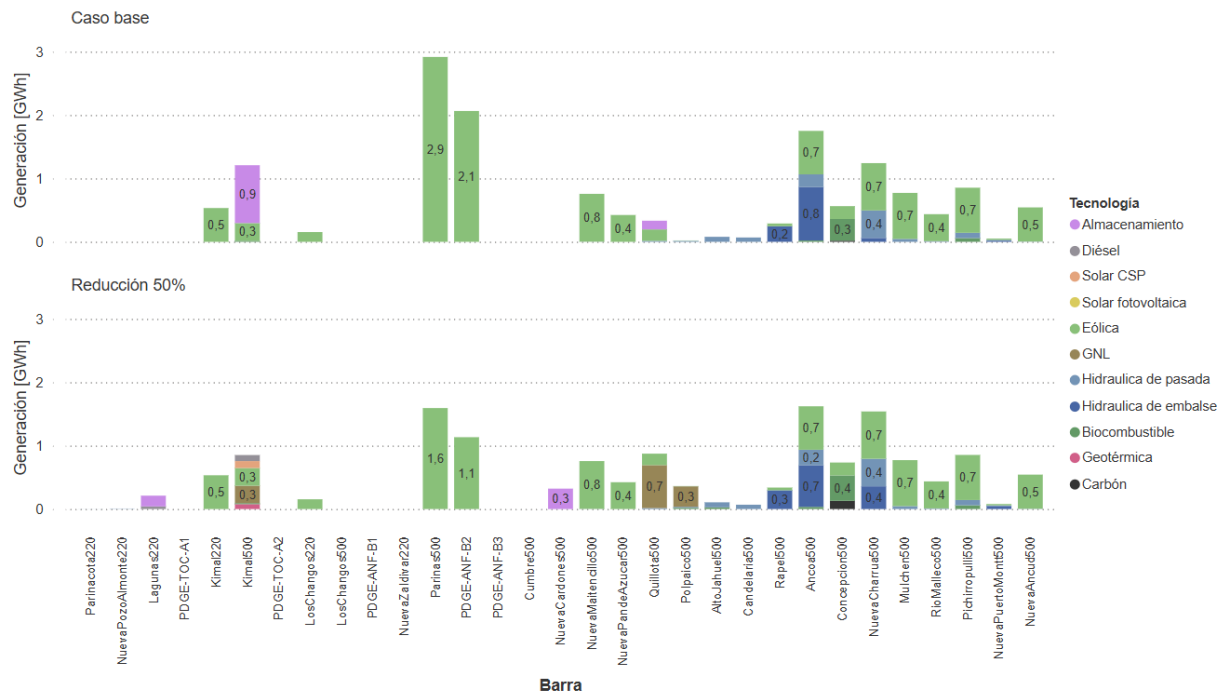


Figura 43: Distribución de la generación horaria entre las 01:00 y 2:00 AM del 2/8/2030. Arriba: Caso base. Abajo: Reducción de 50% del afluente eólico en Parinas 500 y PDGE-ANF-B2. Escenario Carbono Neutralidad.

En la Figura 43 se observa que el sistema utiliza generación GNL disponible en la zona Centro (nodos Quillota 500 y Polpaico 500) y Norte (nodo Kimal 500) para compensar la baja del 50% del afluente renovable en los nodos Parinas 500 y PDGE-ANF-B2.

Adicionalmente, el sistema aumenta la generación proveniente de algunas centrales hidráulicas de embalse provenientes del Biobío. Esta reacomodación también ocurre en el escenario Recuperación Lenta, pero no en el de Transición Acelerada, donde el costo del combustible, así como el impuesto a las emisiones, hacen que la baja en generación eólica sea compensada con generación hidráulica de embalse, principalmente.

Considerando que el sistema tiene la capacidad para acomodar cambios importantes en el perfil de generación en los nodos más críticos del sistema, los cuales superan la magnitud de las contingencias típicamente estudiadas, como la desconexión de una unidad de gran tamaño, se considera que la expansión del sistema es poco vulnerable frente a eventos de reducción del afluente eólico, en contingencias como la estudiada.

Este cambio en la generación es posible en la medida en que no existan congestiones que impidan la reacomodación de la generación en la zona Centro-Sur y Norte, relevando así la importancia de contar con un sistema de transmisión que admita holguras en su operación para abastecer contingencias dadas por la variabilidad de los perfiles renovables y la concentración de generación. Asimismo, este análisis cobrará mayor importancia en la medida que se considere una mayor concentración de energía renovable variable y mientras mayor sea dicho aporte.

Caso de corto plazo: Niveles de inercia frente a hidrologías con cambio climático

La hidrología utilizada en el modelo de largo plazo para la expansión del SEN considera el efecto del cambio climático a través de la utilización de un modelo global de circulación general (modelo MIROC-ESM CHEM bajo un escenario RCP 8.5). Sin embargo, se cuenta con 34 series hidrológicas generadas con distintos modelos globales de circulación general bajo un escenario RCP 8.5, cuyos efectos pueden tener distintas implicancias en la operación del SEN.

Una de las variables de interés a estudiar es la inercia del sistema, dado que la operación económica del sistema, estudiada en secciones precedentes, se basa en generación solar fotovoltaica y eólicas, las cuales hoy en día no aportan inercia. No obstante, pese a que las centrales térmicas son desplazadas económicamente del mix de generación, la generación hidráulica de pasada y de embalse continuará aportando con inercia al sistema, pero con una generación que es variable según la serie de cambio climático que se utilice, entre las 34 series disponibles.

Por este motivo, se simuló la operación del SEN al año 2030 para las 34 series disponibles y se comparó la respuesta de la inercia del sistema entre estas series, teniendo como punto de comparación la serie utilizada para el modelo de expansión del SEN (serie MIROC-ESM CHEM r1i1p1). Para la selección del mes a evaluar, se consideró el mes con menos aporte de generación hidroeléctrica en el año 2030. Según lo informado en el modelo de largo plazo, esto corresponde al mes de agosto. Así, se evaluó el aporte de inercia de los generadores síncronos mediante un modelo de operación de corto plazo, con restricciones de *Unit Commitment*, análogo al modelo utilizado para analizar la variabilidad eólica. En este modelamiento, tampoco se impuso una restricción de inercia al sistema, sino que se mantuvieron los montos de reservas para control primario y secundario de frecuencia, detallados en la Tabla 5.

La inercia del sistema, obtenida para los tres escenarios usando la serie hidrológica del modelo de expansión, se presenta en gráfico de barras en la Figura 44, separada por las distintas tecnologías que aportan a este atributo. Adicionalmente, en dicha figura se

presenta, en líneas segmentadas, los valores máximos y mínimos de inercia que generan las 34 series hidrológicas con cambio climático disponibles. Se encuentra que la inercia del sistema es principalmente aportada por la generación hidráulica de embalse y de pasada, y que el aporte del GNL a la inercia del sistema ocurre solamente en el escenario Recuperación Lenta, puesto que en los escenarios Carbono Neutralidad y Transición Acelerada existen otras opciones tecnológicas de menor costo para abastecer la demanda, como la solar fotovoltaica, eólica y el almacenamiento.

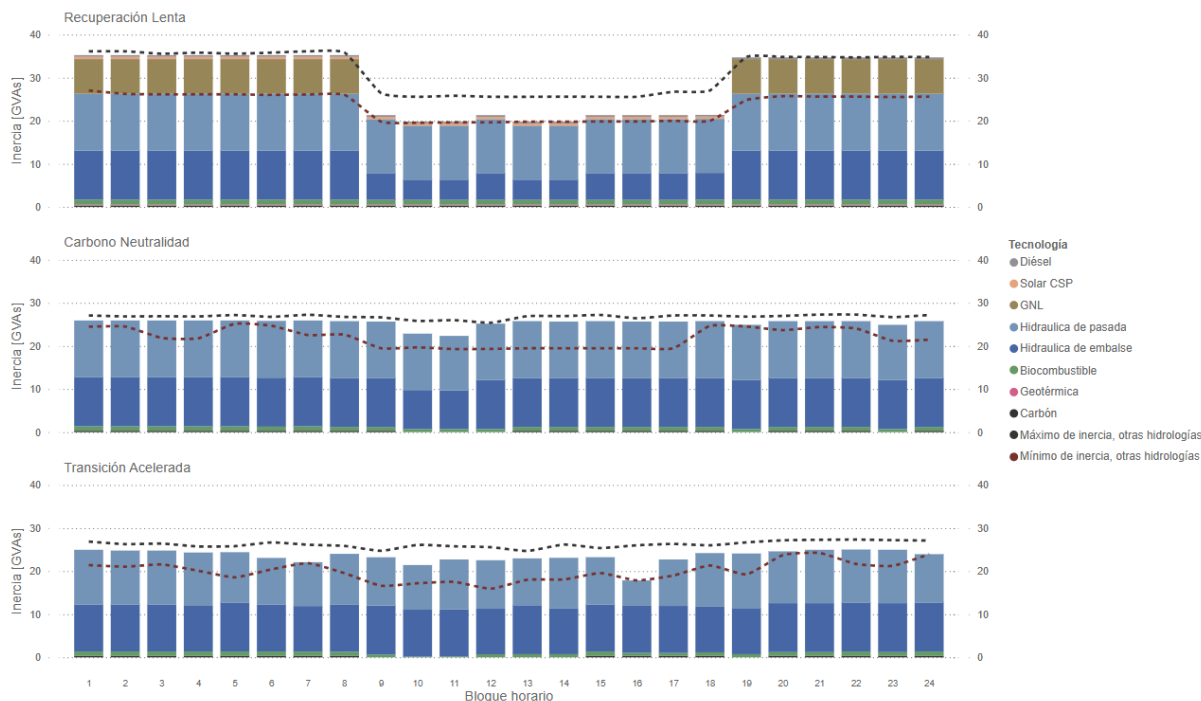


Figura 44: Rango de inercias aportadas al sistema bajo distintas hidrologías afectas al cambio climático.

En general, el nivel de inercia, para la serie utilizada en el modelo de expansión, se encuentra por sobre los 20 GVAs y bajo los 35 GVAs, salvo un bloque horario en el escenario de Transición Acelerada, lo cual, en la práctica, sería ajustable en el despacho. Por ejemplo, en el escenario Carbono Neutralidad, el valor mínimo es de 22 GVAs con una demanda por sobre los 14 GW. Estos niveles estarían en línea con los niveles identificados para la operación segura del sistema⁵⁸ al considerar que para el 2030 ya existirán condensadores síncronos realizando aportes de inercia al sistema, cuya entrada en operación se proyecta para 2027 según la última licitación adjudicada.

La variación del nivel de inercia sistémica al cambiar la serie hidrológica (líneas segmentadas en la Figura 44) indican que el nivel de inercia aportado podría disminuirse por bajo el nivel de 20 GVAs en el escenario de Transición Acelerada, el cual por otro lado es el escenario de mayor demanda. No obstante, en el resto de los escenarios, los niveles de inercia estarían dentro del tramo que podría ser considerado seguro hacia 2030. De esta

⁵⁸ Informe de Servicios Complementarios 2025, disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.20-Informe_SSCC_2025.pdf

forma, se considera que las soluciones encontradas en el modelo de expansión son resilientes frente a las variaciones de la hidrología, puesto que por permitirían operar en forma segura siguiendo la optimización económica de la operación, o bien ajustarla levemente con los recursos que hubiera disponible, como el GNL.

Cabe mencionar que este tipo de análisis debiera ser complementado a futuro con estudios dinámicos acerca de los niveles de inercia requeridos para determinadas condiciones de operación. Asimismo, debiera considerarse en dichos estudios la posible contribución de tecnologías basadas en inversores al control rápido de frecuencia. Lo anterior es parte de los compromisos que el Ministerio de Energía ha adoptado en su Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático, en su eje de adaptación, donde apunta a través de la primera medida a un aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector eléctrico, en línea con la meta de ser un país resiliente al 2050 de la Ley Marco de Cambio Climático.

6. FORTALECIMIENTO DE LA TRANSMISIÓN: POLOS PARA UN DESARROLLO SUSTENTABLE

6.1 DEFINICIÓN DE POLOS DE DESARROLLO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (PDGE)

De acuerdo con el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica son parte de la Planificación Energética de Largo Plazo y corresponden a zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen 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, como lo señala el artículo 85° de la Ley.

Además, según lo dispuesto en el artículo 75°, cuentan con un Sistema de Transmisión de Polos de Desarrollo, el que estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional. Dicho sistema puede corresponder a líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación, que la Comisión Nacional de Energía podrá considerar en el plan de expansión anual de la transmisión, detallado en el artículo 88°.

Este sistema de transmisión, a su vez, está sometido al régimen de Acceso Abierto, descrito en el artículo 79°, en cuanto a que puede ser utilizado por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración que corresponda. Por lo tanto, los PDGE, no producen efectos vinculantes para el desarrollo de proyectos de generación de energía, dado que no restringen el acceso al Sistema de Transmisión de Polos de Desarrollo, a instalaciones que se localicen fuera de la zona geográfica que los mismos comprenden y, asimismo, la determinación de los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, no condiciona o prohíbe la localización, en dicha zona geográfica, de otros usos distintos a la generación de energía eléctrica, ya que, su determinación solo posee un carácter orientador para el uso del territorio con fines energéticos.

Finalmente, el artículo 17° del Decreto 134 que Aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, señala que para la identificación de la zona a ser definida como Polo de Desarrollo de Generación Eléctrica, el Ministerio podrá considerar criterios tales como, la disponibilidad de recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, la tecnología de centrales de generación existente o proyectos de generación futuros en dicha zona, la ubicación de los mismos respecto a instalaciones de transmisión eléctrica existentes o futuras y el estado de desarrollo de proyectos de transmisión o generación relevantes para dicha zona.

En síntesis, se puede señalar que los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica son lugares priorizados por el Ministerio de Energía, bajo una mirada de largo plazo, para generar energía renovable, en armonía con el territorio y las comunidades, impulsando además el desarrollo local, cuyas características principales son:

- El o los PDGE son parte de la planificación energética de largo plazo.

- El o los PDGE son parte de una planificación energética de escala nacional, con aplicación provincial.
- El o los PDGE son un instrumento de naturaleza indicativa y no vinculante.
- El o los PDGE orientan el uso del territorio para la generación de energía con incidencia en la planificación de la transmisión eléctrica.
- La localización de el o los PDGE está condicionada a la existencia de recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables.
- La generación de energía de el o los PDGE, debe ser inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, por lo tanto, no es para autoconsumo de alguna actividad en particular.
- El diseño de el o los PDGE se somete a Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) en cada provincia donde se encuentren dichos polos.

Asimismo, de esta definición se pueden desprender como parte de los objetivos generales del instrumento lo siguiente:

- Habilitar a la CNE para planificar una única solución de transmisión que evacúe la energía renovable generada en el o los PDGE.
- Incorporar las dimensiones de la sustentabilidad en la identificación de el o los PDGE, siendo capaz, además, de incidir en la sustentabilidad de la futura solución de transmisión que sea planificada por la CNE.
- Hacer un uso eficiente del territorio a través de una única solución de transmisión de forma ordenada y coordinada entre futuros generadores.
- Entregar una señal de localización a la futura solución de transmisión que oriente la ubicación de proyectos de generación de energía en la zona identificada como PDGE, permitiendo su implementación, más allá de su naturaleza indicativa.

6.2 FUNDAMENTOS IDENTIFICACIÓN PROVINCIAS POTENCIALES PDGE

La Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) identifica provincias candidatas a Polos de Desarrollo de Generación utilizando criterios que responden a dos dimensiones: la social-ambiental-territorial y la económica-tecnológica.

La dimensión social-ambiental-territorial aborda aquellos criterios que recogen la sensibilidad del territorio en sus diferentes ámbitos, para lo cual se trabajó con dos criterios generales:

- Variables Ambientales y Territoriales: A través de este criterio y con su consideración en distintos momentos de la planificación energética de largo plazo, se busca que las provincias candidatas consideren estas variables y su grado de condicionamiento o incidencia en la generación de energía en base a fuentes renovables. Asimismo, se trata de un criterio que será profundizado posteriormente en el marco de la planificación de cada uno de los Polos de Desarrollo de Generación de Energía Eléctrica.
- Reconversión territorial por cierre de centrales a carbón: Este criterio considera el Plan de Retiro y/o reconversión de centrales a carbón del Ministerio de Energía, de modo de priorizar aquellos territorios involucrados en los procesos de cierre y donde se manifiestan importantes desafíos, pero también grandes oportunidades, entre ellos, cambios en el tipo de empleo y necesidades de capacitación, desarrollo de nuevas tecnologías, cambios y diversificación en la matriz productiva de los territorios, desafíos en la competitividad de las regiones, entre otras. Las comunas consideradas en este Plan son Iquique, Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví

y Coronel, donde la generación de energías renovables contribuye al desarrollo económico y de empleabilidad local, pudiendo contribuir en la mitigación de las externalidades que el cierre de una central pudiese ocasionar.

La dimensión económica-tecnológica aborda el efecto y factibilidad de materialización de proyectos renovables en las distintas provincias del país. Para ello, se trabajó con tres criterios generales:

- Proyección de oferta y demanda energética: Este criterio considera el crecimiento de capacidad renovable de modo que la oferta energética proyectada en las provincias debe ser relevante en un horizonte temporal de mediano plazo y los niveles de capacidad proyectada deben apuntar a un desarrollo de múltiples proyectos en una misma zona; y el desarrollo probable de proyectos, es decir, que el crecimiento proyectado en un territorio debiese estar contenido en la totalidad de los escenarios PELP.
- Tendencias de Inversión: Este criterio aborda por una parte los terrenos fiscales licitados o por licitar por parte del Ministerio de Bienes Nacionales como un insumo base, los proyectos aprobados por el Servicio de Evaluación Ambiental con RCA vigente como señal desde la inversión, y necesidades de nueva capacidad y cantidad de proyectos interesados en conectarse a la red, integradas mediante información proveniente del proceso de acceso abierto del Coordinador Eléctrico Nacional.
- Temporalidad: Este criterio se refiere a la priorización temporal en las provincias que serán sometidas al proceso de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) para definición de polos de desarrollo, entendiendo que cada proceso quinquenal de la PELP puede establecer y definir potenciales polos de desarrollo para análisis. El próximo proceso PELP 2028-2032 se iniciará a más tardar a fines del año 2025, por requerimiento legal.

En línea con lo planteado, el Informe Preliminar de la PELP para las provincias de Antofagasta y Tocopilla concluyó que:

- En la región de Antofagasta, se estima una generación total de energía solar y eólica para los años 2030 y 2050 de 27 TWh y 95 TWh, respectivamente, y con recursos de energía renovable muy competitivos a nivel país.
- En la provincia de Antofagasta, se proyecta un crecimiento sostenido de generación renovable, fluctuando en los escenarios modelados, entre 2.000 MW a 11.821 MW hacia el año 2050, llegando a emplazar el 28% de la capacidad instalada de generación renovable del país, proyectos que se conectarán al Sistema Eléctrico Nacional para evacuar su energía a la red.
- En la provincia de Tocopilla, se proyecta un crecimiento sostenido de generación renovable, fluctuando en los escenarios modelados, entre 1.280 MW a 2.968 MW hacia el año 2050, llegando a emplazar el 11% de la capacidad instalada de generación renovable del país, proyectos que se conectarán al Sistema Eléctrico Nacional para evacuar su energía a la red.
- La expansión de las energías renovables para generación en ambas provincias está limitada por la transmisión actual, existiendo una alta demanda en el corto plazo por uso de posiciones en distintas subestaciones existentes, lo que le confiere una urgencia temporal crítica para buscar soluciones de transmisión con visión de largo plazo y que permitan conectar la generación renovable que se emplazará en la zona de manera eficiente en términos de sustentabilidad.

- Junto con la calidad del recurso para la generación renovable y, el contexto regional en materia energética, -como es el cierre de centrales a carbón y la penetración del Hidrógeno Verde-; existe al mismo tiempo un alto interés por parte de los desarrolladores de proyectos de energías renovables; que confieren a ambas provincias un protagonismo relevante de aumentar la generación en base a fuentes renovables.

De este modo, se identifica la provincia de Antofagasta y la provincia de Tocopilla principalmente por los siguientes hallazgos:

- Alta proyección de oferta eléctrica adicional en esta década, y se mantiene hasta el año 2050.
- Alta solicitud conexión de Acceso Abierto.
- Alto número de licitaciones de terrenos fiscales.
- Cierre de centrales a carbón y potencial de Hidrógeno Verde.
- Señal de localización HVDC Kimal – Lo Aguirre.
- Reserva de paños/posiciones para PDGE.

6.3 METODOLOGÍA PDGE

Definiciones preliminares

Considerando que los PDGE son parte de la Planificación Energética de Largo Plazo, su diseño utiliza como referencia el rango de la proyección de la expansión de la generación de energía en cada provincia hacia el año 2050 obtenida durante el Informe Preliminar para los tres escenarios de la PELP 2023-2027. Esta proyección se estima, para la Provincia de Antofagasta, entre 1.366 MW y 2.968 MW de generación eólica y entre 6.799 MW y 9.822 MW de generación solar fotovoltaica (FV); y en la Provincia de Tocopilla entre 1.280 MW y 2.968 MW con tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP).

Como premisa, en virtud del mandato de la Ley Marco de Cambio Climático, se establece que los PDGE deben cumplir al menos con la proyección del Escenario de “Carbono Neutralidad”, para dar cumplimiento a las metas establecidas en dicho marco legal.

Por otra parte, la condición señalada en el artículo 150º bis de la LGSE para la identificación de los PDGE, referida a 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”, ya está incorporada en los resultados de la modelación PELP que inician este proceso de planificación.

El dimensionamiento de cada PDGE responderá por una parte a la capacidad de un único sistema de transmisión, que se estiman en el rango de 2000 MW, y por otra, a la agrupación de áreas con potencial de energía renovable, continuas o discontinuas, pero próximas entre sí, que permita la utilización de una única solución de transmisión.

En cuanto a las tecnologías a considerar, de acuerdo con el artículo 85º de la LGSE, los PDGE deben distinguir el tipo de fuente de generación, lo cual resulta en un criterio de diseño de los PDGE y en una orientación para los proyectos que se quieran localizar en él, por lo cual se reportarán además todos los potenciales de energías renovables disponibles en el territorio identificado, pero se indicará una priorización a una o más tecnologías, de acuerdo con los resultados del proceso de planificación.

La formulación del anteproyecto y proyecto definitivo de PDGE será sobre la base de aquella alternativa u opción de desarrollo seleccionada de forma posterior a la evaluación ambiental estratégica de los efectos o implicancias sobre el ambiente y la sustentabilidad de cada una de ellas, y constituyen zonas o áreas con aptitud o vocación para el desarrollo energético.

Etapas del proceso

El proceso de planificación distingue cinco (5) etapas secuenciales, que además permiten una aproximación al territorio desde el ámbito de aplicación provincial, definido por la LGSE, hasta el ámbito de planificación local de la delimitación de el o los PDGE, integradas y sincronizadas con la aplicación de la evaluación ambiental estratégica (EAE). De este modo, las etapas corresponden a:

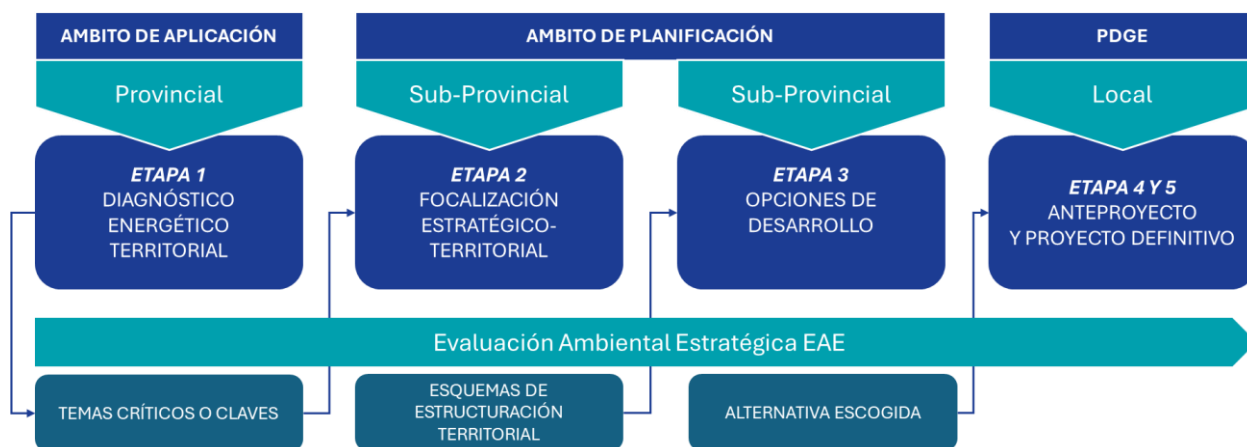


Figura 45: Etapas planificación PDGE.

Etapa 1: Diagnóstico Energético Territorial, que aborda el ámbito de “aplicación” del instrumento, que corresponde a la Provincia, y cuya finalidad es conocer el territorio a planificar, identificando aquellas materias claves, que permitan identificar los temas de sustentabilidad y definir las ideas fuerza que orientarán la planificación de el o los PDGE y, en consecuencia, redunden en una posterior focalización estratégica y territorial.

De acuerdo con la naturaleza de la PELP en la que se enmarca la definición y evaluación del o los PDGE, se entenderá que el ámbito de aplicación territorial de este instrumento es la provincia de Antofagasta y Tocopilla respectivamente, en la Región de Antofagasta, sin perjuicio que la PELP y su Informe Preliminar es de nivel nacional. Este instrumento se aplica en su escala temporal mientras se mantengan vigentes las condiciones que gatillaron la necesidad de determinar el o los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, salvo que cambien dichas condiciones o no se materialice un sistema de transmisión que permita conectar el o los PDGE con el Sistema Eléctrico Nacional, en cuyo caso, el o los PDGE serán reevaluados en el proceso siguiente de PELP.

El Diagnóstico Energético Territorial aborda el componente energético de la provincia y se vincula con el territorio a través de los sistemas territoriales definidos por la Política Nacional de Ordenamiento Territorial (PNOT), utilizando información que posee el Ministerio de Energía, en colaboración con otros servicios del Estado, y estudios existentes tanto a nivel nacional, provincial y/o comunal, que permitan delimitar una o más zonas donde se den las mejores condiciones de localización del o los potenciales PDGE.

En el marco de los sistemas territoriales, se trabajó con la consideración de lo que se denominan Variables Ambientales⁵⁹ y Territoriales⁶⁰ (VAT) en el marco de la identificación de potenciales de generación de energía en base a fuentes renovables que sirven de insumo para la delimitación de PDGE, identificando aquellas VAT adicionales a las sensibilizadas en la planificación energética nacional que, sin ser restricciones, inciden en el desarrollo de la generación de energía de acuerdo a la sensibilización provincial, valorándolas según el grado de condicionamiento o incidencia, denominándose así, objetos de valoración territorial (OdVT) provincial, cuyo tratamiento es definido en el marco de la delimitación de las áreas de planificación y el diseño de las opciones de desarrollo, de acuerdo con las decisiones de planificación en cada una de ellas.

Finalmente, esta etapa fue acompañada con espacios participativos orientados a los organismos de la administración del Estado, en el marco de la evaluación ambiental estratégica, así como a la ciudadanía en general, todo ello mediante talleres, encuestas, cartografía participativa y reuniones bilaterales.

Etapa 2: Focalización Estratégica-Territorial, que aborda el ámbito de “planificación” sub-provincial, y cuya finalidad es, focalizar la planificación desde el punto de vista estratégico en cuanto a definir los lineamientos estratégicos territoriales (LET) en base a las conclusiones de la etapa 1, que orientaron la definición de el o los PDGE, así como los factores críticos de decisión que se consideraron, en base a los temas de sustentabilidad de la etapa 1, por ser elementos determinantes y altamente valorados para la formulación del anteproyecto y, que en suma determinaron la focalización desde el punto de vista territorial en “áreas de planificación” dentro de la provincia.

Las áreas de planificación, en función de las definiciones estratégicas, se emplazan en territorios donde los objetos de valoración territorial presentes no impiden ni condicionan fuertemente su selección, y preferentemente donde la PELP (en su Informe Preliminar) hubiese identificado dentro de la provincia correspondiente, áreas que, por las características de sus recursos renovables, constituyen un potencial de desarrollo de dichas energías.

Esta etapa concluye con una primera propuesta preliminar de organización territorial de potenciales PDGE dentro del área de planificación definida, denominada “Esquemas de Estructuración Territorial”, como punto de partida de la elaboración de las opciones de desarrollo a evaluar.

Esta etapa fue acompañada con espacios participativos orientados a los organismos de la administración del Estado, en el marco de la EAE, así como a la ciudadanía en general, todo ello mediante talleres, encuestas, cartografía participativa y reuniones bilaterales.

Etapa 3: Opciones de Desarrollo, que aborda el ámbito de “planificación” sub-provincial, y cuya finalidad es, definir alternativas de estructuración territorial de potenciales PDGE dentro de las áreas de planificación definidas, en base a los esquemas elaborados en la

⁵⁹ Se entenderá por variable ambiental al elemento del medio ambiente en sus distintas dimensiones, natural o artificial, que está sujeto a cambios probables o frecuentes, derivados de las actividades y/o proyectos de generación de energía susceptibles a generar efectos en la condición de base.

⁶⁰ Se entenderá por variable territorial aquella que haya sido establecida en un instrumento de ordenamiento, planificación o gestión territorial y que incidan o condicionen el emplazamiento de la generación de energía.

etapa anterior, que fueron evaluadas a la luz de los factores críticos de decisión (FCD) identificados y diagnosticados previamente. Las alternativas u opciones de desarrollo deben cumplir con todos los LET definidos, pero con distintos énfasis. Esta etapa concluye con la evaluación de las opciones de desarrollo en cuanto a los efectos o implicancias sobre el ambiente y la sustentabilidad y con la selección de una alternativa u opción para la formulación del anteproyecto.

Esta etapa fue acompañada con espacios participativos orientados a los organismos de la administración del Estado, en el marco de la evaluación ambiental estratégica, así como a la ciudadanía en general, todo ello mediante, talleres, encuestas, cartografía participativa y reuniones bilaterales.

Etapas 4: Anteproyecto, que aborda el ámbito de “planificación” local, y cuya finalidad es desarrollar el anteproyecto de PDGE, en base a la alternativa u opción de desarrollo seleccionada que, tras el sometimiento a Evaluación Ambiental Estratégica, se expuso a Consulta Pública entre el día 14 de agosto y el 29 de septiembre de 2023 y cuyos resultados forma parte íntegra de la Resolución Exenta Subsecretarial N° 9⁶¹, de fecha 16 de enero de 2024.

Etapas 5 Proyecto Definitivo, que corresponde al diseño definitivo de los PDGE, habiendo incorporado los resultados de la Consulta Pública y que se incluyen en el presente Informe y en el Decreto de Planificación Energética, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 y 21 del del Decreto 134 que Aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía. Para mayor detalle del proceso, revisar los antecedentes dispuestos en los Informes Técnico de PDGE.

6.4 PDGE PROVINCIA DE TOCOPILLA

Lineamientos Energéticos Territoriales (LET) PDGE Provincia de Tocopilla

Para la Provincia de Tocopilla se definen los siguientes Lineamientos Estratégicos Territoriales (LET) que orientan la definición de los PDGE:

⁶¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/20240116_res_esu_0009_2024_termino_ambos_polos_pagnumber.pdf

LET 1 Apoyo para una transición energética justa y sustentable, como oportunidad de dinamización económica, generando valor en materia laboral y de emprendimiento local.

LET 2 Diversificación de la matriz productiva, mediante el impulso de actividades y tecnologías emergentes en la provincia, tanto del ámbito energético, como de otros sectores de la economía regional.

LET 3 Priorización del uso del territorio fiscal para fines energéticos.

LET 4 Promoción del desarrollo energético local, mediante la focalización de la acción del Estado en el territorio priorizado por PDGE.

LET 5 Uso eficiente del territorio, mediante el aprovechamiento de la infraestructura existente (vialidad estructurante, transmisión, puertos, etc.) y de las ventajas de localización (potenciales disponibles y enfoque logístico), junto con el apalancamiento de nueva infraestructura habilitante.

LET 6 Armonización del emplazamiento de PDGE con las condiciones territoriales en materia de patrimonio cultural, natural y paisaje, con protección oficial o que sea reconocido por los habitantes como parte de su identidad local.

Descripción y fundamento de PDGE Provincia de Tocopilla

Planificación de un desarrollo energético que busca compensar la potencia de la generación térmica saliente en la comuna de Tocopilla y ser parte de la cadena de valor del hidrógeno verde (H2V) en el marco de la integración bioceánica.

En la Provincia de Tocopilla se diseñan 2 zonas de generación de energía renovable por un total estimado de 2.227 MW, una emplazada en la comuna de Tocopilla, sector de Barriles (polígono A1), equivalente a 815 MW de generación de energía fotovoltaica (FV) y la segunda zona emplazada al sur de la comuna de María Elena (polígono A2), equivalente a 1.412 MW de generación de energía de concentración solar de potencia (CSP).

Esta opción propone una composición mixta de la matriz energética, en base a generación fotovoltaica (FV) y Concentración Solar de Potencia (CSP) (de acuerdo con el LET 1).

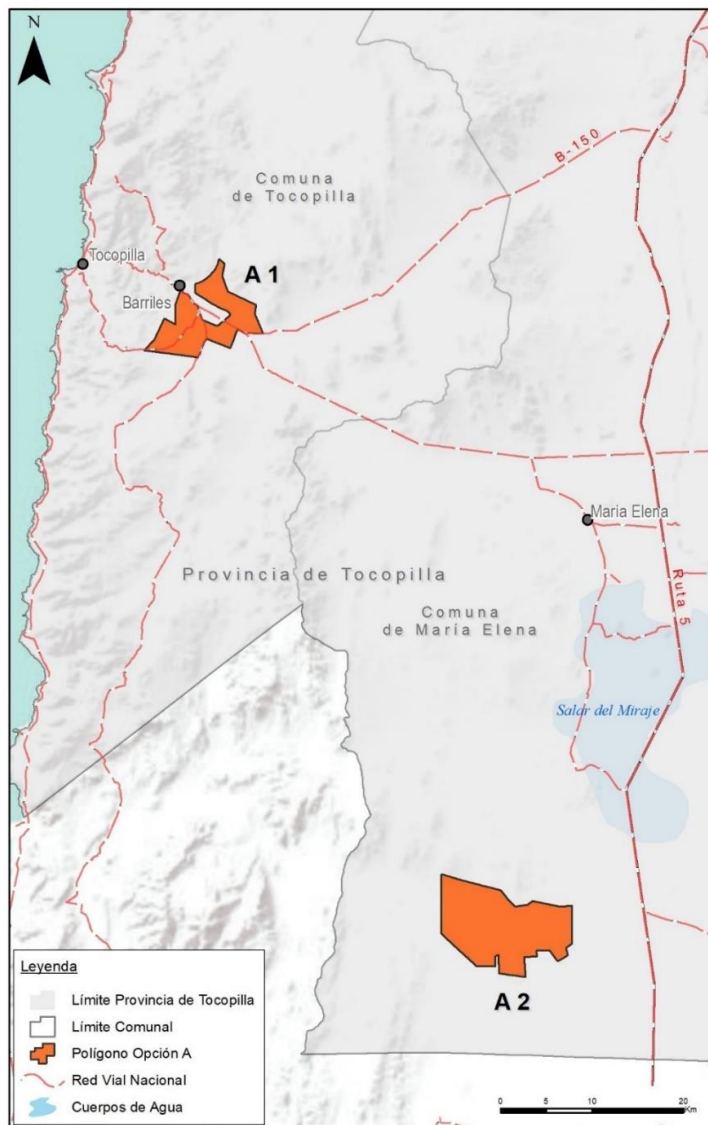


Figura 46: PDGE Provincia de Tocopilla.

Se potencia el sector de Barriles de la comuna de Tocopilla (polígono A1), con uso mixto, para compensar los 721 MW salientes por el Plan de Cierre de centrales a carbón, en terrenos fiscales, en coherencia con la planificación territorial existente y en desarrollo (PRIBCA), lo que podría apalancar el desarrollo de la industria del H2V, tanto para demanda interna y externa, así como la consolidación de este nodo como parte de la integración bioceánica; y la generación CSP al sur de la comuna de María Elena (polígono A2) (de acuerdo con el LET 1, 2, 3 y 5)

La localización de los polígonos aprovecha la infraestructura de transmisión existente (polígono A1 y A2), minimizando la necesidad de nuevas áreas para este fin y se aprovecha la cercanía a la bahía de Tocopilla (polígono A1) apalancando un futuro desarrollo portuario, junto con la accesibilidad de vialidad estructurante (de acuerdo con el LET 2 y 5)

Se evitan emplazamientos sobre sitios con alto potencial arqueológico y paleontológico, rutas caravaneras, patrimonio salitrero y sitios de nidificación de aves. Se toma distancia

de la demanda ancestral de Quillagua, de áreas con atractivos turísticos en María Elena, de asentamientos rurales, salar Miraje y de potencial turístico “astronómico” informado en las participaciones ciudadanas (de acuerdo con el LET 6)

Se propone el desarrollo de una Estrategia Energética Local (EEL)⁶² en las comunas de Tocopilla y María Elena, adecuando la escala de planificación, con un Plan de Acción que identifique proyectos para priorizar programas del Ministerio de Energía en estas comunas, con énfasis en transitar hacia un acceso al suministro eléctrico regulado del borde costero de la comuna de Tocopilla y sectores aislados de la comuna María Elena (de acuerdo con el LET 4).

En cuanto al cumplimiento de las proyecciones de expansión de la generación de energía de PELP, se cumple con la capacidad requerida en el escenario Carbono Neutralidad.

PDGE Tocopilla – Polígono 1⁶³

Información Técnica

- Superficie del polígono: 5.576 ha

Potencial disponible

- Potencial Fotovoltaico (FV) de 815 MW equivalente a una superficie de 3.261 ha

Potencial priorizado por PELP

- Tecnología: Fotovoltaico
- Superficie potencial: 3.261 ha
- Potencial MW: 815

⁶² Una Estrategia Energética Local (EEL) es una herramienta diseñada para que los Municipios puedan analizar el escenario energético y estimar el potencial de energía renovable y eficiencia energética que se puede aprovechar en su territorio, definiendo una visión energética e involucrando de forma activa a la comunidad en el desarrollo energético de la comuna. En este marco se definen metas que puedan ser reportadas, medidas y verificadas con el fin de cumplir con la visión y objetivos estratégicos planteados en la estrategia energética, y un listado de proyectos clave para alcanzar las metas propuestas, validados con los actores del sector público – privado más la autoridad local del territorio escogido. (Guía metodológica para el desarrollo de estrategias energéticas locales, Ministerio de Energía, 2015). Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_eel.pdf

⁶³ https://energia.gob.cl/sites/default/files/tocopilla_pdge_-_poligono_1_2.pdf

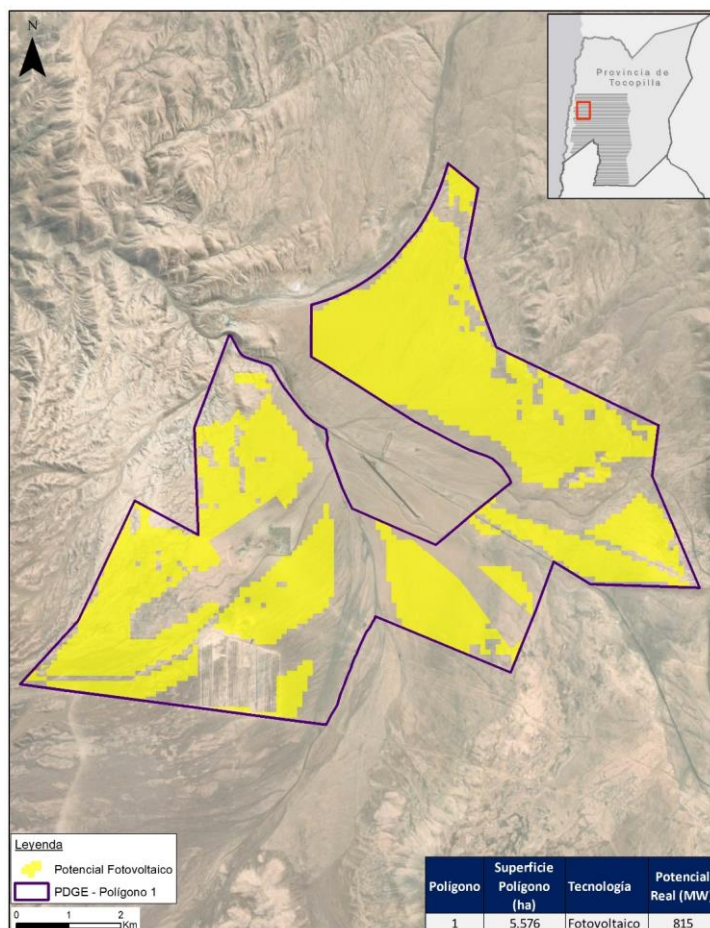


Figura 47: PDGE Tocopilla - Polígono 1.

PDGE Tocopilla – Polígono 2⁶⁴

Información Técnica

- Superficie del polígono: 10.182 ha

Potencial disponible

- Potencial Concentración Solar de Potencia (CSP) de 1.412 MW equivalente a una superficie de 9.883 ha
- Potencial Fotovoltaico (FV) de 2.459 MW equivalente a una superficie de 9.835 ha

Potencial priorizado por PELP

- Tecnología: CSP
- Superficie potencial: 9.883 ha
- Potencial MW: 1.412

⁶⁴ https://energia.gob.cl/sites/default/files/tocopilla_pdge_-_poligono_2_2.pdf

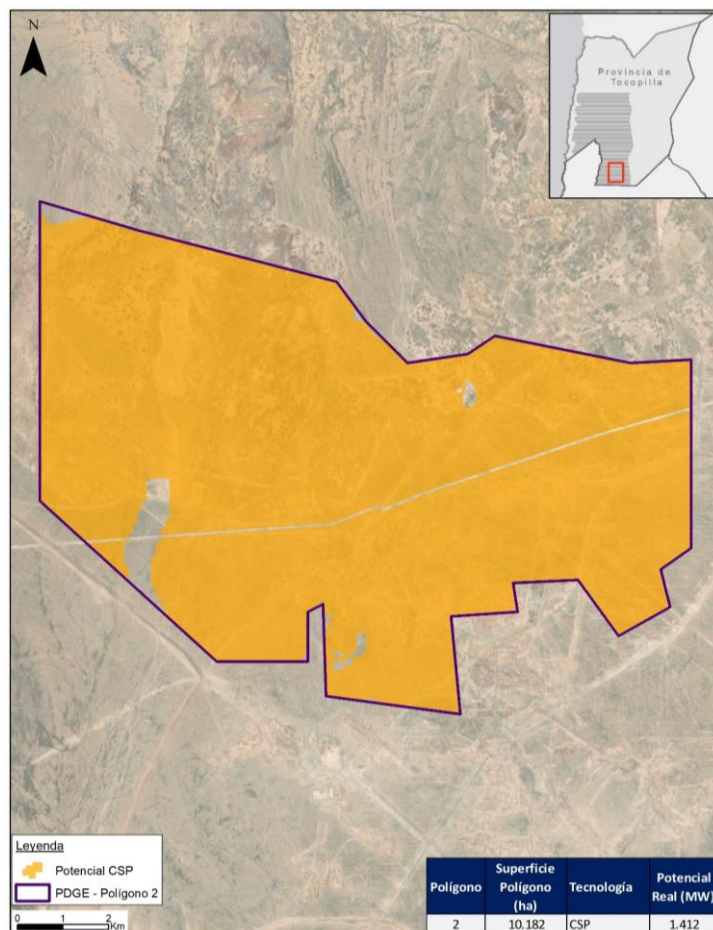


Figura 48: PDGE Tocopilla - Polígono 2.

6.5 PDGE PROVINCIA DE ANTOFAGASTA

Lineamientos Energéticos Territoriales (LET) PDGE Provincia Antofagasta

Para la Provincia de Antofagasta se definen los siguientes Lineamientos Estratégicos Territoriales (LET) que orientan la definición de los PDGE:

LET 1 Impulso a una transición energética sustentable de la provincia, aprovechando sus potenciales energéticos "sitio-específicos".

LET 2 Encadenamiento productivo, mediante la habilitación de actividades consolidadas y emergentes de la provincia, generando valor en materia de laboral y de emprendimiento local.

LET 3 Orientación para el uso de los terrenos fiscales para la demanda energética proyectada en el largo plazo

LET 4 Promoción del desarrollo energético local, mediante la focalización de la acción del Estado en el territorio priorizado por PDGE.

LET 5 Promoción de territorios alternativos al desarrollo energético existente, en armonía con las condiciones territoriales en materia de patrimonio cultural, natural y paisaje, con protección oficial o que sea reconocido por los habitantes como parte de su identidad local.

Descripción y fundamento de PDGE Provincia de Antofagasta

Planificación de un desarrollo energético que prioriza nuevos territorios con potenciales energéticos "sitio-específicos" como el Eólico y de Concentración Solar de Potencia (CSP).

En la Provincia de Antofagasta se diseñan 3 zonas que plantean una composición mixta de la matriz energética, una emplazada en la comuna de Sierra Gorda (polígono B1), equivalente a 2.709 MW de generación de energía fotovoltaica (FV) y Concentración Solar de Potencia (CSP), y 2 zonas en la comuna de Taltal, equivalente a 2.289 MW de generación de energía eólica (polígono B2) y 3.220 MW de generación de energía fotovoltaica (FV) y Concentración Solar de Potencia (CSP) (polígono B3) (de acuerdo con el LET 1):

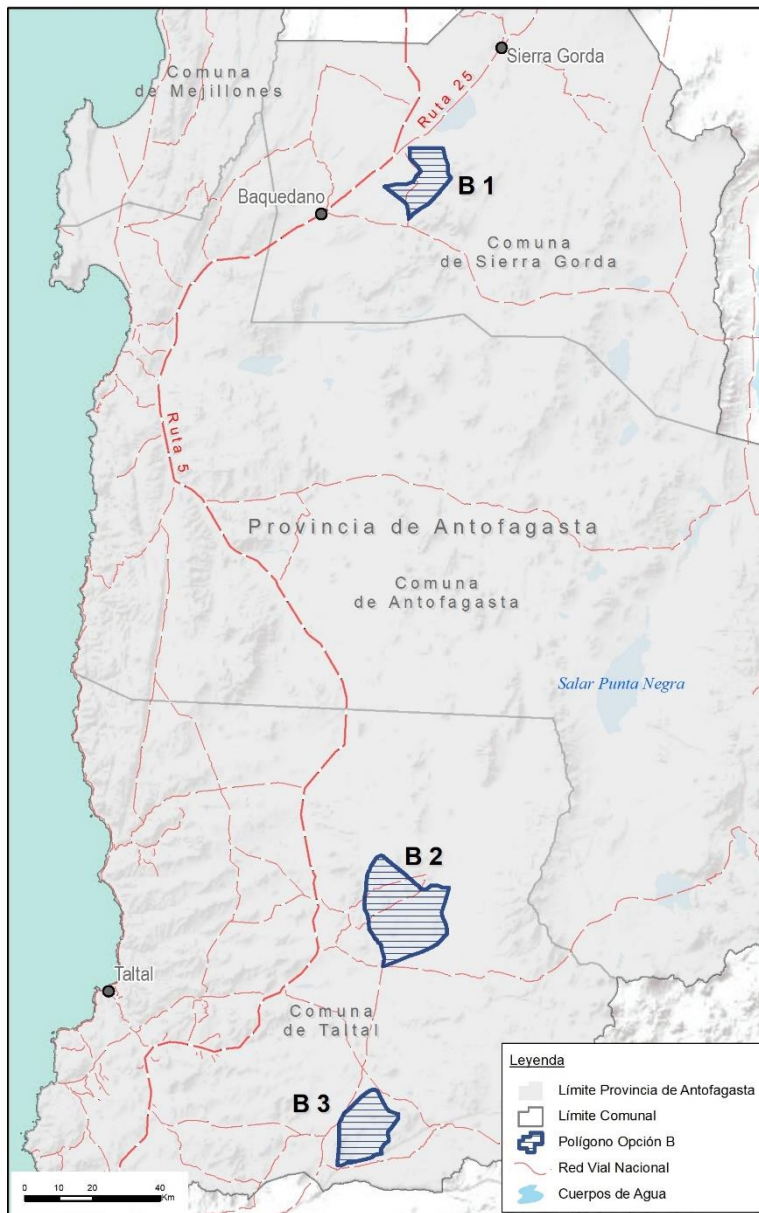


Figura 49: Opción de desarrollo Provincia de Antofagasta.

Se proponen nuevos territorios de generación de energía, una zona principalmente CSP en la comuna de Sierra Gorda (polígono B1) para suplir la demanda regional de la industria y minería conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en materia de consumo energético para sus procesos, entre los que se podría desarrollar energéticos tales como el H2V; una zona eólica (polígono B2) y principalmente CSP (polígono B3) en la comuna de Taltal. Con la tecnología CSP se busca compensar el requerimiento fotovoltaico de PELP para la provincia (de acuerdo con el LET 2, 3 y 5).

Se evitan emplazamientos sobre sitios con alto potencial arqueológico y paleontológico. Se toma distancia del Parque Nacional Llullaillaco, de sitios de nidificación de aves y de interés astronómico, de destino y atractivos turísticos, y de faenas mineras. Por su parte, la

tecnología CSP considera el paisaje, distanciándose de asentamientos humanos rurales y áreas pobladas en general (de acuerdo con el LET 5).

Se propone el desarrollo de una Estrategia Energética Local (EEL)⁶⁵ en las comunas de Sierra Gorda y Taltal, adecuando la escala de planificación y generando un Plan de Acción que identifique proyectos para priorizar programas del Ministerio de Energía en estas comunas, con énfasis en transitar hacia un acceso al suministro eléctrico regulado del borde costero de la comuna de Taltal (de acuerdo con el LET 4).

En cuanto al cumplimiento de las proyecciones de expansión de la generación de energía de PELP, se cumple con el escenario Carbono Neutralidad.

PDGE Antofagasta – Polígono 1⁶⁶

Información Técnica

- Superficie del polígono: 18.965 ha

Potencial disponible

- Potencial Concentración Solar de Potencia (CSP) de 2.046 MW equivalente a una superficie de 14.320 ha
- Potencial Fotovoltaico (FV) de 4.171 MW equivalente a una superficie de 16.684 ha

Potencial priorizado por PELP

- Tecnología: CSP – Fotovoltaico (FV)
- Superficie potencial: 16.937 ha [14.234 CSP – 2.703 FV]
- Potencial MW: 2.709 [2.033 CSP – 676 FV]

⁶⁵ Una Estrategia Energética Local (EEL) es una herramienta diseñada para que los Municipios puedan analizar el escenario energético y estimar el potencial de energía renovable y eficiencia energética que se puede aprovechar en su territorio, definiendo una visión energética e involucrando de forma activa a la comunidad en el desarrollo energético de la comuna. En este marco se definen metas que puedan ser reportadas, medidas y verificadas con el fin de cumplir con la visión y objetivos estratégicos planteados en la estrategia energética, y un listado de proyectos clave para alcanzar las metas propuestas, validados con los actores del sector público – privado más la autoridad local del territorio escogido. (Guía metodológica para el desarrollo de estrategias energéticas locales, Ministerio de Energía, 2015). Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_eel.pdf

⁶⁶ https://energia.gob.cl/sites/default/files/antofagasta_pdge_-_poligono_1_2.pdf

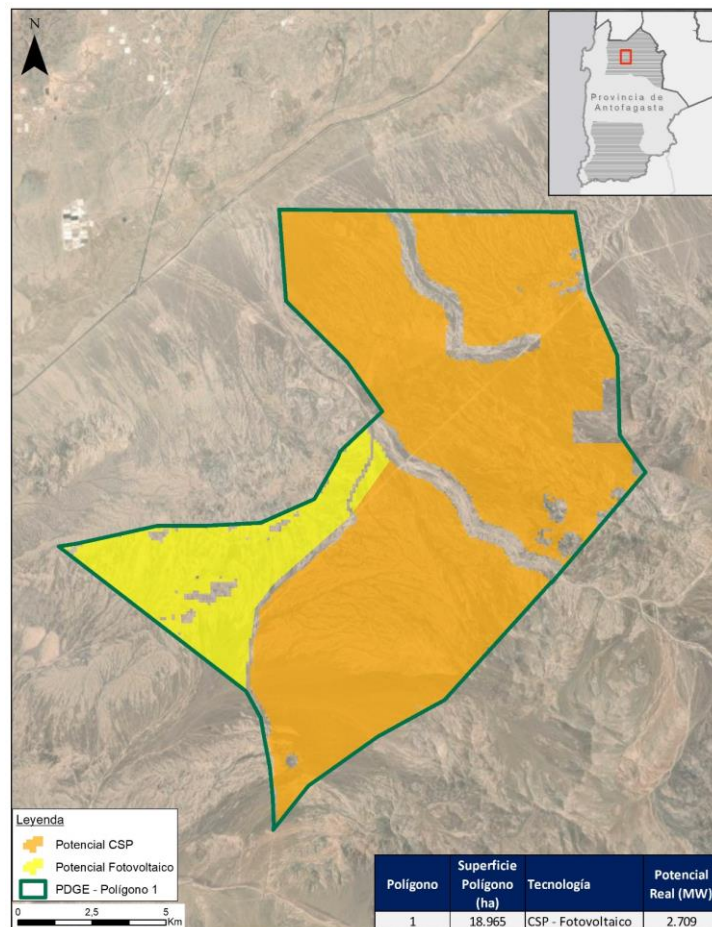


Figura 50: PDGE Antofagasta - Polígono 1.

PDGE Antofagasta – Polígono 2⁶⁷

Información Técnica

- Superficie del polígono: 52.190 ha

Potencial disponible

- Potencial Eólico de 2.289 MW equivalente a una superficie de 45.786 ha
- Potencial Fotovoltaico (FV) de 8.395 MW equivalente a una superficie de 33.578 ha

Potencial priorizado por PELP

- Tecnología: Eólico
- Superficie potencial: 45.786 ha
- Potencial MW: 2.289

⁶⁷ https://energia.gob.cl/sites/default/files/antofagasta_pdge_-_poligono_2_3.pdf

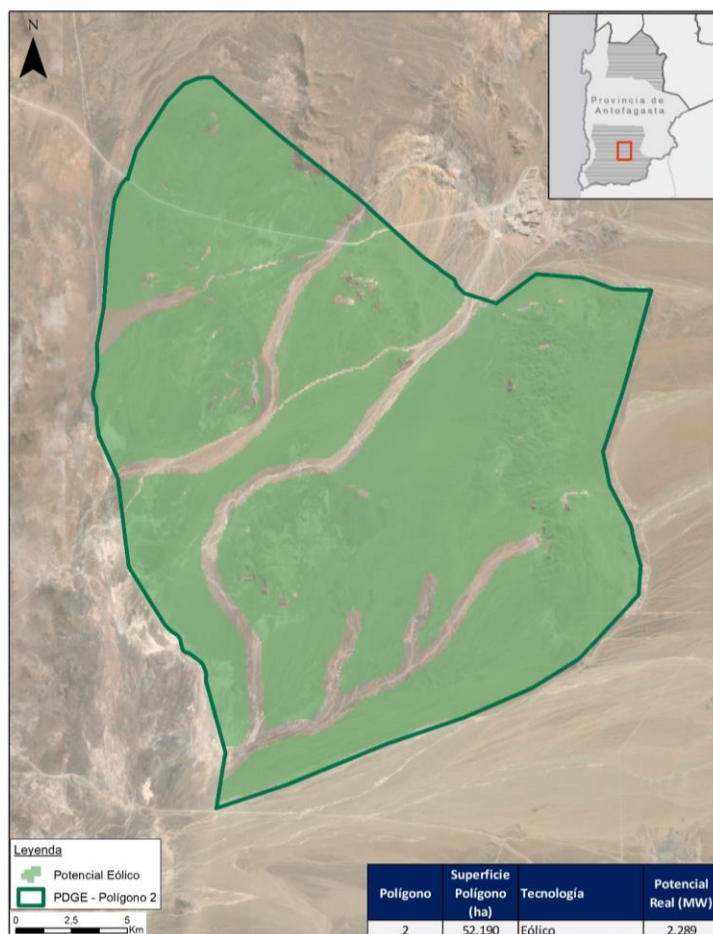


Figura 51: PDGE Antofagasta – Polígono 2.

PDGE-Polígono 3⁶⁸

Información Técnica

- Superficie del polígono: 25.527 ha

Potencial disponible

- Potencial Concentración Solar de Potencia (CSP) de 2.281 MW equivalente a una superficie de 15.965 ha
- Potencial Fotovoltaico (FV) de 4.105 MW equivalente a una superficie de 16.421 ha

Potencial priorizado por PELP

- Tecnología: CSP – Fotovoltaico (FV)
- Superficie potencial: 19.722 ha [15.965 CSP – 3.757 FV]
- Potencial MW: 3.220 [2.281 CSP – 939 FV]

⁶⁸ https://energia.gob.cl/sites/default/files/antofagasta_pdge_-_poligono_3_2.pdf

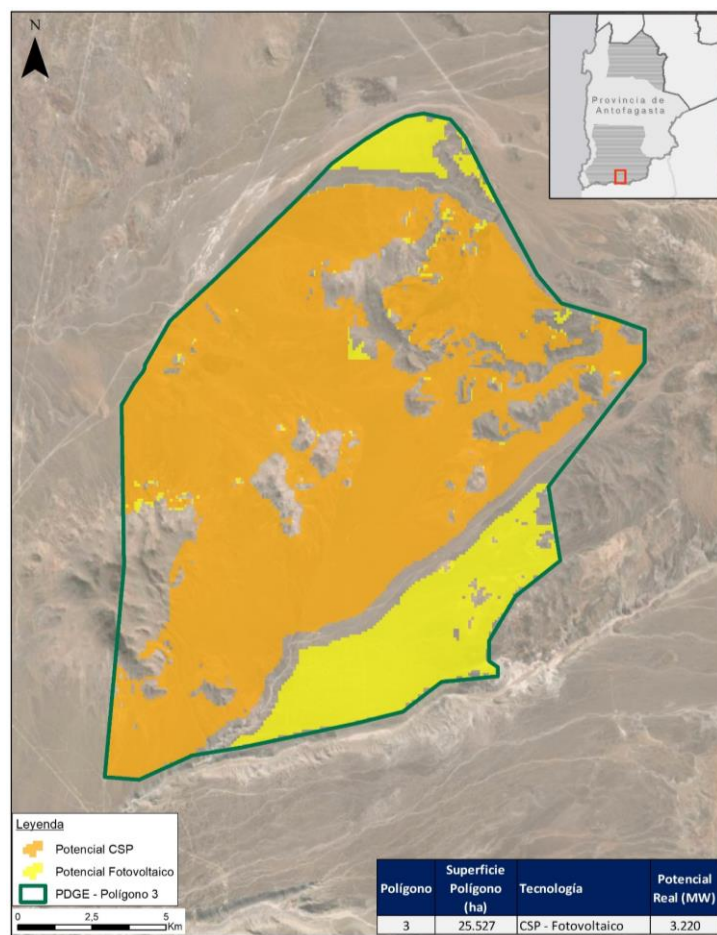


Figura 52: PDGE Antofagasta – Polígono 3.

7. CONCLUSIONES, ESPACIOS DE MEJORA Y TRABAJO FUTURO

7.1 CONCLUSIONES

A través de un extenso trabajo de participación, modelación, y análisis, la PELP 2023-2027 permite identificar la proyección de oferta eléctrica que abastecerá la demanda eléctrica del país en un horizonte de largo plazo bajo tres escenarios: Recuperación Lenta, Carbono Neutralidad, y Transición Acelerada. Esta proyección de oferta eléctrica se construye sobre la base de la transición que experimentará la demanda energética, transitando hacia la electrificación de diversos sectores de la economía, tales como climatización y transporte. Esta proyección de oferta eléctrica se realiza a través de una optimización conjunta de la expansión de infraestructura de generación, transmisión y almacenamiento en el SEN identificando para cada escenario, la infraestructura que permitiría suplir la demanda en forma óptima.

De esta forma, la PELP 2023-2027 identifica que la forma de provisión de la demanda eléctrica es mediante fuentes renovables, principalmente eólica y solar fotovoltaica, en directa relación con la transición que se ha observado en los años recientes. La composición del desarrollo de generación proyectado varía según el horizonte de análisis. Por ejemplo, hasta el año 2030, en los tres escenarios predomina la necesidad de expansión de la capacidad de generación eólica, principalmente en la zona de Taltal (Antofagasta) en una primera instancia, y luego con mayor relevancia desde el Maule hasta Los Lagos hacia el final de la década. En esta década también se proyecta la necesidad de, al menos, 2 GW de almacenamiento adicionales a los que están en desarrollo, y de un desarrollo solar fotovoltaico distribuido a lo largo del SEN. Las trayectorias de desarrollo varían según el escenario hacia el año 2050, en parte influido por grandes consumos, como el hidrógeno verde. Así, el escenario de Recuperación Lenta basa su generación en un mix con presencia de energía eólica, mientras que el escenario de Carbono Neutralidad considera un mix con un desarrollo mayor de la generación solar fotovoltaica en el norte, apalancado por el almacenamiento, y el escenario Transición Acelerada exacerba el comportamiento de Carbono Neutralidad sumado a que considera CSP hacia el final del horizonte de evaluación.

Así como existen diferencias en cómo se desarrolla el mix de generación según el escenario, el desarrollo de la infraestructura de transmisión también varía en forma relevante según el escenario. Sin embargo, los tres escenarios sugieren, dentro de los próximos 20 años, una expansión para evacuar la capacidad de generación eólica de Parinas hacia las subestaciones Cumbre y Los Changos, así como la ampliación del sistema entre la subestación Alto Jahuel y Río Malleco, por al menos 3.000 MW en gran parte del tramo, también para evacuar la generación eólica comprendida entre dichas subestaciones. Esta última expansión está relacionada con lo identificado por otros ejercicios de planificación, como lo propuesto en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión, desarrollado por la Comisión Nacional de Energía, donde se propone una obra de transmisión HVDC por 3.000 MW entre la subestación Lo Aguirre y Entre Ríos, lo cual podría corresponder a una primera etapa de la necesidad de transmisión identificada en esta PELP.

Parte de la expansión de la generación identificada corresponde a Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, que son candidatos de expansión que fueron identificados como zona de menor afectación territorial y de gran potencial para abastecer la demanda eléctrica. Esta PELP 2023-2027 introduce por primera vez la figura de este tipo de generadores, quienes contarían con una solución de transmisión unificada, permitiéndoles acceder a

economías de escala propias de una línea de transmisión mayor, y a un régimen especial de tarificación, según indica la Ley General de Servicios Eléctricos y sus reglamentos.

Por otra parte, se destaca que, en sus etapas previas (Informe Preliminar e Informe Final) la PELP y sus proyecciones de demanda energética y eléctrica han permitido construir otras políticas públicas, como los compromisos climáticos que derivaron en la meta de carbono neutralidad al 2050, el presupuesto sectorial de carbono y las acciones que permiten al Ministerio de Energía cumplir los esfuerzos de mitigación requeridos, los que están plasmados en el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía o en instrumentos nacionales como la NDC y la ECLP⁶⁹. En particular, los escenarios de Carbono Neutralidad y Transición Acelerada tienen pronunciadas reducciones de emisiones que permitiría alcanzar los compromisos climáticos sectoriales que, a su vez, aportan al compromiso nacional.

7.2 ESPACIOS DE MEJORA

La Planificación Energética de Largo Plazo, a través de su proceso quinquenal y actualizaciones anuales, permite la rápida integración de los aprendizajes que se obtienen en cada una de sus etapas y actividades. En ese sentido, una de las principales experiencias que entrega este segundo proceso PELP se relaciona con el proceso de identificación de los potenciales para PDGE y su consiguiente Evaluación Ambiental Estratégica para la elaboración del informe técnico respectivo. Se estima que en la próxima PELP 2028-2032 los tiempos de esta etapa podrían disminuirse a menos de un año, en base a la creación de capacidades internas en el Ministerio de Energía.

En una perspectiva similar, es un desafío disminuir los tiempos del proceso en general, permitiendo disminuir el plazo entre el Informe Preliminar (que debe emitirse ocho meses luego del inicio del proceso) y el Informe Definitivo, que en el actual proceso se extendió por casi tres años y ello tiene consecuencias en el funcionamiento del proceso, así como en la información misma que es capaz de entregar el instrumento dado posibles cambios de los distintos contextos que afectan a la PELP.

Además, se han identificado aspectos de mejora dentro del trabajo de modelación en al menos tres áreas prioritarias para el presente año: en primer lugar, se impulsará un trabajo técnico para el desarrollo de nuevas metodologías que permitan incorporar la resiliencia en el proceso completo de planificación, permitiendo incorporar un análisis más exhaustivo de la resiliencia de las soluciones encontradas por la PELP que el contenido en este proceso. En segundo lugar, se ha identificado la necesidad de realizar mejoras al modelo de generación distribuida que permitan alinear los resultados obtenidos con la real aplicación de la tecnología que, preliminarmente, podría condicionar los resultados del modelo al disminuir la demanda en bloques solares. Finalmente, se ha identificado la necesidad de actualizar las proyecciones de producción y exportación de hidrógeno y amoníaco, puesto que esta demanda emergente es clave para la expansión de la infraestructura en el largo plazo.

Un desafío que es necesario abordar concretamente en el proceso siguiente se relaciona con cómo se aborda el sistema energético en su conjunto y la necesaria proyección de la

⁶⁹ Más información en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

descarbonización de los otros sectores de consumo que no es factible o costo-eficiente electrificar, encontrando alternativas a través del uso de nuevos energéticos o biocombustibles de calidad, que sean incorporados correctamente en los modelos para enfocar las futuras políticas públicas y decisiones en torno a estos segmentos que representan el mayor consumo energético final del país.

7.3 TRABAJO FUTURO

Finalmente, posterior a la publicación del presente Informe Definitivo PELP 2023-2027, el Ministerio de Energía emitirá el Decreto de Planificación Energética, periodo 2023-2027, a julio de 2025.

El próximo proceso PELP 2028-2032 iniciará antes del 31 de diciembre de 2025, a través de su resolución respectiva, para luego dar paso al proceso participativo, tentativamente entre enero y abril de 2026. Con ello, entre mayo y julio de 2026 se preparará el Informe Preliminar PELP 2028-2032, el que deberá ser publicado en agosto de ese año junto a los candidatos a PDGE, cuyo proceso, incluida la Evaluación Ambiental Estratégica, se llevará a cabo desde septiembre de 2026.

8. ANEXOS

8.1 PARTICIPACIÓN CIUDADANA

El proceso participativo se compone de varios elementos que, en su conjunto, incorporan una diversidad de aportes en un contexto de trabajo colaborativo e interdisciplinario. Las distintas instancias de trabajo son las siguientes: aporte de la ciudadanía (registro abierto y voluntario), grupo técnico de acompañamiento (académico-investigador y consultor) y un grupo de coordinación con organismos sectoriales públicos. En ese sentido, el proceso PELP abre un espacio de convergencia de miradas entre la participación ciudadana, la ciencia y la institucionalidad, para que -de manera conjunta y consensuada- se plasmen las rutas de futuro energético del país.

Registro de Participación Ciudadana

El 29 de diciembre del 2019 se dio inicio al nuevo proceso quinquenal PELP 2023-2027, mediante la apertura de las inscripciones para participar en los talleres de trabajo, en las audiencias públicas y en la revisión de los distintos documentos elaborados, y que son compartidos a las personas y organizaciones inscritas en el Registro de Participación Ciudadana PELP 2023-2027. Abierto por un período de tres meses, el 3 de marzo cierran las inscripciones con un total de 706 inscripciones, entre personas y organizaciones de distinta naturaleza; casi de tres veces los participantes del anterior proceso PELP 2018-2022, donde se alcanzaron 262 inscripciones.

Conscientes de la importancia de la diversidad en la composición de los grupos al momento de discutir temas de interés general, se pone especial atención en una adecuada representación nacional y de diversos sectores. Con este objetivo, se realizó una amplia difusión que permitió incorporar a actores del sector público, privado, academia y sociedad civil. Así, del total de inscripciones, un 84% lo hace como persona natural, y el restante 16% como organización, ya sea empresa, gremio, ONG, universidad, o reparticiones públicas como ministerios o municipios. En cuanto a la distribución geográfica del total de personas participantes, un 60% proviene de la Región Metropolitana y un 40% proviene del resto de las regiones del país, entre las que se destaca Valparaíso con un 7%, luego Biobío y Tarapacá con un 5% cada una.

Representación de la academia

Considerando tanto los desafíos técnicos propios que se enfrentan al hacer proyecciones energéticas de largo plazo, como la amplia variedad de fuentes de información y conocimiento disponible, se invitó a representantes de la academia, centros de investigación y consultoría a conformar un Grupo Técnico de Acompañamiento PELP 2023-2027, cuyo principal objetivo es el de brindar asesoría técnica experta *ad honorem*, proporcionar evidencia científica y velar por la consistencia de los escenarios y proyecciones energéticas.

La formación del Grupo Técnico de Acompañamiento se llevó a cabo mediante invitación del Ministerio de Energía, y se realizó bajo consideraciones de equidad de género. Contó con 21 participantes, donde 11 fueron destacadas académicas. Junto a ello, el grupo lo componen personas con reconocidas capacidades que se consideran necesarias para proyectar el futuro energético, destacándose la transversalidad y amplitud de disciplinas

aportadas, dividido en los siguientes subgrupos: modelamiento matemático; escenarios energéticos; sistemas medianos y aislados; resiliencia y adaptación; ambiente y territorio; y tecnologías habilitantes.



Figura 53: Integrantes del grupo técnico PELP 2023-2027⁷⁰.

Coordinación interinstitucional

Una de las principales brechas detectadas en el sector público, es la coordinación efectiva entre instituciones del Estado. Con el objetivo de superar esta brecha, se creó un grupo de coordinación con organismos sectoriales, que congrega a todos los servicios relacionados al proceso de planificación energética, como lo son: Ministerio de Energía; Ministerio de Minería; Ministerio del Medio Ambiente; Ministerio de Vivienda y Urbanismo; Ministerio de Bienes Nacionales; Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones; Ministerio de Agricultura; Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO); Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA); Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SENAPRED); Comisión Nacional de Energía (CNE); Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC); Coordinador Eléctrico Nacional (CEN); y Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE).

Este grupo tiene por objetivo principal el de velar por la coherencia con los planes, programas y políticas relacionadas a la planificación energética de largo plazo. Junto a ellos, se forma un grupo denominado Equipo Núcleo Eléctrico, con el cual se sesiona de manera continua con el objetivo de revisar, apoyar y analizar mejoras a los procesos de planificación y operación del sistema eléctrico nacional, conformado por profesionales de las instituciones energéticas (Ministerio de Energía, CNE, SEC, CEN y ASE).

⁷⁰ Las instituciones de las y los representantes son al año 2021, en el marco del Informe Preliminar PELP 2023-2027 y podrán haber cambiado a la fecha de publicación de este informe.

SESIONES DE TRABAJO

El proceso de construcción de la PELP se basa en instancias participativas de diálogo y reflexión colectiva, con la ciudadanía, en torno a las oportunidades y desafíos del sector para los próximos 30 años, abordando aspectos sociales, ambientales, territoriales, culturales y tecnológicos. Ello se complementa con el aporte experto y multidisciplinario de la academia, investigación y consultoría, y con instancias de colaboración y coordinación entre instituciones de servicio público relacionadas al futuro del sector energía, y con el desafío de alcanzar las metas nacionales en materia ambiental y climática.

El proceso comienza con la apertura de los registros de inscripción, que en esta oportunidad está formado por un grupo de 706 personas y organismos, con variados intereses, experiencias y motivaciones a compartir.

El trabajo se estructura en torno a tres bloques con talleres de trabajo temáticos y tres audiencias públicas. Los talleres de trabajo tienen como propósito debatir y confrontar posiciones en torno a temas de relevancia para el proceso de planificación energética de largo plazo. Por su parte, las audiencias públicas, abiertas a todo público, cumplen el rol de exponer los avances en el proceso.

El trabajo de los talleres y las respectivas audiencias públicas se organiza del siguiente modo:

- Audiencia Pública 1: Se presentan los aspectos generales del proceso de planificación energética. Participan más de 450 personas conectadas simultáneamente.
- Primer bloque de talleres: Compuesto por 4 talleres consecutivos. Se trabaja con el objetivo de construir una propuesta de escenarios energéticos, incorporando las posibles situaciones futuras que permitan planificar para atender adecuadamente las necesidades de transmisión y optimización del desarrollo energético del país. Se cuenta con una asistencia total de 682 personas.
- Audiencia pública 2: Se presentan los escenarios energéticos trabajados en la primera ronda de talleres. Se cuenta con más de 200 personas conectadas simultáneamente.
- Segundo bloque de talleres: Compuesto por dos talleres. Se trabaja con el objetivo de generar un entendimiento del concepto de polos de desarrollo y generar propuestas de criterios para identificar territorios y provincias como potenciales candidatas. Se cuenta con una asistencia total de 138 personas.
- Tercer bloque de talleres: Compuesto por un taller, en donde se trabaja con el objetivo de evaluar la coherencia de los escenarios energéticos con las respectivas proyecciones energéticas y eléctricas. Asisten 95 personas.
- Audiencia pública 3: Se presentan los resultados generales de la nueva PELP 2023-2027 y se propone una agenda para la continuidad del proceso.
- Audiencia pública Final: Presentación de los resultados de los escenarios energéticos con los parámetros técnicos, económicos, ambientales y sociales actualizados, junto a los resultados que incluyen los candidatos a polos de desarrollo generación de eléctrica en las provincias de Antofagasta y Tocopilla.

Con el propósito de facilitar la participación en los talleres de trabajo, es que cada instancia de talleres se realiza en dos jornadas similares, una en la mañana (09:00 a 11:00 horas en Chile Continental) y otra en la tarde (17:30 a 19:30 horas en Chile Continental), de modo de

asegurar una representatividad transversal, diversa y acorde a las posibilidades de participación de cada persona inscrita en el Registro de Participación Ciudadana.

La metodología de trabajo, del tipo virtual, es diseñada específicamente para cada uno de los talleres y audiencias. Se compone, en términos generales, de una primera sección de tipo expositiva, donde se dan a conocer los principales antecedentes a considerar en las discusiones. La segunda sección consiste en trabajo en subgrupos, formados por aproximadamente 15 personas cada uno, utilizando herramientas virtuales del tipo encuestas en línea, votaciones y discusión con apoyo de notas en un mural virtual, al que todas/os tienen acceso. Finalmente, una tercera sección tipo plenaria, en la cual se comparten las ideas principales discutidas, para finalizar con la exposición de los pasos siguientes.

Una vez terminados cada uno de los talleres, el equipo de participación ciudadana sistematiza la información, y por medio de diversas técnicas cualitativas y cuantitativas, las analiza, teniendo especial atención en el enfoque territorial, junto con la sub y/o sobre representación de los diferentes grupos de interés.

Posteriormente, con la información procesada, ésta se le entrega al equipo técnico del Ministerio de Energía para incorporarla en los modelos y proyecciones, en un proceso iterativo de co-construcción participativa.

Aporte experto

El Grupo Técnico de Acompañamiento sesiona por primera vez antes que la primera audiencia pública, de modo de validar previamente los principales elementos a trabajar en los talleres ciudadanos. En esta primera sesión, se organizan los subgrupos de trabajo por temas a abordar, para posteriores convocatorias específicas a cada tema identificado.

Las sesiones, que tienen una periodicidad aproximada de dos semanas, se llevaron a cabo virtualmente durante el proceso de elaboración del Informe Preliminar PELP 2023-2027, y se utiliza una metodología expositiva y de discusión abierta. Posterior al primer informe, se sostuvieron reuniones para presentar otros avances.

Coordinación pública

Con el objetivo de abordar los potenciales desafíos de coordinación pública y para hacer más eficiente el proceso, es que se identifica y convoca a las distintas instituciones públicas que tienen algún grado de injerencia en la definición y en la posterior implementación de medidas relacionadas a la planificación energética de largo plazo.

Para ello se convoca a dos grupos, uno que tiene relación con el ámbito energético y todas sus derivadas en términos de alcance y sectores productivos, y otro específico al ámbito eléctrico, donde predominan las instituciones con dependencia directa del Ministerio de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional. A partir de aquello es que se forman los grupos denominados Organismos Sectoriales y el Equipo Núcleo Eléctrico, respectivamente.

Las sesiones se realizan con periodicidad aproximada de tres semanas en modalidad virtual, con una metodología similar al grupo de acompañamiento técnico, es decir, mediante exposiciones de los antecedentes claves a discutir y luego con una discusión abierta que permite identificar ámbitos de coordinación y colaboración.

8.2 CO-CONSTRUCCIÓN DE LA PELP

El actual proceso quinquenal centra su metodología de trabajo en torno al proceso participativo. En esta ocasión, se forma un equipo amplio y diverso el que, bajo la coordinación general del equipo de Planificación Energética e Innovación del Ministerio de Energía, integra a los equipos de participación ciudadana, política energética y diversos equipos técnicos que aportan al trabajo colaborativo.

Como metodología general de trabajo, se diseña un proceso iterativo y multi actores, que permite tanto la participación experta como la coordinación pública sectorial, manteniendo siempre como eje principal la participación ciudadana.

El proceso de co-construcción comienza con sesiones de los grupos formados por académicas/os de vasta experiencia y por las distintas instituciones públicas, para identificar y validar la información base a presentar en la primera audiencia pública que se enfoca en transmitir elementos básicos a trabajar en las sesiones de talleres posteriores. Una vez iniciados los talleres de trabajo, el flujo de información se revierte, de modo que las ideas y propuestas levantadas por la ciudadanía son llevadas y presentadas a los grupos técnicos para desafiarlas/os a co-diseñar la forma en que se incorporan en los modelos y escenarios energéticos. Para ello se discuten supuestos, simplificaciones y el estado del arte en publicaciones relacionadas, que permite un trabajo validado y en base a evidencia científica: los modelos y la técnica, al servicio de la sociedad.

Comunicación abierta y transparente

La comunicación constante y fluida, así como la transparencia y disponibilidad del material generado, es parte fundamental del proceso, por lo que se disponen diferentes canales de comunicación: plataforma web de la PELP, canal YouTube, encuestas de satisfacción y de identificación de nuevos desafíos y correo electrónico del proceso: pelp@minenergia.cl, el que se encuentra abierto en todo momento para recibir y responder todas las consultas y sugerencias en torno al proceso de planificación energética de forma permanente.

El principal canal de comunicación y disposición de información relevante para el proceso es la página web de la PELP. Ésta se encuentra en constante actualización y se diseña en base a los siguientes ejes de información:

- Información general: Se compone de información general acerca de la planificación energética 2023-2027
- Formación ciudadana: Espacio de preguntas y respuestas comunes acerca de la PELP y glosario de términos relacionados.
- Proceso participativo: Publicación de actas, minutas y videos de talleres y audiencias del proceso participativo 2021.
- Futuro energético: Publicación de escenarios y proyecciones energéticas y eléctricas resultantes del proceso.
- Cambio climático y calidad del aire: Publicación de reportes relevantes relacionados a emisiones y compromisos internacionales relacionados a cambio climático, así como también publicación del resultado de los cálculos de las emisiones del sector energía.
- Nuevas tecnologías: Publicación de informes relacionados a tecnologías habilitantes y estrategias, políticas y hojas de ruta que consideran acciones de mediano y largo plazo.

- Desarrollo territorial: Publicación de información relacionada a polos de desarrollo y conceptos de desarrollo territorial.
- Repositorio: Publicación del proceso quinquenal PELP 2018-2022, PELP 2023-2027 e informes anuales de actualización de antecedentes.

La plataforma ha sido diseñada para ser de fácil navegación y sencilla para acceder y descargar información, destacando por su lenguaje con perspectiva de género y acceso a personas con capacidades visuales limitadas.

A modo de complemento a los temas e ideas compartidas en los talleres de trabajo ciudadano, se realiza un plan de encuestas masivas a todo el registro de participantes, permitiendo tener retroalimentación respecto a la experiencia de usuario en cada una de las sesiones de trabajo y validar e identificar desafíos socioculturales y tecnológicos, para incorporar a la agenda de trabajo de continuidad del proceso posterior a la publicación del informe definitivo PELP 2023-2027.

Ciudadanía como pieza clave

A través del proceso participativo, la PELP 2023-2027 sometió a análisis y discusión conjunta varias de las decisiones claves involucradas en el ejercicio de proyección del futuro energético de nuestro país. Contar con diferentes opiniones, fundadas en experiencias diversas y conocimientos, permitió robustecer sustancialmente los resultados a través de la consideración de potenciales beneficios e impactos que estarían asociados a distintas decisiones.

En el proceso participativo se trabajaron prioridades e intereses en las distintas áreas, y en base a esta información se propuso cómo debiésemos reaccionar como sociedad ante ciertas circunstancias. Se trabajó sobre distintos futuros posibles considerando –entre otros– distinto bienestar económico, o distintos contextos exteriores. Así, en base a las discusiones, se pudo definir, por ejemplo, la importancia de empujar y apoyar desde el Estado y ante cualquier contexto económico una transición energética del uso de la leña, fundándose en la contaminación que afecta a nuestras ciudades y que provoca importantes efectos nocivos en la salud de las personas.

Para cada uno de esos futuros energéticos de largo plazo se construyeron proyecciones de demanda energética, consistentes básicamente en la cuantificación de las necesidades energéticas, (medidas en términos de cantidad o volumen), requeridas para el desarrollo y normal funcionamiento de las actividades económicas del país, así como de la población. Para ello se cuenta con herramientas tecnológicas que permiten la modelación de la economía nacional, en donde se representan los sectores, tales como minería del cobre, la industria del papel y celulosa, la actividad de transporte terrestre de pasajeros y carga, modelándose hasta el sector residencial de norte a sur del país. En la sección 4 del presente informe, se presentará un mayor detalle de las herramientas de modelación que posee el Ministerio de Energía. Cada sector económico se desarrolla durante el periodo de proyección en función de la visión y relato detrás de cada escenario energético, desarrollo que necesariamente requerirá de un suministro continuo de energía a lo largo del periodo. Por ejemplo, para el sector de la minería del cobre, en cada escenario se asume un nivel producción mineral esperado, consistente con el crecimiento económico y la visión tecnológica del país de dicho escenario energético, y dicho nivel de producción requiere, como es de esperar, de volúmenes de energía para el funcionamiento de los distintos

procesos de la cadena de valor de la minería, los que son cuantificados por la herramienta de modelación.

Estas proyecciones energéticas se levantaron considerando una serie de supuestos y parámetros, contruidos en base a las opinión, experiencias y preferencias de los actores que participaron en los talleres. Actores y *stakeholders* provenientes de todos los sectores de la sociedad: academia, sociedad civil, funcionarios de otras instituciones públicas, ciudadanía, y expertos de las distintas disciplinas asociadas al proceso de construcción de escenarios energéticos).

Una vez proyectados los requerimientos de energía por parte de la demanda, se tendrá en particular los requerimientos eléctricos del país, con lo cual se podrá proyectar el parque de generación que será necesario para poder atender dichos requerimientos. Esta información luego se le entrega a la Comisión Nacional de Energía (CNE), junto con recomendaciones de expansión de la transmisión y recomendaciones de provincias de zonas que debiesen decretarse como polos de desarrollo. Finalmente, es la CNE el organismo encargado de determinar las expansiones de la transmisión en procesos anuales.

La información levantada en el proceso participativo constituye una pieza fundamental en la construcción de la PELP, combinándose con una serie de otros insumos para construir el modelo de proyecciones de requerimientos eléctricos.

El proceso participativo fue particularmente clave para definir preferencias colectivas y potenciales decisiones ante distintas circunstancias (escenarios). Estas preferencias se combinaron con: (1) consideraciones técnicas definidas en la ley de transmisión o levantadas por el equipo técnico, (2) datos y antecedentes de base, (3) decisiones político-estratégicas, y (4) consideraciones sociales, ambientales y territoriales dentro de las cuales también se incorporaron las preocupaciones y aristas levantadas durante el proceso participativo.

8.3 CONSIDERACIONES MODELO ENERGÉTICO

Tabla 6: Niveles de actividad considerados para cada actividad económica. Fuente: Elaborado en base a Banco Central (2022)⁷¹.

ACTIVIDAD ECONÓMICA	NIVELES DE ACTIVIDAD CONSIDERADAS
Residencial	Población
Cobre	Producción de concentrado de cobre [t]
Hierro	Producción de hierro [t]
Salitre	Producción de nitrato [t]
Minas Varias	Producción total de minerales [t]
Papel y celulosa	Producción de celulosa [t]. La proyección considera restricciones de superficie por nuevos cultivos
Siderurgia	Producción de acero [t]. Se distinguen tecnologías BOF y EAF.
Cemento	Producción de cemento y Clinker [t]
Azúcar	Producción de remolacha [t]
Pesca	Extracción y cultivo [t]
Petroquímica	Producción de metanol y etileno

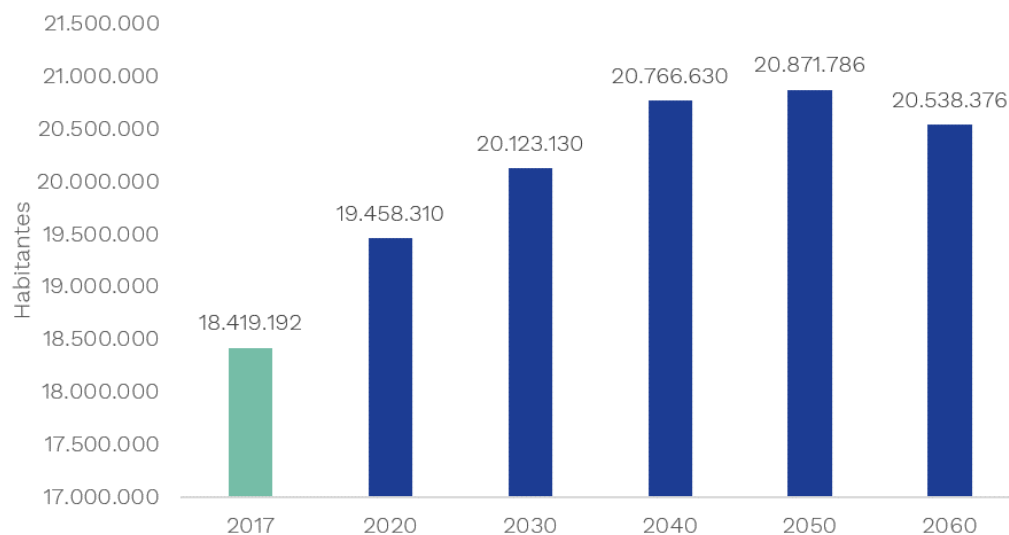


Figura 54: Proyección de la población en el territorio nacional. Fuente: Naciones Unidas (2022)⁷².

⁷¹ Más información disponible en: <https://www.bcentral.cl/web/banco-central/w/2.3-agrupaciones-de-actividades>

⁷² United Nations Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2022). World Population Prospects 2022. Se utilizó el escenario medio.

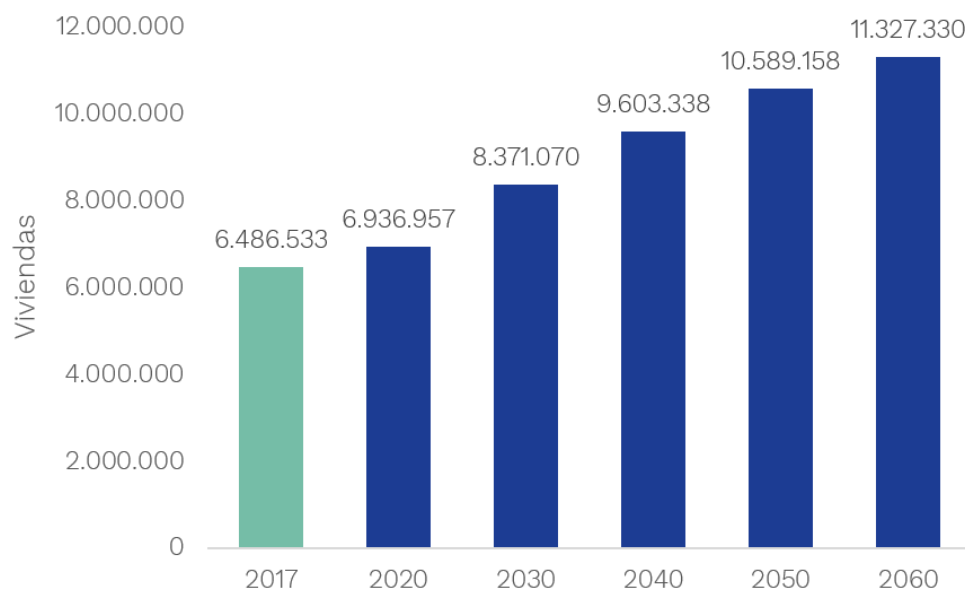


Figura 55: Proyección de viviendas 2017 – 2050. Fuente: Ministerio de Energía, en base a proyecciones de población y densidad.

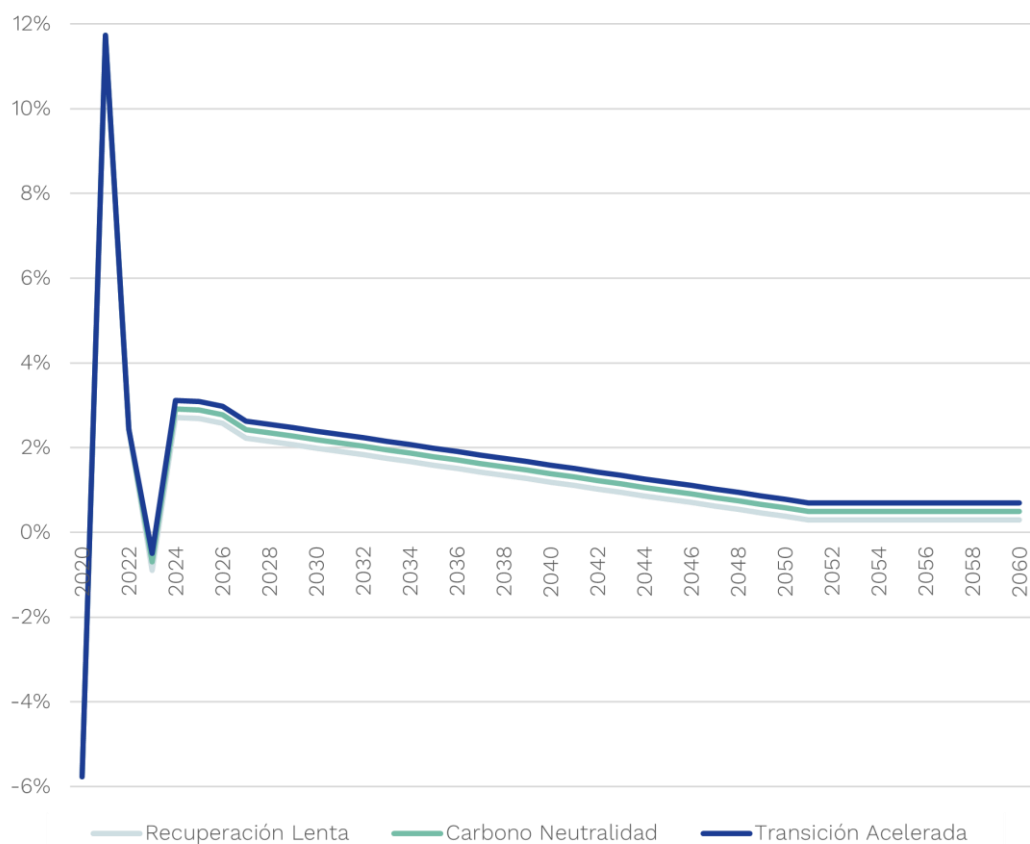


Figura 56: Proyección de la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) al 2060. Fuente: Ministerio de Hacienda.

8.4 MEDIDAS MODELO ENERGÉTICO

A continuación, desde la Tabla 7 hasta la Tabla 10, se presentan las medidas incluidas en el modelo energético, para los sectores industria y minería, comercial y público, residencial, y transporte.

Tabla 7: Especificación de medidas modeladas en sector industria y minería.

MEDIDA			RECUPERACIÓN LENTA	CARBONO NEUTRALIDAD	TRANSICIÓN ACELERADA
Estándares de eficiencia en motores			Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS) más exigentes en 2025 y 2035.		
Sistemas de gestión de energía (SGE) en grandes consumidores			Ahorro anual por SGE: 1,9% los primeros 6 años de implementación, 1% entre el año 7 y el año 20, 0,6% desde el año 21		Ahorro anual por SGE: 2,8% los primeros 6 años de implementación, 1% entre el año 7 y el año 20, 0,6% desde el año 21 en adelante
Energías renovables en procesos térmicos			13% participación de energía solar en uso térmico de papel y celulosa, industrias varias, cemento, azúcar, siderurgia, minas varias al 2050. Al 2060, se alcanza una participación de un 19,8%.		
Hidrógeno verde	Procesos térmicos		Hasta un 9% participación en industrias varias al 2050 y 12,4% al 2060		Hasta un 15% participación en industrias varias al 2050 y 29,7% al 2060
	Usos Motrices	Industria	N/A	10% participación al 2050	
		Minería Cobre		Alcanza participación de un 44,3% en 2035 en mina Rajo y un 10,4% en 2040 en mina Subterránea	
		Minería no Cobre	N/A	Reemplazo de diésel alcanza un 92,47% en 2050	
Electrificación	Usos Motrices	Industria	N/A	Reemplazo de diésel por electricidad alcanza un 61% en sector Industrias Varias	
		Minería Cobre	N/A	Alcanza un 55,7% en 2035 en mina Rajo. En subterránea se mantiene constante (solo hay reemplazo de diésel por H2V).	
		Minería no Cobre	N/A	Reemplazo de diésel por electricidad alcanza un 70% (del saldo no reemplazado por H2V) al 2060	
	Usos Térmicos	Industria	N/A	Electricidad en Usos Térmicos de la Industria alcanza un 42,2% en 2060	
		Minería Cobre	En proceso de fundición alcanza una participación de 65% al 2060	En proceso de fundición alcanza una participación de 85% al 2060	
		Minería No Cobre	Electricidad en Usos Térmicos de la Minería No Cobre alcanza un 28% en 2050		

Tabla 8: Especificación de medidas modeladas en sector comercial y público.

MEDIDA	RECUPERACIÓN LENTA	CARBONO NEUTRALIDAD	TRANSICIÓN ACELERADA
Eficiencia energética en luminarias públicas	Se reemplazan 8.000 luminarias al año		Se reemplazan 18.000 luminarias al año
Programa Eficiencia Energética Edificios Públicos	Se reacondicionan 5 edificios públicos al año	Se reacondicionan 15 edificios públicos al año	
Programa de Eficiencia Energética en Hospitales	Se reacondicionan 5 hospitales al año.		Se reacondicionan 10 hospitales al año.
Electrificación de la calefacción en centros comerciales	N/A	100% uso electricidad para calefacción al 2050	
Electrificación usos motrices en sector comercial	40% participación en usos motrices al 2060	60% participación en usos motrices al 2060	80% participación en usos motrices al 2060

Tabla 9: Especificación de medidas modeladas en sector residencial⁷³.

MEDIDA	RECUPERACIÓN LENTA	CARBONO NEUTRALIDAD	TRANSICIÓN ACELERADA
Sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria	A partir del 2023 cada año se incorporan 8.000 sistemas solares térmicos	A partir del 2023 cada año se incorporan 12.000 sistemas solares térmicos	A partir del 2023 cada año se incorporan 20.000 sistemas solares térmicos
Estándares mínimos para refrigeradores	Se alcanza una eficiencia de un 85% al 2060, partiendo desde el 70% el 2022		
Envoltura térmica de viviendas	Reglamentación térmica (RT)	Se comienza RT1 el 2023. No aplica RT2 y RT3 (actualizaciones y mejoras).	Se comienza RT1 el 2023 y RT2 el 2031. No aplica RT3. Nueva RT en 2022.
	Reacondicionamiento térmico	Subsidios: 10.000 viviendas al año a partir del 2022 hasta el 2050	Subsidios: 30.000 viviendas al año a partir del 2022 hasta el 2050 Créditos: 10.000 viviendas al año hasta el 2050
	Calificación energética nuevas viviendas	Desde el 2023, 1.000 viviendas son calificadas cada año	Desde el 2023, 4.000 viviendas son calificadas cada año
Net Zero Buildings		N/A	Se construyen 450.000 viviendas con estándar Net Zero entre 2041-2050
Electrificación de consumos	Calefacción	50% de viviendas con calefacción eléctrica al 2060	70% de viviendas con calefacción eléctrica al 2060
	Cocción	20% de viviendas con cocción eléctrica al 2050	25% de casas y 60% departamentos con cocción eléctrica al 2050.
	Agua Caliente Sanitaria	20% de viviendas con cocción eléctrica al 2050	25% de casas y 60% departamentos con cocción eléctrica al 2050.

⁷³ Los porcentajes de participación (%) han sido aproximados en torno al 5%.

Tabla 10: Especificación de medidas modeladas en sector transporte⁷⁴.

MEDIDA		RECUPERACIÓN LENTA	CARBONO NEUTRALIDAD	TRANSICIÓN ACELERADA
Electro-movilidad	Transporte público urbano	100% buses eléctricos al 2035 en la Región Metropolitana y al 2040 en otras regiones		
	Taxis	100% parque eléctrico al 2046	100% parque eléctrico al 2038	
	Vehículos livianos	40% participación vehículos eléctricos al 2050	60% participación vehículos eléctricos al 2050	80% participación vehículos eléctricos al 2050
	Vehículos Medianos	75% participación vehículos eléctricos al 2050		
	Transformación de vehículos livianos a VEs	No aplica	Alcanzar una tasa anual de conversión de vehículos livianos de un 15% al 2035 (comenzando el 2023)	Alcanzar una tasa anual de conversión de vehículos livianos de un 20% al 2035 (comenzando el 2023)
Estándares rendimiento energético	Vehículos livianos	Rendimiento energético de gasolina y diésel aumenta a tasa de 1% anual, alcanzando 16,7 km/l y 23,7 km/l al 2060 respectivamente.		
	Vehículos medianos	Rendimiento energético de gasolina y diésel aumenta a tasa de 1% anual, alcanzando 16,6 km/l y 23,5 km/l al 2060 respectivamente.		
	Vehículos pesados (tractocamiones)	A partir del 2025 mejora el rendimiento de tractocamiones, alcanzando un aumento de un 40% en el rendimiento al 2050		
Hidrógeno verde	Vehículos pesados (tractocamiones)	50% del parque al 2050	85% del parque es propulsado a hidrógeno al 2050 100% ventas cero y baja emisión al 2045	
Infraestructura de Bicicleta		n/a	Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 5% del transporte urbano	Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 10% del transporte urbano

⁷⁴ Los porcentajes de participación (%) han sido aproximados en torno al 5%.

8.5 CONSIDERACIONES TERRITORIALES

Tabla 11: Factores técnicos para la identificación de potenciales de generación de energía en base a fuentes renovables

	FUENTE	EÓLICO	SOLAR FOTOVOLTAICO	SOLAR CSP	HIDROELÉCTRICO	GEOTERMIA
Factores Técnicos	DNI (Direct Normal Irradiation)	-	-	-	-	-
	Pendiente	< 15°	< 10° Orientación norte y > 4° para el resto de las orientaciones	< 7°	-	-
	Altitud	< 3.000 msnm para todo el país	< 4.000 msnm para todo el país	-	-	-
	Porcentaje de nubosidad	-	-	< 20%	-	-
	Porcentaje de horas con Velocidad de Viento mayor a 15 m/s a 5,5 m de altura	-	-	< 0,5%	-	-
	Áreas de Proyectos OPC	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia	-	-
	Áreas de proyectos de Licitación de Distribuidoras	-	-		-	-
	Bienes Nacionales con fines Energéticos	-	-		-	-
	Área de Reserva de Taltal	-	-		-	-
	Potencial Eólico 2021	-	-		-	-
Estándares	Factor de planta	> 30%	> 21%	-	> 50%	-
	Área mínima continua	112 Ha entre Arica y Coquimbo; 168 Ha entre Valparaíso y Magallanes (equivalente a 5,6 MW)	12 ha (equivalentes a 3 MW)	700 ha (equivalentes a 100 MW)	Mínimo de 3 MW	No aplica

Tabla 12: Tratamiento metodológico para los Objetos de Valoración Territorial (OdVT).

CRITERIO DE VALORACIÓN	TRATAMIENTO METODOLÓGICO		
	NO CONSIDERADO	EXCLUIDO	SENSIBILIZADO
Normativo	1. Reserva Región Virgen 2. Sitio Arqueológico	1. Parques Nacionales (excepto en Geotermia) 2. Monumentos Naturales (excepto en Hidro) 3. Sitios Ramsar (excepto en Geotermia) 4. Monumento Histórico 5. Sitio del patrimonio mundial 6. Zona Típica 7. Espacios Marinos Costeros de Pueblos Originarios (EMCPO)	1. Terrenos Indígenas con derechos reconocidos: Ley N° 19.253 2. Sitio paleontológico (Potencialidad Paleontológica Fosilífera)
Desarrollo		1. Reservas Nacionales (excepto en Hidro) 2. Reservas Forestales (excepto en Hidro) 3. Bosque Nativo (especie con problemas de conservación) ⁷⁵ 4. Sitios de significación cultural 5. Clases de suelo I, II y III (CSP) <u>Sólo para potencial Eólico, FV y CSP:</u> 1. Salares (300m) 2. Inventario de Cuerpos de Agua (300m) 3. Inventario de Glaciares (300m) 4. Volcanes Activos 5. Límites urbanos y Áreas Urbanas Consolidadas (1000m) 6. Inventario Cuerpos de Agua Antropizados (300m) 7. Inventario de Ríos/Red Hidrográfica (300m) 8. Red Vial (60m) 9. Línea de Costa (100m) 10. Relaves Mineros	1. Área de Desarrollo Indígena 2. Zonas de Interés Turístico (ZOIT) (Eólico) 3. Clases de suelo I, II y III (FV)



Figura 57: Esquema del proceso de sensibilización territorial para definir provincias candidatas a PDGE.

⁷⁵ Especie con problemas de conservación identificadas en los listados oficiales del MMA: En peligro, En peligro crítico y vulnerables.

8.6 DEMANDA ELÉCTRICA (HIDRÓGENO)

La producción de hidrógeno verde proviene de dos fuentes: por un lado, se obtiene desde el consumo interno requerido para reemplazar energéticos contaminantes en sectores como el transporte de carga, usos motrices en la minería, entre otros. Por otro lado, se tiene la producción de H2V requerida para exportación en forma de *carriers*, como amoníaco o metanol, siendo el primero una de las formas más prominentes. Las cifras de producción de H2V en los distintos escenarios se construyen en base a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (2020)⁷⁶.

En la Figura 58 hasta la Figura 60 se presentan las proyecciones de producción de H2V para consumo interno y exportación en cada escenario energético.

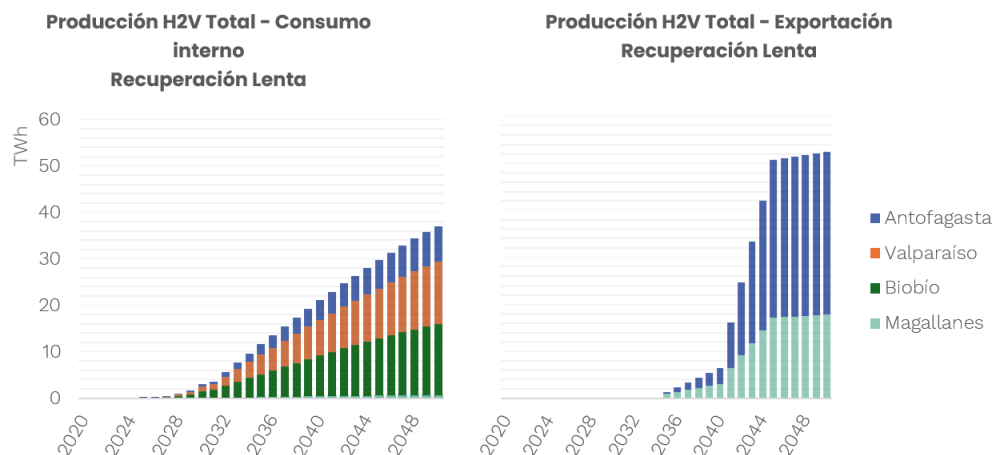


Figura 58: Producción total de hidrógeno verde para consumo interno (izquierda) y exportación (derecha) bajo el escenario de Recuperación Lenta.

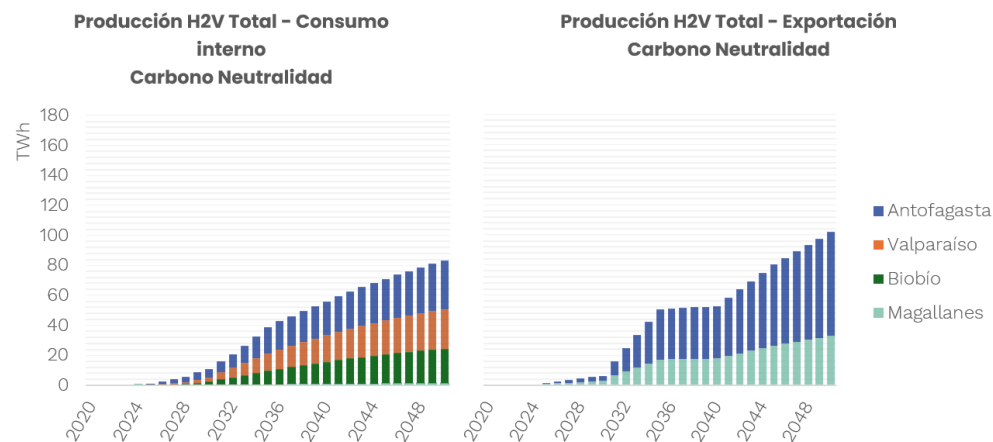


Figura 59: Producción total de hidrógeno verde para consumo interno (izquierda) y exportación (derecha) bajo el escenario de Carbono Neutralidad.

⁷⁶ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

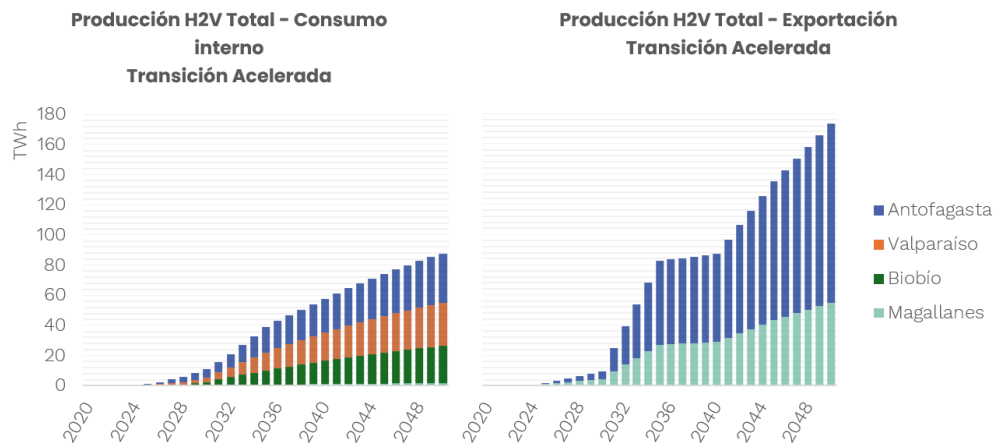


Figura 60: Producción total de hidrógeno verde para consumo interno (izquierda) y exportación (derecha) bajo el escenario de Transición Acelerada.

Por otra parte, se prevé que el hidrógeno y amoníaco se producirá mediante dos tipos: *Off-grid* (desconectada del sistema eléctrico) y *on-grid* (conectada al sistema eléctrico). Para el primer tipo, se proyecta un nivel de producción que se oscila entre el 50% al 90%, dependiendo del escenario, según se presenta en la Tabla 13, a continuación.

Tabla 13: Factor de producción de hidrógeno verde en forma *on-grid* y *off-grid* por escenario.

Escenario	Tipo	Año								
		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Recuperación Lenta	on-grid	59%	44%	30%	35%	40%	45%	50%	50%	70%
	off-grid	41%	56%	70%	65%	60%	55%	50%	50%	30%
Carbono Neutralidad	on-grid	54%	47%	40%	45%	50%	60%	70%	70%	90%
	off-grid	46%	53%	60%	55%	50%	40%	30%	30%	10%
Transición Acelerada	on-grid	50%	50%	50%	60%	70%	80%	90%	90%	90%
	off-grid	50%	50%	50%	40%	30%	20%	10%	10%	10%
Todos los Escenarios	on-grid Magallanes	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	off-grid Magallanes	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Adicionalmente, se categoriza la producción de hidrógeno verde según si esta tiene como fin ser consumido como hidrógeno o si tiene como fin abastecer la síntesis de amoníaco. En el primer caso, la producción de hidrógeno puede realizarse en forma flexible según los incentivos que existan para utilizar las variaciones de costos de producción intradiario. Dadas las rápidas tasas de respuesta de los electrolizadores, se asume que éstos pueden adecuarse a este tipo de régimen, asumiendo un compromiso de su vida útil.

En el segundo caso, el hidrógeno servirá para abastecer la demanda de la síntesis de amoníaco a través del proceso de Haber-Bosch. Dadas las altas temperaturas y presiones a las que se desarrolla el proceso de Haber-Bosch, éste tiene mínimos técnicos de producción de amoníaco, así como restricciones rampas horarias, que lo hacen ser inflexible. Cuando además se considera el alto costo de almacenamiento del hidrógeno, se tiene que el buffer que alimenta el proceso de Haber-Bosch tenderá a ser de baja capacidad, de forma que el hidrógeno producido, será consumido rápidamente para la síntesis de amoníaco. De esta forma, la inflexibilidad del proceso de Haber-Bosch se traspassa a la producción de hidrógeno verde para este fin, haciéndolo inflexible.

La demanda anual de hidrógeno verde, producido en forma on-grid, se desagrega de la siguiente forma:

- Demanda para exportación: un 90% de esta demanda se producirá en forma inflexible, principalmente para producir amoníaco, mientras que el resto se producirá en forma flexible para producir principalmente otros *carriers*.
- Demanda para consumo local: un 90% de esta demanda se producirá en forma flexible, considerando que el hidrógeno producido será consumido en dicha forma, mientras que el 10% restante será producido en forma inflexible, para abastecer posibles consumos de demanda de amoníaco.

8.7 COORDENADAS POLOS DE DESARROLLO

PDGE Provincia de Tocopilla (Polígono 1)

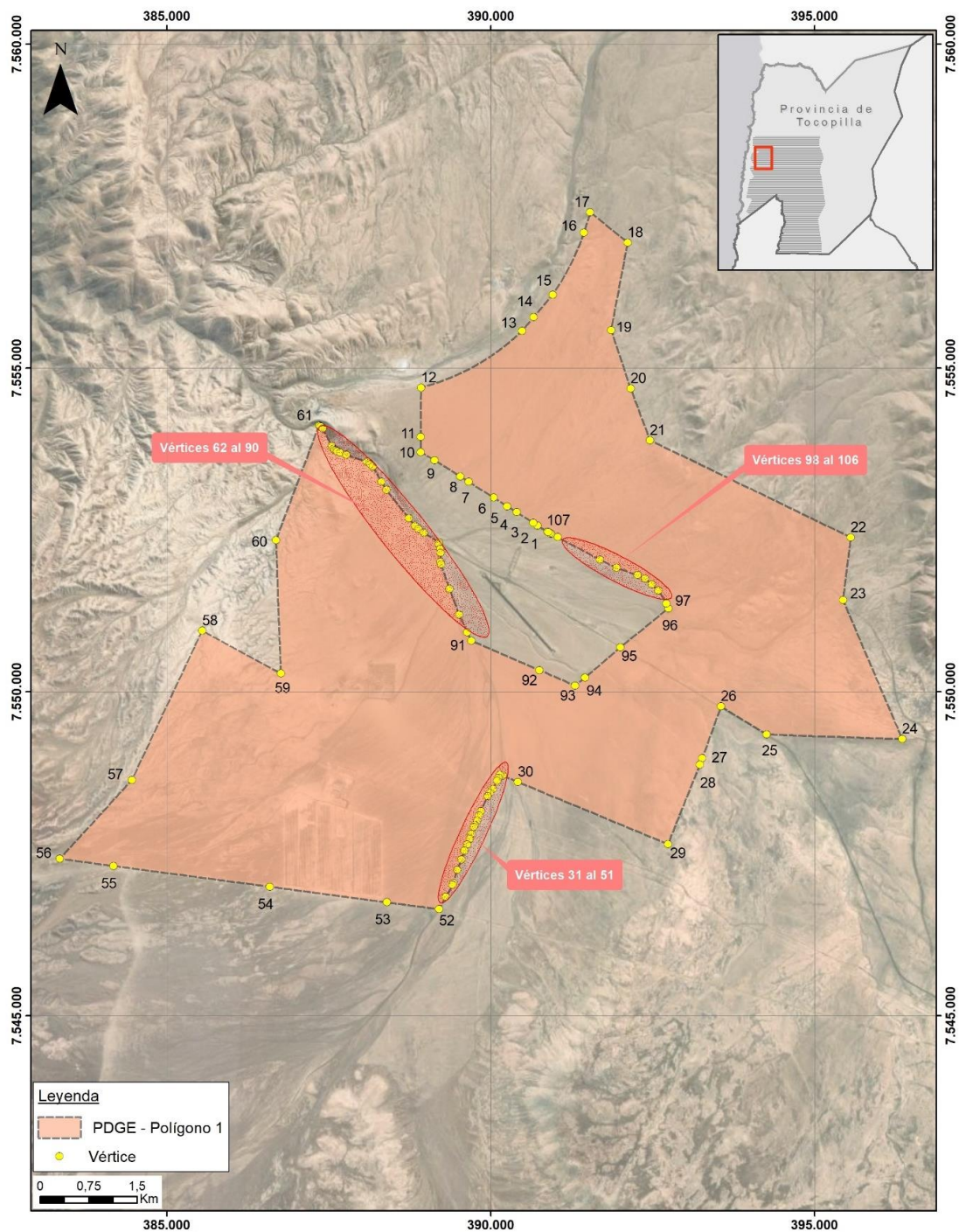


Figura 61: PDGE Tocopilla - Polígono 1.

Tabla 14: Coordenadas vértices polígono 1 - Provincia de Tocopilla.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁷⁷		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁷⁸	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
1	390.871	7.552.473	-70,05815491	-22,12937891
2	390.717	7.552.571	-70,05964546	-22,12848266
3	390.653	7.552.612	-70,06026509	-22,12811009
4	390.397	7.552.774	-70,06273116	-22,12662721
5	390.253	7.552.866	-70,06411959	-22,12579231
6	390.042	7.553.000	-70,06615398	-22,12456893
7	389.656	7.553.245	-70,06988593	-22,12232460
8	389.526	7.553.328	-70,07113731	-22,12157202
9	389.133	7.553.578	-70,07493433	-22,11928835
10	388.916	7.553.703	-70,07702395	-22,11814024
11	388.917	7.553.937	-70,07699920	-22,11602590
12	388.920	7.554.698	-70,07691876	-22,10915449
13	390.481	7.555.576	-70,06172742	-22,10132741
14	390.657	7.555.787	-70,06000710	-22,09943073
15	390.953	7.556.132	-70,05711516	-22,09633033
16	391.438	7.557.091	-70,05234587	-22,08769555
17	391.533	7.557.408	-70,05140476	-22,08484371
18	392.111	7.556.939	-70,04584180	-22,08911695
19	391.857	7.555.587	-70,04838874	-22,10131236
20	392.157	7.554.687	-70,04554068	-22,10946064
21	392.457	7.553.887	-70,04268567	-22,11670558
22	395.557	7.552.387	-70,01272997	-22,13044421
23	395.436	7.551.416	-70,01396395	-22,13920990
24	396.351	7.549.271	-70,00522808	-22,15863311
25	394.258	7.549.342	-70,02552384	-22,15786735
26	393.553	7.549.774	-70,03233044	-22,15392379
27	393.263	7.548.976	-70,03520189	-22,16111451
28	393.226	7.548.876	-70,03556469	-22,16201247
29	392.735	7.547.648	-70,04040941	-22,17307639
30	390.415	7.548.610	-70,06284215	-22,16424442
31	390.184	7.548.707	-70,06507571	-22,16335108

⁷⁷ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile, Proyección UTM - Huso 19S.

⁷⁸ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁷⁷		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁷⁸	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
32	390.140	7.548.724	-70,06550202	-22,16319989
33	390.123	7.548.671	-70,06566971	-22,16367336
34	390.094	7.548.625	-70,06595431	-22,16409045
35	390.031	7.548.502	-70,06657353	-22,16519232
36	389.982	7.548.437	-70,06705413	-22,16578080
37	389.951	7.548.388	-70,06735867	-22,16621497
38	389.845	7.548.157	-70,06839472	-22,16829526
39	389.817	7.548.091	-70,06867291	-22,16889641
40	389.790	7.548.011	-70,06894168	-22,16961214
41	389.751	7.547.945	-70,06932935	-22,17020655
42	389.736	7.547.915	-70,06947071	-22,17048102
43	389.696	7.547.810	-70,06986472	-22,17142028
44	389.676	7.547.730	-70,07006888	-22,17214491
45	389.632	7.547.639	-70,07049709	-22,17296017
46	389.594	7.547.548	-70,07087744	-22,17378085
47	389.546	7.547.411	-70,07134665	-22,17501353
48	389.477	7.547.248	-70,07202784	-22,17648247
49	389.421	7.547.049	-70,07258437	-22,17828252
50	389.410	7.547.018	-70,07269632	-22,17856357
51	389.302	7.546.837	-70,07375039	-22,18019126
52	389.203	7.546.646	-70,07472801	-22,18190775
53	388.393	7.546.750	-70,08257292	-22,18091433
54	386.585	7.546.992	-70,10009059	-22,17861038
55	384.172	7.547.312	-70,12347509	-22,17555952
56	383.345	7.547.425	-70,13148292	-22,17448829
57	384.457	7.548.640	-70,12061393	-22,16358298
58	385.542	7.550.945	-70,10993309	-22,14283945
59	386.757	7.550.287	-70,09819469	-22,14886134
60	386.681	7.552.342	-70,09878959	-22,13029185
61	387.345	7.554.113	-70,09222706	-22,11433793
62	387.358	7.554.109	-70,09209964	-22,11437647
63	387.377	7.554.098	-70,09192086	-22,11447566
64	387.402	7.554.066	-70,09167689	-22,11477127
65	387.545	7.553.797	-70,09031053	-22,11720869
66	387.573	7.553.756	-70,09004144	-22,11757377
67	387.589	7.553.738	-70,08988881	-22,11773971
68	387.608	7.553.723	-70,08970775	-22,11787715
69	387.630	7.553.710	-70,08949319	-22,11799569
70	387.673	7.553.692	-70,08907892	-22,11816098

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁷⁷		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁷⁸	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
71	387.769	7.553.657	-70,08814770	-22,11848268
72	388.086	7.553.552	-70,08508726	-22,11944950
73	388.121	7.553.535	-70,08474480	-22,11961430
74	388.142	7.553.518	-70,08454586	-22,11976381
75	388.174	7.553.482	-70,08423544	-22,12009331
76	388.310	7.553.245	-70,08293082	-22,12224107
77	388.388	7.553.119	-70,08218793	-22,12338127
78	388.731	7.552.683	-70,07889107	-22,12734430
79	388.830	7.552.565	-70,07793984	-22,12841894
80	388.884	7.552.515	-70,07742253	-22,12887168
81	388.963	7.552.455	-70,07665968	-22,12941926
82	389.201	7.552.310	-70,07435743	-22,13074380
83	389.202	7.552.280	-70,07435521	-22,13101297
84	389.219	7.552.205	-70,07419361	-22,13169221
85	389.224	7.552.146	-70,07414316	-22,13222732
86	389.219	7.552.008	-70,07420713	-22,13347571
87	389.228	7.551.969	-70,07411677	-22,13382286
88	389.364	7.551.589	-70,07283247	-22,13726972
89	389.510	7.551.192	-70,07144231	-22,14086287
90	389.634	7.550.921	-70,07025185	-22,14331452
91	389.699	7.550.791	-70,06963535	-22,14449359
92	390.751	7.550.335	-70,05946963	-22,14867988
93	391.298	7.550.098	-70,05417821	-22,15085891
94	391.451	7.550.221	-70,05268709	-22,14975867
95	392.000	7.550.690	-70,04733381	-22,14555696
96	392.737	7.551.290	-70,04014205	-22,14017541
97	392.710	7.551.367	-70,04040023	-22,13947878
98	392.583	7.551.566	-70,04161839	-22,13767367
99	392.483	7.551.663	-70,04258678	-22,13679272
100	392.379	7.551.751	-70,04358144	-22,13599764
101	392.266	7.551.801	-70,04468117	-22,13553649
102	391.938	7.551.917	-70,04785436	-22,13446451
103	391.684	7.552.042	-70,05030869	-22,13332540
104	391.030	7.552.389	-70,05662173	-22,13015011
105	390.934	7.552.440	-70,05755269	-22,12968183
106	390.912	7.552.451	-70,05776266	-22,12957621
107	390.884	7.552.466	-70,05803074	-22,12944136

PDGE Provincia de Tocopilla (Polígono 2)

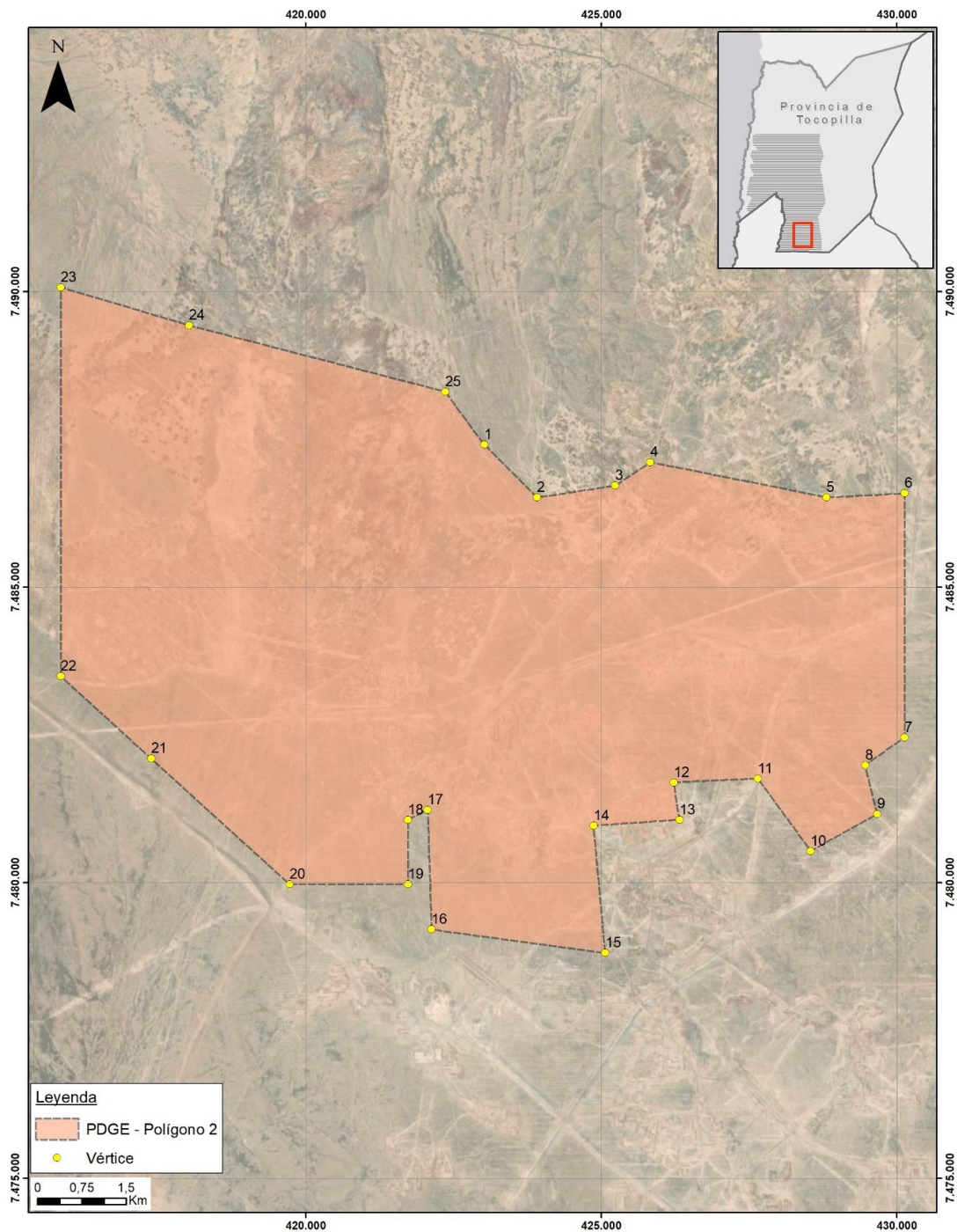


Figura 62: PDGE Tocopilla - Polígono 2.

Tabla 15: Coordenadas vértices polígono 1 - Provincia de Tocopilla.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁷⁹		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸⁰	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
1	423.016	7.487.414	-69,74963757	-22,71880040
2	423.909	7.486.521	-69,74098618	-22,72690713
3	425.232	7.486.719	-69,72809466	-22,72517383
4	425.827	7.487.116	-69,72227900	-22,72161513
5	428.804	7.486.521	-69,69332248	-22,72712095
6	430.133	7.486.593	-69,68038186	-22,72652192
7	430.133	7.482.459	-69,68056674	-22,76386480
8	429.465	7.481.990	-69,68708599	-22,76807764
9	429.664	7.481.163	-69,68519037	-22,77555470
10	428.539	7.480.535	-69,69617286	-22,78118353
11	427.646	7.481.758	-69,70481496	-22,77009164
12	426.224	7.481.692	-69,71867068	-22,77062737
13	426.324	7.481.064	-69,71773390	-22,77630793
14	424.868	7.480.965	-69,73191402	-22,77713979
15	425.067	7.478.815	-69,73008437	-22,79656718
16	422.123	7.479.212	-69,75874149	-22,79284839
17	422.057	7.481.229	-69,75928503	-22,77462189
18	421.726	7.481.064	-69,76251493	-22,77610025
19	421.726	7.479.972	-69,76256972	-22,78595883
20	419.724	7.479.972	-69,78207622	-22,78586440
21	417.382	7.482.102	-69,80478300	-22,76651649
22	415.847	7.483.496	-69,81965028	-22,75384380
23	415.847	7.490.072	-69,81929650	-22,69444673
24	418.022	7.489.431	-69,79815820	-22,70034162
25	422.355	7.488.307	-69,75603387	-22,71070389

⁷⁹ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile, Proyección UTM - Huso 19S.

⁸⁰ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile.

PDGE Provincia de Antofagasta (Polígono 1)

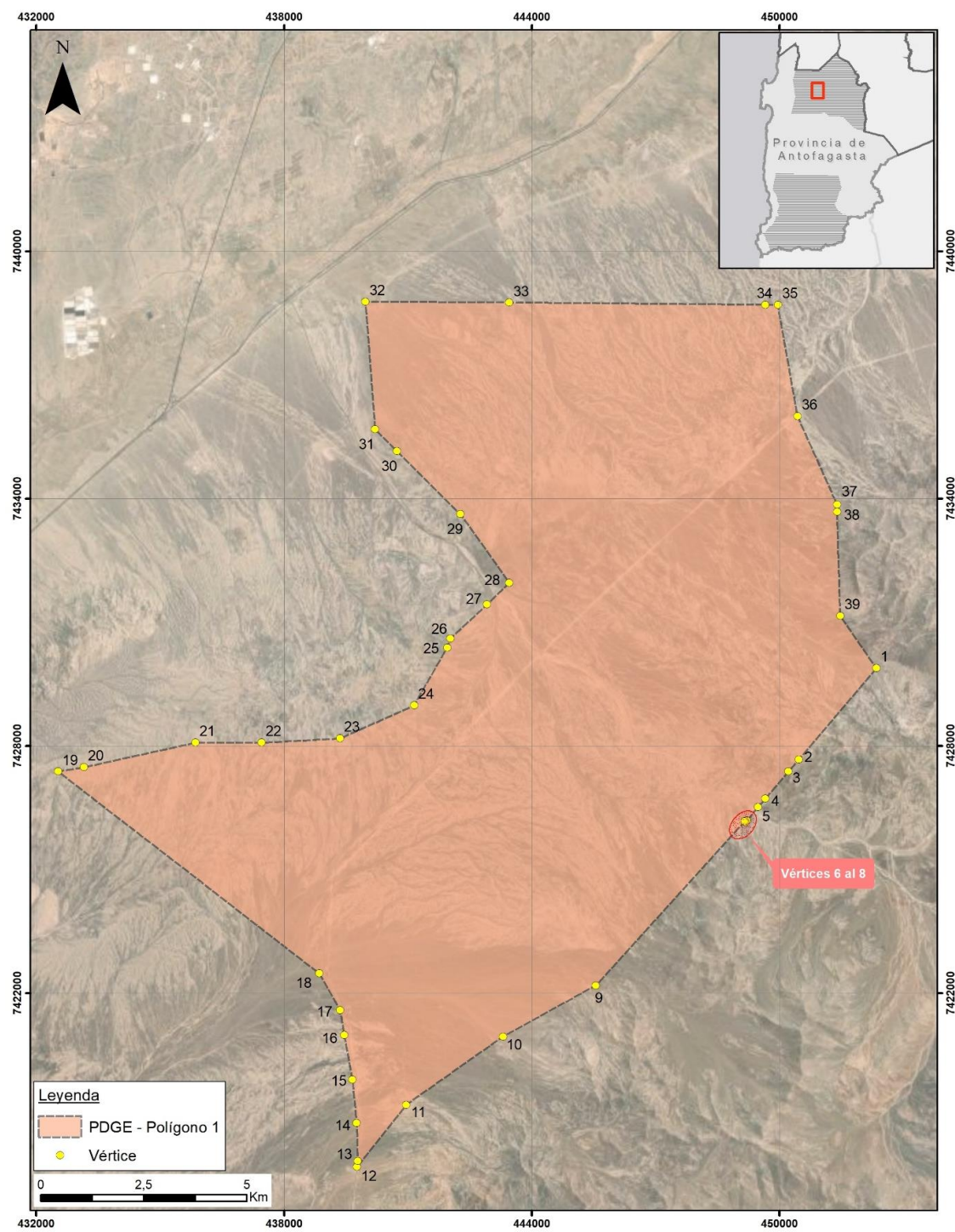


Figura 63: PDGE Antofagasta - Polígono 1.

Tabla 16: Coordenadas vértices polígono 1 - Provincia de Antofagasta.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸¹		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸²	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
1	452.346	7.429.892	-69,46582684	-23,23948807
2	450.465	7.427.677	-69,48427708	-23,25944092
3	450.215	7.427.382	-69,48673321	-23,26209646
4	449.655	7.426.722	-69,49223285	-23,26804208
5	449.482	7.426.518	-69,49393424	-23,26988128
6	449.208	7.426.195	-69,49662246	-23,27278712
7	449.175	7.426.157	-69,49694260	-23,27313317
8	449.152	7.426.177	-69,49717022	-23,27294666
9	445.552	7.422.187	-69,53251161	-23,30887718
10	443.302	7.420.952	-69,55456208	-23,31995804
11	440.952	7.419.287	-69,57761181	-23,33491251
12	439.765	7.417.787	-69,58928037	-23,34841813
13	439.785	7.417.926	-69,58907502	-23,34716115
14	439.752	7.418.850	-69,58936721	-23,33881659
15	439.652	7.419.908	-69,59030315	-23,32925340
16	439.452	7.420.987	-69,59221622	-23,31950231
17	439.352	7.421.587	-69,59317022	-23,31407906
18	438.852	7.422.487	-69,59802391	-23,30593114
19	432.523	7.427.382	-69,65969826	-23,26146688
20	433.152	7.427.487	-69,65354625	-23,26054595
21	435.852	7.428.087	-69,62712540	-23,25523403
22	437.452	7.428.087	-69,61148418	-23,25529571
23	439.352	7.428.187	-69,59290617	-23,25446366
24	441.152	7.428.987	-69,57527878	-23,24730295
25	441.952	7.430.387	-69,56740509	-23,23468557
26	442.027	7.430.607	-69,56666325	-23,23270391
27	442.908	7.431.439	-69,55801489	-23,22521374
28	443.456	7.431.956	-69,55264813	-23,22056503
29	442.265	7.433.623	-69,56422130	-23,20546718
30	440.735	7.435.153	-69,57911114	-23,19159396
31	440.201	7.435.687	-69,58430774	-23,18675217

⁸¹ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile, Proyección UTM - Huso 19S.

⁸² Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸¹		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸²	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
32	439.963	7.438.782	-69,58651258	-23,15878138
33	443.456	7.438.754	-69,55239587	-23,15915507
34	449.655	7.438.705	-69,49183643	-23,15980020
35	449.964	7.438.703	-69,48881378	-23,15983179
36	450.441	7.436.004	-69,48424895	-23,18422381
37	451.393	7.433.861	-69,47501059	-23,20361087
38	451.398	7.433.681	-69,47496468	-23,20523411
39	451.472	7.431.162	-69,47432099	-23,22799077

PDGE Provincia de Antofagasta (Polígono 2)

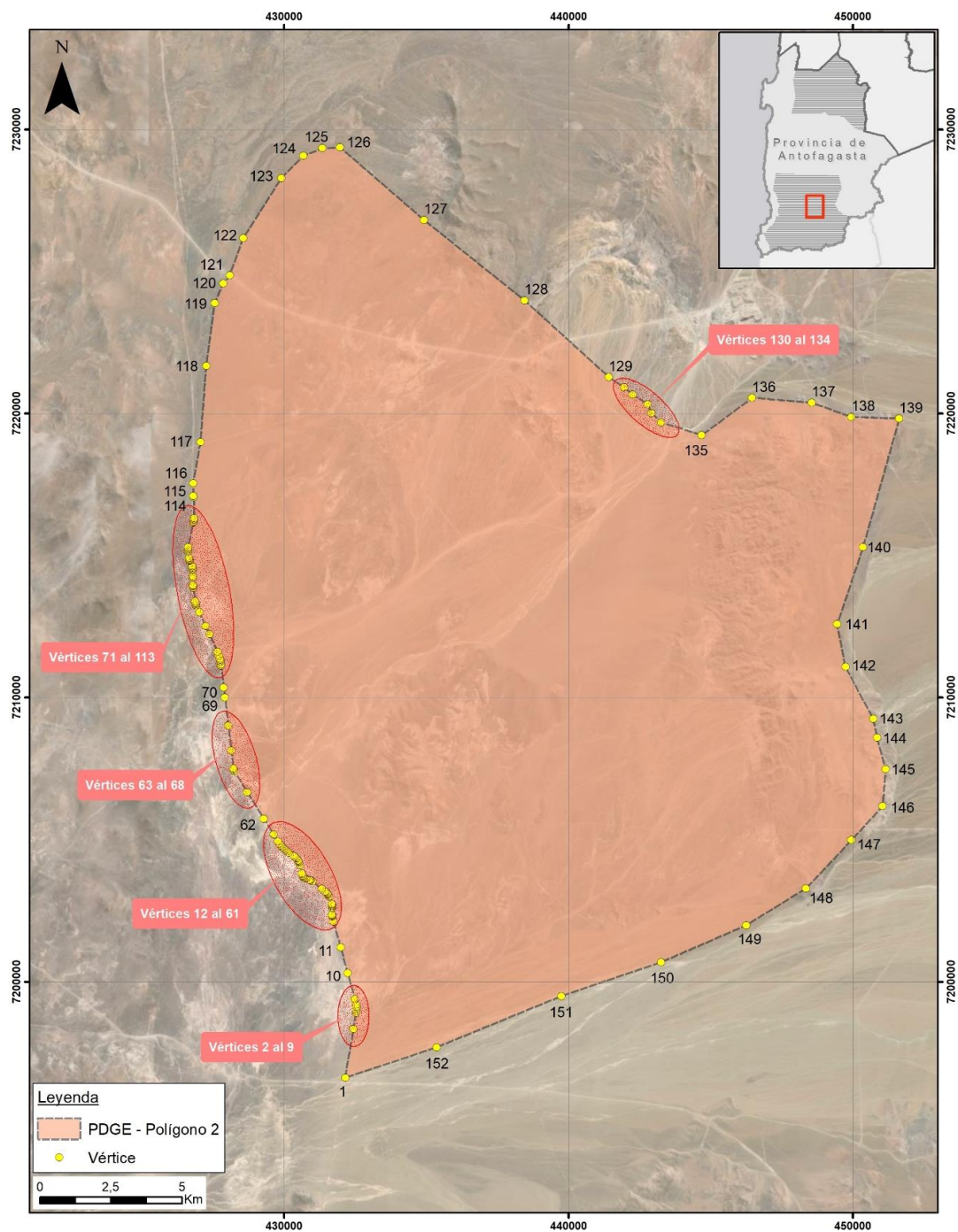


Figura 64: PDGE Antofagasta - Polígono 2.

Tabla 17: Coordenadas vértices polígono 2 - Provincia de Antofagasta.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸³		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸⁴	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
1	432.146	7.196.617	-69,67431031	-25,34556440
2	432.431	7.198.336	-69,67139632	-25,33005334
3	432.524	7.198.903	-69,67043890	-25,32493165
4	432.535	7.198.966	-69,67033335	-25,32436706
5	432.542	7.199.011	-69,67025457	-25,32395991
6	432.549	7.199.087	-69,67018791	-25,32327205
7	432.546	7.199.120	-69,67021183	-25,32297869
8	432.531	7.199.186	-69,67036168	-25,32237876
9	432.478	7.199.389	-69,67087492	-25,32054366
10	432.227	7.200.307	-69,67332096	-25,31224413
11	431.981	7.201.204	-69,67571981	-25,30413586
12	431.728	7.202.120	-69,67818577	-25,29585199
13	431.685	7.202.289	-69,67860738	-25,29432500
14	431.680	7.202.315	-69,67865233	-25,29408184
15	431.677	7.202.336	-69,67868068	-25,29389662
16	431.677	7.202.365	-69,67868081	-25,29363855
17	431.692	7.202.593	-69,67852368	-25,29157546
18	431.692	7.202.627	-69,67851713	-25,29126878
19	431.690	7.202.654	-69,67854352	-25,29102189
20	431.685	7.202.681	-69,67858708	-25,29078223
21	431.677	7.202.714	-69,67866619	-25,29047836
22	431.667	7.202.744	-69,67876627	-25,29020833
23	431.568	7.202.994	-69,67973804	-25,28795069
24	431.543	7.203.048	-69,67997681	-25,28746474
25	431.525	7.203.081	-69,68016082	-25,28716371
26	431.506	7.203.109	-69,68034515	-25,28690477
27	431.485	7.203.135	-69,68055011	-25,28667418
28	431.459	7.203.160	-69,68080760	-25,28644313
29	431.434	7.203.180	-69,68105054	-25,28626035
30	431.324	7.203.266	-69,68213929	-25,28547915
31	430.989	7.203.528	-69,68545643	-25,28310028

⁸³ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile, Proyección UTM - Huso 19S.

⁸⁴ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸³		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸⁴	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
32	430.931	7.203.564	-69,68602684	-25,28277332
33	430.915	7.203.573	-69,68619306	-25,28269467
34	430.884	7.203.582	-69,68650067	-25,28261053
35	430.758	7.203.619	-69,68775029	-25,28226711
36	430.723	7.203.635	-69,68809174	-25,28211932
37	430.696	7.203.653	-69,68835625	-25,28196210
38	430.674	7.203.673	-69,68857662	-25,28178109
39	430.653	7.203.702	-69,68878699	-25,28151499
40	430.637	7.203.730	-69,68894628	-25,28126473
41	430.624	7.203.766	-69,68906639	-25,28093294
42	430.615	7.203.809	-69,68915835	-25,28054563
43	430.548	7.204.107	-69,68981215	-25,27785228
44	430.526	7.204.180	-69,69002391	-25,27719446
45	430.512	7.204.212	-69,69016151	-25,27690199
46	430.494	7.204.245	-69,69033699	-25,27660111
47	430.473	7.204.278	-69,69053929	-25,27630866
48	430.426	7.204.344	-69,69100757	-25,27570389
49	430.401	7.204.371	-69,69125437	-25,27546009
50	430.364	7.204.404	-69,69161987	-25,27516293
51	430.322	7.204.434	-69,69203684	-25,27488457
52	430.153	7.204.545	-69,69371302	-25,27387970
53	430.097	7.204.585	-69,69425792	-25,27351576
54	430.039	7.204.633	-69,69483564	-25,27307951
55	429.983	7.204.684	-69,69539149	-25,27261308
56	429.943	7.204.723	-69,69578055	-25,27225746
57	429.908	7.204.761	-69,69612924	-25,27192087
58	429.870	7.204.804	-69,69650578	-25,27152388
59	429.831	7.204.857	-69,69689067	-25,27104828
60	429.781	7.204.932	-69,69738560	-25,27036299
61	429.628	7.205.177	-69,69888807	-25,26814798
62	429.281	7.205.729	-69,70230942	-25,26314821
63	428.690	7.206.675	-69,70812116	-25,25457606
64	428.248	7.207.394	-69,71247191	-25,24805714
65	428.222	7.207.452	-69,71273093	-25,24753621
66	428.207	7.207.514	-69,71287335	-25,24698023
67	428.132	7.208.134	-69,71358559	-25,24137442
68	428.025	7.209.019	-69,71460313	-25,23337504
69	427.905	7.210.004	-69,71574275	-25,22447333
70	427.863	7.210.349	-69,71614127	-25,22136044

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸³		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸⁴	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
71	427.769	7.211.125	-69,71703405	-25,21435142
72	427.763	7.211.171	-69,71708763	-25,21393080
73	427.753	7.211.256	-69,71718549	-25,21316255
74	427.747	7.211.296	-69,71724548	-25,21279904
75	427.740	7.211.331	-69,71731270	-25,21248119
76	427.731	7.211.369	-69,71740027	-25,21214492
77	427.698	7.211.467	-69,71771758	-25,21125491
78	427.646	7.211.609	-69,71822873	-25,20996731
79	427.358	7.212.240	-69,72105190	-25,20426003
80	427.231	7.212.518	-69,72229834	-25,20174023
81	427.010	7.213.005	-69,72447042	-25,19732982
82	426.906	7.213.234	-69,72549068	-25,19525817
83	426.894	7.213.268	-69,72560862	-25,19495137
84	426.883	7.213.302	-69,72571373	-25,19464228
85	426.874	7.213.341	-69,72580429	-25,19429109
86	426.867	7.213.387	-69,72586815	-25,19387506
87	426.867	7.213.396	-69,72587131	-25,19379245
88	426.795	7.213.867	-69,72655830	-25,18953628
89	426.789	7.213.898	-69,72661004	-25,18925533
90	426.788	7.213.932	-69,72662312	-25,18894787
91	426.786	7.213.962	-69,72663654	-25,18868056
92	426.784	7.214.218	-69,72664317	-25,18637278
93	426.784	7.214.252	-69,72664406	-25,18606217
94	426.782	7.214.491	-69,72665047	-25,18390139
95	426.780	7.214.529	-69,72666745	-25,18356047
96	426.774	7.214.569	-69,72673122	-25,18320173
97	426.762	7.214.607	-69,72684528	-25,18285441
98	426.750	7.214.641	-69,72696574	-25,18254476
99	426.672	7.214.807	-69,72772808	-25,18104176
100	426.665	7.214.827	-69,72779646	-25,18086408
101	426.655	7.214.855	-69,72788871	-25,18061362
102	426.648	7.214.884	-69,72796552	-25,18034715
103	426.641	7.214.921	-69,72803049	-25,18001782
104	426.612	7.215.149	-69,72830233	-25,17795115
105	426.611	7.215.187	-69,72831523	-25,17761245
106	426.612	7.215.221	-69,72830206	-25,17730281
107	426.614	7.215.263	-69,72827571	-25,17692136
108	426.621	7.215.305	-69,72821051	-25,17654372
109	426.798	7.216.162	-69,72640094	-25,16881108

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸³		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸⁴	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
110	426.806	7.216.198	-69,72632574	-25,16848976
111	426.816	7.216.248	-69,72622004	-25,16803627
112	426.820	7.216.278	-69,72617548	-25,16776973
113	426.822	7.216.311	-69,72616154	-25,16746680
114	426.802	7.217.059	-69,72631337	-25,16071270
115	426.801	7.217.104	-69,72632246	-25,16030849
116	426.790	7.217.549	-69,72641288	-25,15628605
117	427.052	7.219.000	-69,72373420	-25,14319656
118	427.252	7.221.687	-69,72160752	-25,11894707
119	427.552	7.223.887	-69,71851581	-25,09909498
120	427.852	7.224.587	-69,71550393	-25,09278817
121	428.084	7.224.865	-69,71318723	-25,09028361
122	428.552	7.226.187	-69,70847916	-25,07837302
123	429.902	7.228.296	-69,69498012	-25,05938858
124	430.664	7.229.079	-69,68738626	-25,05235145
125	431.338	7.229.347	-69,68069321	-25,04996106
126	431.956	7.229.375	-69,67456573	-25,04974363
127	434.910	7.226.824	-69,64540638	-25,07290791
128	438.452	7.223.987	-69,61041420	-25,09867618
129	441.420	7.221.286	-69,58109173	-25,12318538
130	441.957	7.220.917	-69,57578617	-25,12653667
131	442.258	7.220.666	-69,57280351	-25,12881908
132	442.778	7.220.330	-69,56766237	-25,13186666
133	442.912	7.220.012	-69,56634525	-25,13474811
134	443.252	7.219.687	-69,56298919	-25,13769563
135	444.675	7.219.242	-69,54888420	-25,14176611
136	446.454	7.220.555	-69,53118509	-25,12997623
137	448.552	7.220.387	-69,51038424	-25,13156468
138	449.952	7.219.887	-69,49651441	-25,13612716
139	451.627	7.219.822	-69,47990216	-25,13676360
140	450.352	7.215.296	-69,49271274	-25,17760098
141	449.452	7.212.587	-69,50174435	-25,20203339
142	449.752	7.211.087	-69,49882183	-25,21558920
143	450.718	7.209.253	-69,48929209	-25,23217717
144	450.852	7.208.587	-69,48799236	-25,23820186
145	451.152	7.207.487	-69,48505317	-25,24814519
146	451.052	7.206.187	-69,48609285	-25,25988152
147	449.952	7.204.987	-69,49706049	-25,27068166
148	448.352	7.203.287	-69,51301517	-25,28597896

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸³		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸⁴	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
149	446.252	7.201.987	-69,53392492	-25,29764440
150	443.252	7.200.687	-69,56377959	-25,30927288

PDGE Provincia de Antofagasta (Polígono 3)

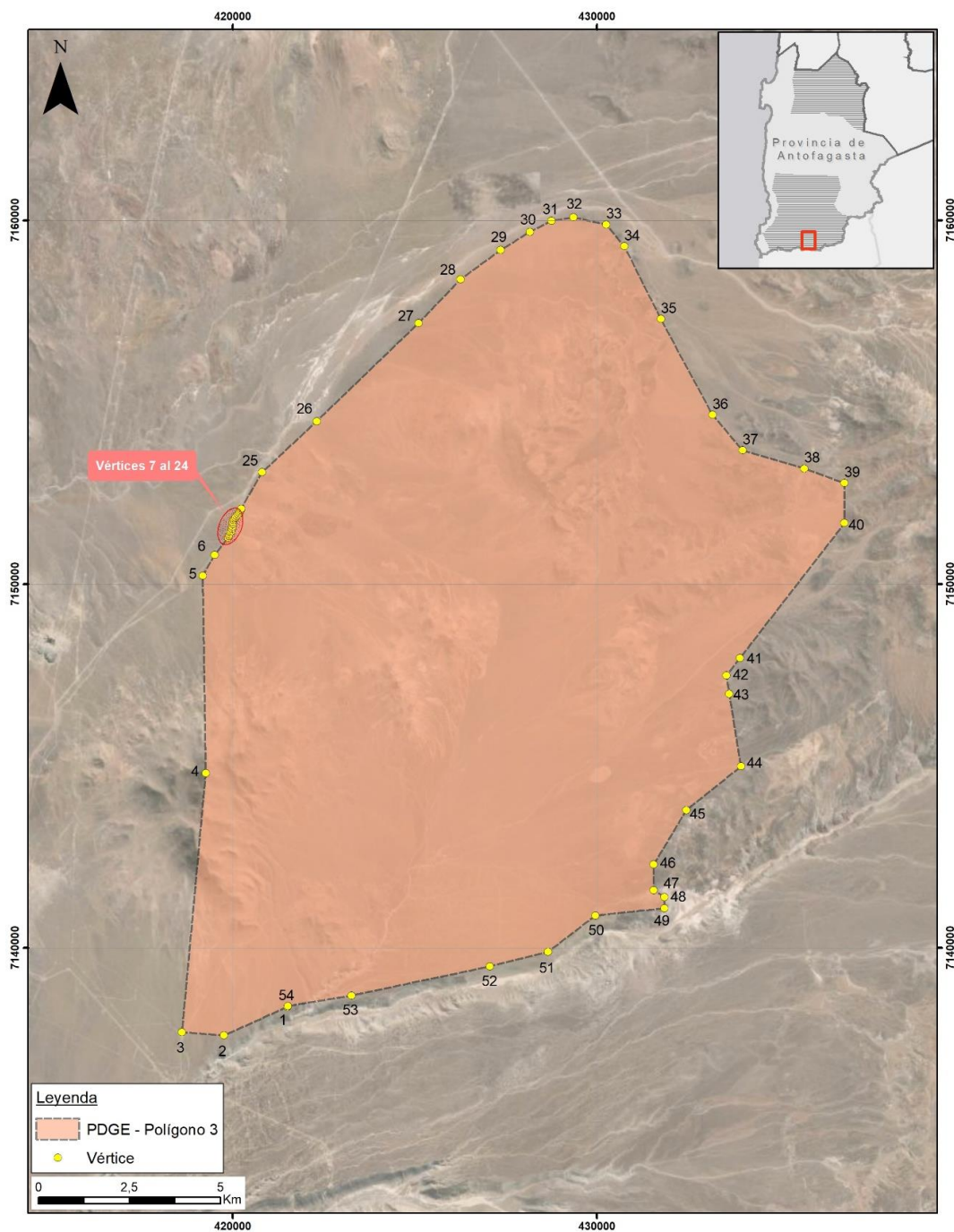


Figura 65: PDGE Antofagasta - Polígono 3.

Tabla 18: Coordenadas vértices polígono 3 - Provincia de Antofagasta.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸⁵		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸⁶	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
1	421.497	7.138.377	-69,78355207	-25,87091245
2	419.752	7.137.587	-69,80101692	-25,87795577
3	418.597	7.137.677	-69,81253840	-25,87707368
4	419.249	7.144.801	-69,80559279	-25,81279347
5	419.167	7.150.234	-69,80607720	-25,76372988
6	419.493	7.150.802	-69,80279617	-25,75861816
7	419.862	7.151.273	-69,79908957	-25,75438362
8	419.894	7.151.317	-69,79876528	-25,75399290
9	419.918	7.151.358	-69,79852805	-25,75362448
10	419.945	7.151.412	-69,79825257	-25,75313489
11	419.963	7.151.463	-69,79806440	-25,75267674
12	419.977	7.151.517	-69,79792893	-25,75218856
13	419.983	7.151.570	-69,79786733	-25,75170997
14	419.990	7.151.648	-69,79778962	-25,75100656
15	419.998	7.151.703	-69,79770120	-25,75050979
16	420.015	7.151.754	-69,79753081	-25,75005357
17	420.037	7.151.795	-69,79731501	-25,74968205
18	420.063	7.151.832	-69,79704836	-25,74935213
19	420.098	7.151.872	-69,79669797	-25,74899292
20	420.138	7.151.915	-69,79629602	-25,74860561
21	420.170	7.151.956	-69,79597913	-25,74823762
22	420.193	7.151.995	-69,79574701	-25,74788658
23	420.211	7.152.038	-69,79555978	-25,74749387
24	420.223	7.152.076	-69,79543969	-25,74715502
25	420.797	7.153.077	-69,78965812	-25,73814471
26	422.297	7.154.477	-69,77462222	-25,72558389
27	425.094	7.157.174	-69,74658999	-25,70137704
28	426.252	7.158.387	-69,73498153	-25,69048827
29	427.352	7.159.187	-69,72397586	-25,68331947
30	428.152	7.159.687	-69,71597697	-25,67884404
31	428.752	7.159.987	-69,70998220	-25,67616439

⁸⁵ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile, Proyección UTM - Huso 19S.

⁸⁶ Coordenadas referidas al Datum Sirgas Chile.

VÉRTICE	COORDENADAS PROYECTADAS ⁸⁵		COORDENADAS GEOGRÁFICAS ⁸⁶	
	ESTE	NORTE	LONGITUD	LATITUD
32	429.352	7.160.087	-69,70399830	-25,67529040
33	430.252	7.159.887	-69,69504095	-25,67713931
34	430.752	7.159.287	-69,69008994	-25,68258071
35	431.752	7.157.287	-69,68022762	-25,70068672
36	433.171	7.154.654	-69,66621754	-25,72452663
37	433.997	7.153.677	-69,65803133	-25,73338090
38	435.697	7.153.177	-69,64110791	-25,73797127
39	436.797	7.152.777	-69,63016038	-25,74163098
40	436.797	7.151.677	-69,63021279	-25,75156357
41	433.926	7.147.970	-69,65902339	-25,78491377
42	433.552	7.147.487	-69,66277883	-25,78925910
43	433.633	7.146.980	-69,66199499	-25,79384178
44	433.952	7.144.987	-69,65891410	-25,81185100
45	432.452	7.143.787	-69,67393900	-25,82261776
46	431.552	7.142.287	-69,68299567	-25,83611999
47	431.552	7.141.587	-69,68303196	-25,84244058
48	431.852	7.141.387	-69,68004881	-25,84426051
49	431.852	7.141.087	-69,68006430	-25,84696933
50	429.952	7.140.887	-69,69903429	-25,84868519
51	428.652	7.139.887	-69,71206071	-25,85765151
52	427.052	7.139.487	-69,72804995	-25,86118405
53	423.252	7.138.687	-69,76601930	-25,86821228
54	421.511	7.138.397	-69,78340651	-25,87073865



PELP

PLANIFICACIÓN
ENERGÉTICA
DE LARGO PLAZO

División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible

Ministerio de Energía

pelp@minenergia.cl

energia.gob.cl/pelp

22 de abril de 2025