

Promoción de infraestructura energética habilitante para el fomento actividad industrial en regiones del país hacia un desarrollo productivo sostenible

Informe final

Reporte desarrollado para:



Noviembre de 2024

Centro de Energía
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile
Plaza Ercilla 847, Santiago
Contacto:
Myriam Reyes
mreyes@centroenergia.cl
+56 2 9784203
www.centroenergia.cl

Equipo de trabajo informe:

Andrés Ulloa
Danny Espín
Daniel Merino
Dasla Pando Flores
Francisca Herrera
Héctor Tapia
Jaime Alée
Jorge Beyer
Juan Carlos Osorio
Juan Pablo Vargas
Gabriel González
Luis Morán
Marcia Montedónico
María Janet Arenas
Melisa Recabarren
Pamela Smith
Paulo Guíñez
Ricardo Álvarez
Rodrigo Palma (responsable)
Yuyuniz Gálvez

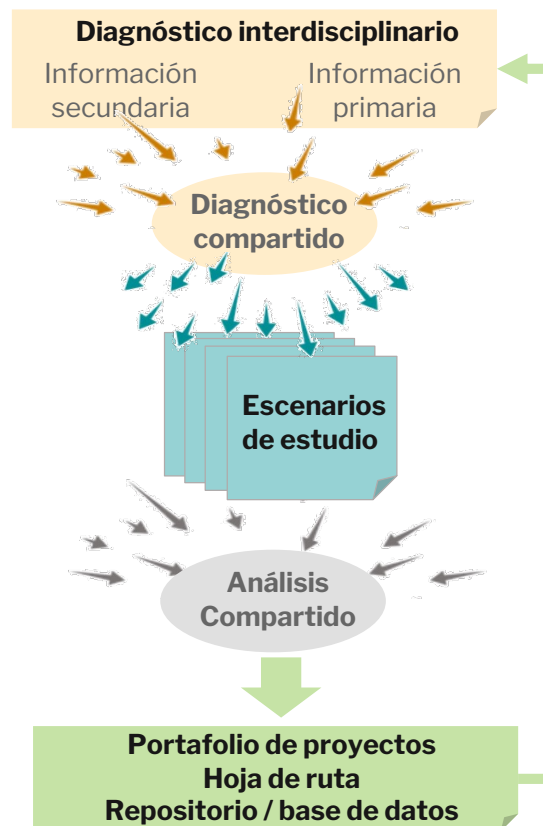
RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe, titulado "Promoción de infraestructura energética habilitante para el fomento de la actividad industrial en regiones del país hacia un desarrollo productivo sostenible", ha sido desarrollado por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, en conjunto con profesionales de la Universidad de Concepción y de la Universidad Técnica Federico Santa María, además de otros profesionales independientes. El estudio se enmarca en el Decreto N°104 de 2022 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, y busca contribuir al objetivo de descarbonización justa del Plan de Desarrollo Productivo Sostenible 2023.

El principal objetivo del estudio es caracterizar y proyectar la demanda energética de la Región de Ñuble por sector productivo regional y comunal, considerando la distribución territorial de la demanda y analizando la infraestructura de transporte y transmisión. Esto incluye identificar posibles puntos críticos en el sector eléctrico y de combustibles para habilitar el desarrollo regional. Se busca permitir la toma de decisiones y acciones sobre la infraestructura, particularmente eléctrica, para fomentar el desarrollo local, con un énfasis en regiones con menor actividad económica en comparación al resto del país.

De esta forma, el producto final de este estudio es un portafolio de proyectos de infraestructura energética crítica clave para habilitar el desarrollo productivo de la Región de Ñuble a través del proceso de expansión de la transmisión eléctrica, definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, mandatado a organismos del Estado para tales fines.

La metodología general del estudio se divide en varias fases, las que se presentan en el siguiente diagrama y cuyo contenido es detallado a continuación de la misma.



Diagnóstico compartido

Esta etapa consiste en la elaboración de un análisis detallado de la situación actual de la región en términos de demanda energética, infraestructura existente y políticas públicas. Se incluye levantamiento de información de fuentes secundarias, es decir, documentos y bases de datos existentes en la bibliografía disponible, la que es sistematizada y archivada en un repositorio centralizado. El estudio también ha propuesto un esquema participativo que incorpora recopilación de información a través de fuentes primarias, tales como, talleres regionales, entrevistas y encuestas a actores locales relacionados. Esto último resulta clave para la retroalimentación del diagnóstico alcanzado, permitiendo ajustar el análisis según las necesidades y perspectivas locales. Así, el diagnóstico incluye una caracterización detallada de la demanda energética y la infraestructura disponible en la región. Consecuentemente, se identifican las siguientes áreas clave:

1. **Demanda energética:** La demanda total de energía eléctrica de la región creció un 65,31% entre 2018 y 2022, impulsada principalmente por el sector residencial. La mayor demanda se concentra en enero y febrero, debido a la actividad agrícola y el uso de aire acondicionado, y en julio, debido a las bajas temperaturas y a la menor cantidad de horas de luz solar. El sector residencial, comercial y público presentó un aumento significativo en la demanda, atribuible en parte a la migración interna durante la pandemia y al Programa de Recambio de Calefactores.

2. **Infraestructura eléctrica:** Se revisan las capacidades de generación a gran escala y las redes de transmisión y distribución. Se identifican problemas de capacidad, especialmente en las líneas de 66 kV, que muestran un alto factor de utilización. Asimismo, se sistematizan asimismo propuestas de mejoras en la coordinación de los flujos de potencia y la inversión en infraestructura para abordar estos desafíos.
3. **Proyectos en evaluación:** Se identifican proyectos energéticos en proceso de evaluación ambiental, con un énfasis en proyectos de energía renovable. La región cuenta con un potencial significativo para la generación de energía renovable, pero enfrenta desafíos en la transmisión y distribución. Los proyectos de Mediana Generación Distribuida (PMGD) han jugado un papel crucial en equilibrar la demanda energética local.
4. **Demanda futura y clientes sin conexión:** Se destacó que la demanda futura podría aumentar significativamente con proyectos como los embalses La Punilla, Zapallar y Chillán, que podrían irrigar cerca de 100 mil hectáreas e impulsar el consumo agrícola. Se identifica un número considerable de clientes industriales sin posibilidad de conexión, lo que afecta la competitividad de los productores agrícolas de la región.
5. **Tarifas eléctricas y calidad de suministro:** Las tarifas eléctricas presentan diferencias significativas dentro de la misma comuna, lo que llama la atención en el contexto de las definiciones de equidad tarifaria. Además, se señala la necesidad de mejorar la calidad del suministro eléctrico, considerando no solo las interrupciones del servicio sino también las variaciones de voltaje que afectan a las empresas del sector agrícola.
6. **Desarrollo de proyectos renovables:** La oferta eléctrica de la región es fundamentalmente renovable, con una alta proporción de energía solar, biomasa e hidroelectricidad. Se resalta el potencial para que la región se convierta en excedentaria en energía renovable (región exportadora de energía). La adopción de proyectos renovables es incentivada por el compromiso de las empresas agrícolas con las normativas internacionales de neutralidad de carbono.
7. **Agricultura y uso de suelo:** El sector agrícola tiene un consumo significativo de energía, especialmente en los meses de alta actividad agrícola. La competencia por el uso del suelo entre la agricultura y los proyectos solares ha generado desafíos, pero también oportunidades para tecnologías sinérgicas como los sistemas agrivoltaicos. Se destaca la necesidad de evaluar los costos y beneficios de estas tecnologías y diseñar soluciones ajustadas a las necesidades del sector agrícola.

Definición de escenarios de estudio

Estos escenarios se definen a partir de un análisis detallado de la situación actual y posibles escenarios futuros recogidos en la etapa de diagnóstico. Se propone utilizar herramientas de simulación que permiten una evaluación técnico-económica de opciones de expansión que posibilitarían superar las limitantes de abastecimiento de energía para la región. Entre ellas destacan DIGSILENT PowerFactory, FlexTRAN y Pirámide Ñ. Cada escenario

considera diferentes variables y condiciones que podrían influir en el desarrollo energético de la región, permitiendo así evaluar distintas posibilidades y sus implicaciones. A continuación, se exponen los escenarios de estudio definidos para el estudio:

1. **Situación actual:** Necesario para evaluar la demanda energética actual y las capacidades existentes. Se identifican los principales consumidores de energía y las limitaciones de la infraestructura actual.
2. **Escenarios futuros:** El análisis de los escenarios con horizonte de evaluación futura (2030-2035) considera distintos niveles de implementación de políticas públicas e incorporación tecnológica en la red, vale decir, eficiencia energética, generación distribuida, electrificación de consumos (calefacción y transporte) e inteligencia en la red (almacenamiento y automatismos en la red). Además, se incorporan diferentes niveles de desarrollo en los segmentos de demanda, generación y transmisión. A continuación, se precisan las consideraciones de cada escenario futuro:
 - a. **Escenario tendencial (BAU) (2030-2035):** Incorpora planes y políticas aprobadas, y comportamiento tendencial (Ministerio de Energía, CNE, Coordinador, Ministerio de Medioambiente, entre otras).
 - b. **Escenario de alta electrificación y desarrollo moderado de recursos locales (2030-2035):** En este escenario se proyectan altos niveles de demanda a satisfacer, con generación preponderantemente proveniente del resto del sistema y sin considerar incorporación de nuevos recursos locales a nivel de redes de distribución o transmisión (redes inteligentes, almacenamientos, equipos FACTS, entre otros).
 - c. **Escenario de alta electrificación y desarrollo activo de recursos locales (2030-2035):** En este escenario se proyectan altos niveles de demanda a satisfacer incorporando nuevos recursos locales a nivel de redes de distribución o transmisión (redes inteligentes, almacenamientos, equipos FACTS, entre otros).

Análisis compartido

A partir de los desarrollos detallados en los puntos anteriores el informe presenta la evidencia necesaria, de manera de que los actores regionales puedan tomar decisión y acción sobre aquella infraestructura, particularmente eléctrica, que habilite el desarrollo local con énfasis en aquellas regiones que tengan una actividad económica menor al resto del país.

A continuación, se resumen los resultados alcanzados y las propuestas específicas.

Propuestas de infraestructura

La siguiente tabla resume las propuestas de solución de infraestructura recomendada, ordenadas por escenario y tomando como punto de partida la estrategia seleccionada para abordar la situación actual de estrechez de abastecimiento.

N°	Proyecto	Escenario tendencial		Escenario de alta demanda		Escenario de alta demanda y alto desarrollo de recursos locales	
		Año	Capacidad MW	Año	Capacidad MW	Año	Capacidad MW
1	Apertura tramo de línea Tres Esquinas y nueva línea Montenegro-Lucero	2024	-	2024	-	2024	-
2	ElParral066->SanGregorio066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
3	Niquen066->SanCarlos066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
4	SanFabian220->SanCarlos066	2025	75,00	2025	75,00	2025	75,00
5	SanGregorio066->Niquen066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
6	Monterrico154->Cocharcas066	2028	35,40	2028	35,40	2028	35,43
7	MonteNegro066->Lucero066	2031	75,00	2031	75,00	2031	75,00
8	Charrua066->Chillan066	2035	90,00	2035	90,00	2034	90,00
9	EntreRios220->NuevaChillan220	2032	150,00	2031	150,00	2031	150,00

Dado lo estrecho de los plazos, junto con los antecedentes de retraso de ejecución de obras de transmisión en la región, se propone definir como plazo de ejecución de cada obra el menor de todos los escenarios estudiados. A modo de ejemplo, para el proyecto “EntreRios220->NuevaChillan220” se propone definir como plazo el año 2031. Como se puede ver de la tabla anterior, la mayoría de los proyectos corresponden a obra a recomendar en forma inmediata.

El sistema de transmisión de la Región de Ñuble requiere aumentar la capacidad de las líneas existentes, tanto en el corto, mediano y largo plazo. El crecimiento de la demanda y el aumento de las temperaturas en época estival urgen reforzar el sistema de transmisión existente. Los estudios muestran la necesidad de aumentar la capacidad de las líneas de 66 kV en el más breve plazo. El aumento de capacidad de las líneas de 154 kV a 200 MVA ayudarán a descongestionar la línea de 66 kV y permitirá abastecer el aumento de la demanda en la zona centro norte de la Región. A largo plazo se considera relevante la construcción de una línea de transmisión en la zona costera de la Región, lo que permitirá abastecer la demanda de esta parte de la región, asociada al mayor desarrollo agrícola.

Los resultados de expansión de la transmisión obtenidos para los diferentes escenarios muestran que la interconexión eficiente de nuevos clientes de capa 2 y 3 requiere de un reforzamiento del sistema de 66 kV entre las subestaciones Parral 66 kV y San Fabián 220 kV (incluyendo un transformador) para el año 2026. Este reforzamiento también es necesario para la incorporación de generación local. Tal como se mostró en el diagnóstico, la urgencia en este reforzamiento pudo no haber sido identificada en los procesos de expansión de la transmisión por una subestimación del crecimiento de la demanda industrial en la región. Asimismo, el modelo del sistema de 66 kV de la Región del Ñuble que maneja la Comisión en OSE2000 considera capacidades mayores a las informadas en infotécnica, a las que están en el modelo de DigSILENT del Coordinador y a las capacidades que maneja, en general, la industria. Esta es otra posible razón por la cual la urgencia en este reforzamiento no

fue identificada en los procesos de planificación de la transmisión. Finalmente, para habilitar la incorporación eficiente de generación local en la región, se requiere también un reforzamiento del sistema entre las subestaciones Monterrico 154 kV y Cocharcas 66 kV, también para el año 2026.

Finalmente, los resultados de operación obtenidos con PLP muestran una alta probabilidad de congestión en el transformador Parral154 -> Parral066 a partir del año 2025, en particular para los escenarios 2 y 3. En vista de estos resultados, se recomienda también su incorporación para el año 2025, por lo que se trataría también de una obra a recomendar en forma inmediata

En el marco de la Ley de Transición Energética, se contemplan mecanismos que permiten abordar las urgencias de obras de transmisión en las distintas zonas del sistema, de modo tal que el desarrollo de estas obras urgentes no queda limitado al uso del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102º de la LGSE, permitiendo de este modo viabilizar estos desarrollos de forma expedita mediante cualquiera de los dos mecanismos antes señalados. Asimismo, la reducción de los plazos de tramitación del estudio de transmisión y procesos de aprobación asociados tenderían a ayudar en este proceso urgente de integración de las obras sugeridas.

Elementos adicionales sugeridos para la hoja de ruta

Desde la perspectiva de la demanda:

El aumento proyectado en la demanda de energía eléctrica tendrá un impacto significativo en la infraestructura eléctrica de la región. Para garantizar la disponibilidad y el suministro adecuado de energía a los nuevos clientes, será necesario fortalecer y ampliar la red de distribución y transmisión, así como evaluar la posible incorporación de fuentes alternativas de generación local, como centrales solares u otras tecnologías renovables.

En este contexto, el estudio ha identificado la necesidad de dimensionar adecuadamente la red eléctrica, considerando factores como los caminos de los cables alimentadores, las subestaciones de la red de transmisión, la geografía y la distribución espacial de la demanda, entre otros aspectos relevantes.

En base a los resultados obtenidos del análisis de demanda, se concluye:

- La región de Ñuble enfrenta un crecimiento significativo en la demanda de energía eléctrica, especialmente en el segmento empresarial (capas 2 y 3), con un aumento proyectado de hasta un 33% en la potencia contratada por este sector.
- El crecimiento de la demanda se concentra en áreas geográficas específicas, lo que requiere un enfoque estratégico en la planificación y expansión de la infraestructura eléctrica.
- Es fundamental fortalecer y ampliar la red de distribución y transmisión, así como considerar la incorporación de fuentes alternativas de generación local, para satisfacer adecuadamente la demanda futura.

- La implementación de un Sistema de Información Integrado, que combina herramientas de análisis de datos y visualización geográfica, ha demostrado ser una herramienta clave para el estudio y la toma de decisiones informadas en el sector eléctrico.

En base a estas conclusiones, se recomienda:

- Desarrollar un plan de expansión de la infraestructura eléctrica en la región de Ñuble priorizando las áreas geográficas con mayor crecimiento proyectado de la demanda.
- Evaluar la factibilidad y viabilidad de incorporar fuentes alternativas de generación local, como centrales solares u otras tecnologías renovables, para complementar la oferta energética y reducir la dependencia de la red de transmisión.
- Implementar un programa de eficiencia energética y gestión de la demanda, tanto en el sector residencial como empresarial, con el objetivo de optimizar el uso de la energía y reducir la necesidad de inversiones adicionales en infraestructura.
- Mantener actualizado y mejorar continuamente el Sistema de Información Integrado desarrollado, incorporando nuevos datos y herramientas de análisis que permitan una toma de decisiones más informada y eficiente en el sector eléctrico.
- Establecer una estrecha colaboración con las empresas distribuidoras y otros actores clave del sector energético, con el fin de coordinar esfuerzos y compartir información relevante para el desarrollo sostenible del sector eléctrico en la región.

Desde la perspectiva del análisis de la situación actual:

En base a los análisis efectuados, tomando en consideración los resultados de los flujos de potencia para las condiciones actuales de operación, se destacan las siguientes conclusiones:

- Se hace evidente las diferencias en los modelos utilizados entre el coordinador y CNE, con lo cual es imperativo el traspaso y coordinación en la información utilizada entre las instituciones pertinentes.
- Se detecta que las proyecciones energéticas publicadas por el Ministerio de Energía aún no separan lo que corresponde a la Región del Biobío de la de Ñuble. Dada la importante diferencia en el tipo de consumo y su crecimiento proyectado entre ambas regiones, cobra relevancia la separación entre ambas proyecciones.
- Para efectos de planificación energética se hace relevante realizar modelaciones de corto plazo en las redes zonales de cada región 154kV / 66kV.
- El sistema de transmisión en 66 kV, que conecta las subestaciones de Charrúa y Chillán, y que energiza la parte más poblada de la Región de Ñuble, se encuentra trabajando al límite de su capacidad nominal.
- El aporte de los PMGDs ayuda a mejorar la calidad de suministro de los sistemas de distribución y a la descongestión de algunos sectores de las líneas de transmisión, pero al ser principalmente FV, hace que la distribución siga dependiendo del sistema de transmisión, especialmente durante las horas de punta.
- La propuesta de seccionar la línea de 66 kV en Bulnes - Tres Esquinas resuelve la congestión de esta parte del sistema de transmisión, sin comprometer su operación.

- La conexión de la nueva S/E Montenegro ayuda a descongestionar la línea de 66 kV Charrúa – Chillán y da flexibilidad a la operación del sistema de transmisión existente en Ñuble.
- La conexión de BESS se propone como una solución rápida al problema de congestión en subestaciones de distribución, especialmente en el sector de San Carlos y en la eventualidad de requerir mayor generación en la línea de 66 kV Charrúa – Chillán. La conexión de BESS reduce el flujo de potencia a través de la línea lo que ayuda en la operación de alta temperatura ambiente.

Se hace imperativo considerar en el futuro más cercano el aumento de capacidad en las líneas de transmisión en 66 kV y 154 kV, implementando los proyectos propuestos por el CEN y Transelec.

Desde la perspectiva económica:

- La necesidad de crear instrumentos de fomento propios de la región, destinados a tecnologías energéticas sostenibles, para las actividades económicas más relevante del territorio. Esto ayudará a que, por ejemplo, los productos de exportación obtengan certificados con sello verde o niveles de estándar internacional en términos de sostenibilidad.
- Se sugiere incorporar en los análisis de desarrollo sostenible relacionados con infraestructura energética el aspecto socio-económico vinculado a la creación de empleo. En concreto, cuántos puestos de trabajos se crearán en la implementación de tecnologías de infraestructura energética en el corto, mediano y largo plazo.
- Se requiere Implementar estudios piloto en la Región de Ñuble para investigar y demostrar los beneficios de la energía agrivoltaica en cultivos locales. Esto incluye medir el impacto en la producción agrícola, el ahorro de agua, la protección frente a eventos climáticos extremos y la regulación de temperaturas, entre otros.
- Crear un programa de subvención y cofinanciamiento para los primeros proyectos agrivoltaicos, facilitando así la adopción de esta tecnología y demostrando su viabilidad económica. Diseñar incentivos financieros para asegurar la rentabilidad de los proyectos agrivoltaicos.

Desde la perspectiva de políticas públicas:

- La necesidad de establecer metas energéticas específicas para apoyar y habilitar el desarrollo sostenible deseado. Esto puede ser crucial para el fomento de tecnologías renovables, de almacenamiento y de soluciones descentralizadas que no solo aportan en la eficiencia de las redes y seguridad de suministro, sino que también abogan por un menor impacto ambiental a la vez que promueven la innovación y el desarrollo local y comunitario.
- Revisar y ajustar las normativas y procesos de permisos para la instalación de proyectos agrivoltaicos en terrenos agrícolas, simplificando y acelerando los trámites necesarios, además de establecer licitaciones especiales que incentiven la participación del sector privado y promuevan la inversión en estas tecnologías.
- Promover programas de capacitación para agricultores sobre el uso y manejo de tecnologías agrivoltaicas, promoviendo una adaptación efectiva.

Desde la perspectiva del territorio:

- Entre 2002 y 2017, 6 comunas incrementaron su población rápidamente. En Chillán crecieron las localidades de El Emboque (120%) y Las Mariposas (65%). En San Nicolás, crece Puente Ñuble (55%), luego las comunas de Chillán Viejo (45%), Treguaco (42%), Quillón (41%) y San Ignacio (37%). Estos crecimientos tendenciales soportan información para futuras necesidades de energía.
- Las principales amenazas climáticas que enfrentan las áreas urbanas de la región y que impactan sobre el consumo potencial de energía son aquellas relacionadas con el aumento de la temperatura, y especialmente en el aumento de eventos extremos como las olas de calor diurnas y el calor nocturno, que aumentan la demanda de energía para climatización.
- Lo anterior no afecta homogéneamente a todo el territorio, ya que la vulnerabilidad energética territorial se asocia a parámetros socio-demográficos y ambientales. Por esto, es importante reconocer aquellos sectores donde coincida exposición a amenaza más vulnerabilidad, para definir estrategias situadas y priorizar su implementación a través de instrumentos regionales y locales, como los planes de acción climática actualmente en elaboración.
- La Región de Ñuble se ha dotado de instrumentos de planificación para abordar la Vulnerabilidad Energética Territorial, aunque estos instrumentos no contemplan el total del territorio. No todas las comunas poseen estrategias locales de energía. Sin embargo, muchas de ellas manifiestan interés por involucrarse en el programa *Comuna Energética*.
- Es importante que el Ministerio de Energía logre canalizar las herramientas e información actual con que cuenta para el análisis territorial y las utilice para lograr sus objetivos. Esto desde la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (CVAT) y finalmente los Planes Estratégicos Energéticos Regionales, con ello poder aportar a la sensibilización de los territorios instruyendo hacia determinadas franjas para el posible avance de la infraestructura energética, esto apuntando al objetivo mayor de un desarrollo energético sustentable y equilibrado territorialmente.
- Finalmente, se sugiere integrar la energía agrivoltaica en los planes de acción climática y energética locales e identificar áreas estratégicas en la Región de Ñuble para la implementación de proyectos piloto agrivoltaicos.

GLOSARIO DE ACRÓNIMOS Y SIGLAS

BESS	Sistema de almacenamiento (en inglés <i>Battery Energy Storage System</i>)
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
MEN	Ministerio de Energía
MW	Megawatts
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuida
PNP	Precio de Nudo Promedio
SAIDI	Tiempo medio de interrupción por Cliente (en inglés <i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SAIFI	Frecuencia media de interrupciones por Cliente (en inglés <i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	15
1.1	ANTECEDENTES DEL ESTUDIO	15
1.2	OBJETIVOS Y PRODUCTOS	16
1.2.1	OBJETIVO GENERAL	16
1.2.2	ACTIVIDADES.....	16
1.2.3	PRODUCTO.....	16
1.3	EQUIPO DE TRABAJO	17
1.4	ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	18
2.	METODOLOGÍA GENERAL DE TRABAJO	19
2.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	19
2.2	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	23
2.2.1	DIAGNÓSTICO INTERDISCIPLINARIO INTERNO	25
2.2.2	TALLER DE PRESENTACIÓN DE DIAGNÓSTICO INTERDISCIPLINARIO	26
2.2.3	TALLER DE PRESENTACIÓN DE ANÁLISIS INTERDISCIPLINARIO Y HOJA DE RUTA	28
3.	ANÁLISIS Y CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LA REGIÓN DE ÑUBLE.....	31
3.1	ANTECEDENTES GENERALES.....	31
3.2	DEMANDA ENERGÉTICA	33
3.2.1	CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	33
3.2.2	AGRICULTURA.....	38
3.2.3	FORESTAL.....	54
3.2.4	TRANSPORTE.....	61
3.2.5	VENTA DE COMBUSTIBLES FÓSILES	64
3.2.6	VENTA DE LEÑA.....	68
3.3	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	71
3.3.1	GENERACIÓN A GRAN ESCALA.....	71
3.3.2	TRANSMISIÓN	81
3.3.3	DISTRIBUCIÓN	98
3.3.4	SOLUCIONES DESCENTRALIZADAS	104
3.3.5	PROYECTOS DE ENERGÍA INGRESADOS AL SEIA CORRESPONDIENTE A LA REGIÓN DE ÑUBLE ..	109
3.3.6	FOCOS DE INCENDIOS CONEXOS AL DESGASTE DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	111
3.4	INFRAESTRUCTURA DE COMBUSTIBLES	112

3.5	TEMÁTICAS TRANSVERSALES.....	114
3.5.1	ECONOMÍA.....	114
3.5.2	POLÍTICAS PÚBLICAS	119
3.5.3	MEDIOAMBIENTE.....	124
3.5.4	TERRITORIO, VIVIENDA Y URBANISMO	134
3.5.5	EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	167
3.6	SÍNTESIS DEL DIAGNÓSTICO INTEGRADO	172
4.	ESCENARIOS DE ESTUDIO	177
4.1	DESCRIPCIÓN GENERAL Y METODOLOGÍA	177
4.1.1	SITUACIÓN ACTUAL.....	178
4.1.2	ESCENARIOS FUTUROS.....	179
4.2	ANÁLISIS DE LA DEMANDA ACTUAL Y FUTURA	182
4.2.1	METODOLOGÍA	182
4.2.2	ANÁLISIS DE LA DEMANDA ACTUAL.....	183
4.2.3	PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	183
4.2.4	ANÁLISIS DE LA DEMANDA MÁXIMA Y TEMPORAL	185
4.2.5	ANÁLISIS DE LA DEMANDA A NIVEL COMUNAL.....	188
4.2.6	INTEGRACIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN	189
4.3	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	192
4.3.1	DESARROLLO DE MODELO PARA SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWERFACTORY	195
4.3.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS	200
4.3.3	SOLUCIONES PROPUESTAS	206
4.4	ANÁLISIS DE ESCENARIOS FUTUROS.....	215
4.4.1	HERRAMIENTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN.....	215
4.4.2	CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN LOCAL FUTURA.....	216
4.4.3	IDENTIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN	220
4.4.4	RESULTADO DE EXPANSIÓN ÓPTIMA.....	226
4.4.5	SIMULACIÓN DETALLADA DE LA OPERACIÓN	230
4.5	ANÁLISIS INTERDISCIPLINARIO DE ESCENARIOS FUTUROS	235
4.5.1	ECONOMÍA.....	235
4.5.2	POLÍTICAS PÚBLICAS	235
4.5.3	MEDIOAMBIENTE.....	236
5.	CONCLUSIONES Y PORTAFOLIO DE PROYECTOS RECOMENDADOS.....	244

5.1	RESUMEN DE PROPUESTAS DE INFRAESTRUCTURA.....	245
5.2	CONCLUSIONES Y ELEMENTOS ADICIONALES SUGERIDOS PARA LA HOJA DE RUTA	246
ANEXOS.....		251
ANEXO 1: DETALLE DE ACTIVIDADES REALIZADAS.....		251
ANEXO 2: DATOS DE CENTROS POBLADOS.....		260
ANEXO 3: OBRAS RECHAZADAS POR LA COMISIÓN EN PROCESO DE EXPANSIÓN TRANSMISIÓN 2022		261
ANEXO 4: HERRAMIENTA DE DEMANDA GEORREFERENCIADA – PIRÁMIDE Ñ		264
ANEXO 5: ENCUESTA DEMANDA ELÉCTRICA DE ÑUBLE		267
ANEXO 6: FACTORES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZADOS PARA MAPEAR LA DEMANDA AL SISTEMA DE 66 KV		278
ANEXO 7: GENERACIÓN LOCAL Y VERTIMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA LOS ESCENARIOS 2 Y 3 ...		279
ANEXO 8: CUANTIFICACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE MEJORAR INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN DE ÑUBLE		281

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

El Decreto N°104, de 2022, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, que crea el Comité de Ministros y Ministras para el Desarrollo Productivo Sostenible, en adelante e indistintamente “el Comité”, tiene por objeto proponer a S.E. el Presidente de la República la Política de Desarrollo Productivo Sostenible y aprobar la propuesta de Plan de Desarrollo Productivo Sostenible, en lo sucesivo “la Política DPS” y “el Plan DPS”, y orientar la ejecución del Programa de Desarrollo Productivo Sostenible, en adelante el “Programa DPS”, de acuerdo con los lineamientos y a la disponibilidad presupuestaria que contemple la respectiva Ley de Presupuestos del Sector Público. El Comité es presidido por el ministro (a) de Economía, Fomento y Turismo, y es integrado por los siguientes miembros titulares: Ministro (a) de Hacienda; Ministro (a) del Medio Ambiente; Ministro (a) de Minería; Ministro (a) de Energía; Ministro (a) de Ciencia, Conocimiento Tecnología e Innovación; y por el Vicepresidente (a) Ejecutivo (a) de la Corporación de Fomento de la Producción. El Plan DPS 2023 tiene tres objetivos estratégicos: 1) Descarbonización justa, 2) Resiliencia ante la crisis climática y sus impactos socioambientales, y 3) Sofisticación y diversificación productiva sostenible del país. Para avanzar en estos objetivos, es necesario fomentar y promover las capacidades de conocimiento del país, de I+D e innovación en el sector privado, y desarrollar aquellas necesarias para que el Estado pueda impulsar desde una mirada estratégica un desarrollo productivo sostenible.

En este sentido, el rol del Ministerio de Energía, como organismo integrante del Comité, será contribuir directamente al objetivo estratégico 1) Descarbonización justa del Plan DPS 2023 a través del programa 06, Transición Energética Justa, del capítulo 01, Subsecretaría de Energía, de la partida 24 de la Ley N°21.516, de presupuesto de ingresos y gastos del sector público para el año 2023. El referido programa contempló para el año presupuestario 2023 una asignación de \$4.252.000.000 (cuatro mil doscientos cincuenta y dos millones de pesos), provenientes del presupuesto de esta anualidad de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), asignados para Desarrollo Productivo Sostenible a los distintos ministerios que forman parte del Comité mediante transferencias corrientes del gobierno central y ya incluidos en cada programa presupuestario, cumpliéndose las condiciones previstas en dicha ley para su ejecución.

En razón de lo anterior, las líneas de ejecución presupuestaria previstas por la Subsecretaría de Energía para el año 2023 para los efectos precedentemente descritos son las siguientes: 1) Estrategias Territoriales, 2) Descarbonización Local y 3) Electromovilidad.

La línea presupuestaria Descarbonización Local tiene por objeto por un lado, la caracterización y proyección de la demanda energética de la región por sector productivo regional y comunal, considerando además la distribución territorial de la demanda o consumo final, relacionándola con un análisis de la infraestructura en transporte o transmisión y su distribución, identificando posibles puntos críticos de ésta en el sector eléctrico y de combustibles, con el fin de habilitar el desarrollo regional; y, por otro lado, el fortalecimiento de la gestión de la innovación tecnológica de hidrógeno verde, orientado a la transferencia de conocimiento y tecnología entre la Institución y el ecosistema nacional e internacional en materias de hidrógeno verde y sus derivados, para el desarrollo tecnológico de la Industria Naval y Marítima de Hidrógeno Verde.

En definitiva, las tres líneas presupuestarias precedentemente mencionadas consideran la ejecución de recursos públicos para superar el posible estancamiento de la productividad del país, y dotar del impulso necesario a actividades económicas más sofisticadas, intensivas en conocimiento, y con potencial de aumento de su productividad en el largo plazo y, que, al mismo tiempo, generen empleos de calidad y permitan avanzar en la superación de la crisis socioambiental que enfrentamos, los que deben ser asignados a los beneficiarios del sector público y privado previo concurso y cumpliendo los demás requisitos previstos por la Ley N°21.516.

1.2 OBJETIVOS Y PRODUCTOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo del presente estudio es caracterizar y proyectar la demanda energética de la Región de Ñuble por sector productivo regional y comunal, considerando además la distribución territorial de la demanda o consumo final, relacionándola con un análisis de la infraestructura en transporte o transmisión y su distribución, identificando posibles puntos críticos de ésta en el sector eléctrico y de combustibles, con el fin de habilitar el desarrollo regional. Lo anterior contiene un análisis estadístico y de encuestas con industrias de tamaño grande, mediano y pequeño, interesadas en invertir en la región que será analizada, permitiendo de esta manera tomar decisión y acción sobre aquella infraestructura, particularmente eléctrica, que habilite el desarrollo local con énfasis en aquellas regiones que tengan una actividad económica menor al resto del país.

1.2.2 ACTIVIDADES

Las actividades planteadas para el desarrollo del estudio son las siguientes:

- **Actividad 1:** Analizar y caracterizar la demanda energética actual de la región, por sector productivo, con foco en el análisis de infraestructura de transmisión y distribución eléctrica.
- **Actividad 2:** Realizar proyecciones de crecimiento por sector productivo a partir de datos macroeconómicos sectoriales, considerando escenarios de crecimiento de futuras tecnologías y aplicaciones como, por ejemplo, agroindustria, climatización, electromovilidad, entre otros.
- **Actividad 3:** Analizar el impacto de la demanda territorial respecto de la infraestructura existente y proyectada de distribución y transmisión energética para identificar cuellos de botella.
- **Actividad 4:** Generar recomendaciones de infraestructura que permitan habilitar los nuevos desarrollos productivos de la región.

1.2.3 PRODUCTO

Portafolio de proyectos de infraestructura energética crítica clave para habilitar el desarrollo productivo de la Región de Ñuble a través del proceso de expansión de la transmisión eléctrica, definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, mandatado a organismos del Estado para tales fines. Se ha seleccionado la Región de Ñuble, por experiencia de vastas industrias que han concluido que, pese a sus intenciones de invertir en la región, no han podido hacerlo por falta de transmisión eléctrica en la zona.

1.3 EQUIPO DE TRABAJO

El equipo de trabajo está conformado por los profesionales identificados en la siguiente tabla.

N°	Nombre	Comité	Institución
1	Rodrigo Palma	Soluciones descentralizadas Comunicación y participación	Universidad de Chile
2	Dasla Pando	Soluciones descentralizadas Comunicación y participación	Universidad de Chile
3	Luis Morán	Infraestructura energética, demanda y tarifas Economía y políticas públicas	Universidad de Concepción
4	Ángela Flores	PELP y planificación de la transmisión	Universidad de Chile
5	Jaime Alée	Innovación e industria	Universidad de Chile
6	Guillermo Jiménez	Experiencia internacional Economía y políticas públicas	Universidad de Los Andes, Bogotá, Colombia
7	Pamela Smith	Territorio y urbanismo	Universidad de Chile
8	Rigoberto Torres	Economía y políticas públicas	Universidad de Chile
9	Andrés Ulloa	Innovación e industria Economía y políticas públicas Agronomía	Consultor
10	Jorge Beyer	Innovación e industria	Consultor
11	Francisca Herrera	Participación y comunicaciones Agronomía	Universidad de Chile
12	Marcia Montedónico	Agronomía	Universidad de Chile
13	Priscila Duarte	Participación y comunicaciones	Universidad de Chile
14	Claudia Carrasco	Innovación e industria	Universidad de Concepción
15	Ricardo Álvarez	PELP y planificación de la transmisión	Universidad Técnica Federico Santa María
16	Danny Espín	Soluciones descentralizadas	Universidad de Chile
17	Bryan Levy	PELP y planificación de la transmisión	Universidad de Chile
18	Patricio Mendoza	Soluciones descentralizadas	Universidad de Chile
19	Pablo Oteíza	PELP y planificación de la transmisión	Universidad de Chile
20	Manuel Díaz	Economía y políticas públicas Medioambiente	Universidad de Chile
21	Paulo Guíñez	Territorio y urbanismo	Universidad de Chile
22	Juan Carlos Osorio	Experiencia internacional Economía y políticas públicas	Consultor
23	Héctor Tapia	Innovación e industria	Universidad de Chile
24	María Janet Arenas	Medioambiente	Universidad de Chile
25	Juan Pablo Vargas	Medioambiente	Universidad de Chile

N°	Nombre	Comité	Institución
26	Yuyuniz Gálvez	Infraestructura energética, demanda y tarifas	Universidad de Concepción
27	Daniel Merino	Infraestructura energética, demanda y tarifas	Universidad de Concepción
28	Álvaro Bancalari	Infraestructura energética, demanda y tarifas	Universidad de Concepción
29	Patricia Vilca	Medioambiente	Universidad de Chile
30	Myriam Reyes	Participación y comunicaciones	Universidad de Chile
31	Valentina Pinto	Innovación e industria	Consultora
32	Melisa Recabarren	Infraestructura energética, demanda y tarifas	Universidad de Concepción
33	Gabriel González	Soluciones descentralizadas	Universidad de Chile

1.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El documento está estructurado en cinco capítulos, iniciando con la presente introducción del documento. En el Capítulo 2 se describe la metodología de trabajo propuesta y el detalle de sus etapas. En el Capítulo 3 se sintetiza la revisión de información primaria, a través de entrevistas con actores clave de los sistemas en cuestión, y secundaria existente en la materia, expresados por estudios, instrumentos legales y de planificación, iniciativas locales y regionales, entre otros. El Capítulo 4 presenta los resultados y análisis de la situación actual y de escenarios futuros de evaluación, derivados de la sistematización y modelación de la infraestructura energética y demanda eléctrica de la región de bajo estudio. Lo anterior es presentado de manera consolidada en el Capítulo 5, donde además se explicita el portafolio de proyectos propuestos para cada caso en evaluación.

2. METODOLOGÍA GENERAL DE TRABAJO

En esta sección se presenta la metodología general de trabajo utilizada durante el estudio, considerando todas las actividades necesarias para responder al objetivo general descrito en el capítulo anterior.

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Se ha concebido un equipo de trabajo interdisciplinario capaz de cubrir los distintos enfoques y áreas temáticas que demanda el estudio. Asimismo, el equipo de trabajo requiere de una visión del territorio con especialistas que conocen el contexto local. De esta forma, la siguiente figura resume las principales áreas temáticas, coincidentes con el equipo de trabajo descrito en la sección anterior.



Figura 1. Comités de trabajo por área temática bajo análisis en el estudio.

Por su parte, en términos metodológicos, se plantean cuatro etapas principales para el desarrollo de este estudio (ver Figura 2).

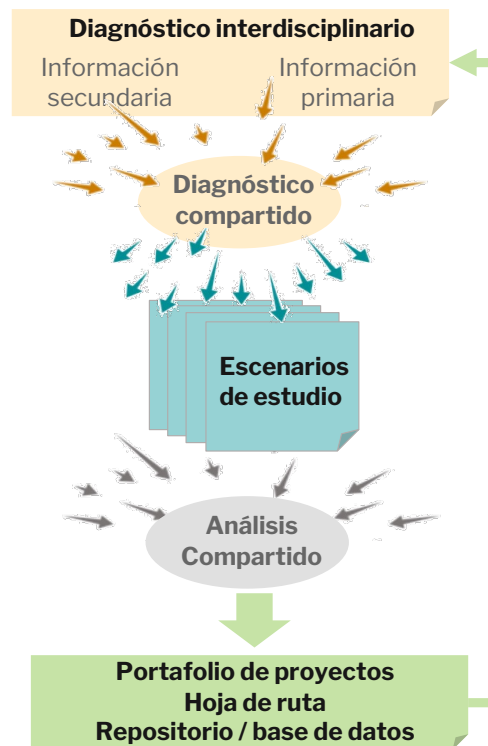


Figura 2. Diagrama de la metodología de trabajo general utilizada en el estudio.

A partir de información primaria y secundaria, con un enfoque interdisciplinario, se lleva a cabo la primera etapa de diagnóstico. Este diagnóstico se somete a un proceso de convergencia con el fin de poder alcanzar un “diagnóstico compartido”. Para ello se lleva a cabo una serie de reuniones y talleres internos que finalmente se verifican en actividades de taller regional. Lo anterior es la base de la creación de un portafolio de proyectos que cumplan criterios de factibilidad técnica, económica, ambiental y social. Asimismo, este portafolio se integra a una propuesta de hoja de ruta que permite visualizar su priorización y evolución temporal.

Finalmente, el conjunto de resultados del proyecto es sistematizado a través de un repositorio y bases de datos, de manera de facilitar su uso por parte de los equipos regionales, de manera de iniciar nuevamente un proceso continuo que parte con un renovado diagnóstico interdisciplinario.

A partir del resultado obtenido se pasa a una etapa de generación de escenarios alternativos (narrativas regionales). Cada uno de estos escenarios es evaluado con técnicas cuantitativas y cualitativas, de manera de propiciar un análisis compartido para la región.

Los ocho comités conformados abarcan cada uno de los tópicos a analizar en el contexto de este estudio y su objetivo, esto es, caracterizar y proyectar una demanda energética que refleje con certeza la realidad de la Región de Ñuble.

Cada equipo recaba información secundaria (documentos y bases de datos) la que es sistematizada y archivada en un directorio bibliográfico¹ el que se sistematiza mediante los siguientes atributos: nombre, autor(es/as), año, tipo de documento, comité especialista asociado, territorio atendido, ideas fuerza, resumen link de acceso y observaciones. Sumado a lo anterior, se realiza un levantamiento de información primaria con actores de la región a través de la aplicación de entrevistas exploratorias y semiestructuradas.

La entrevista exploratoria es un tipo de entrevista de la metodología de investigación cualitativa que se utiliza para obtener información sobre un tema desconocido o poco explorado. Se caracteriza por su flexibilidad y apertura, ya que las preguntas que se realizan son abiertas y permiten al entrevistado expresar sus opiniones, creencias y experiencias de forma libre. El objetivo de las entrevistas exploratorias es obtener una comprensión general de un tema, identificar los aspectos más relevantes y establecer hipótesis que puedan ser contrastadas con otros métodos de investigación.²

La entrevista semi-estructurada es un tipo de entrevista cualitativa que se utiliza para obtener información sobre un tema determinado. Se caracteriza por tener un guión con preguntas orientadoras, pero que permite al entrevistador realizar preguntas adicionales o profundizar en las respuestas del entrevistado.³

Dado que cada comisión tiene un interés específico por explorar derivado del tema de su comisión, se propone un manejo centralizado en la coordinación de entrevistas a cargo del equipo de Participación y Comunicaciones (PyC). El equipo de PyC solicita a cada líder de comité el envío de un listado de actores de interés identificando nombre del actor, institución, mail, teléfono y temáticas de interés a profundizar con la persona a entrevistar. Los listados proporcionados se ordenarán en un documento⁴ en línea que posee una pestaña por comisión con las columnas solicitadas. Además, se incluye una pestaña con un resumen automático de la información proporcionada que evidencia aquellas comisiones con un mismo actor de interés. Este archivo compartido permite a las comisiones conocer los diferentes temas de interés del resto del equipo, ayudando a la fluidez del intercambio de visiones y facilitando el diagnóstico compartido interdisciplinario.

Sumado a lo anterior, se elaborará una pauta de entrevista que considerará temas transversales y específicos del interés de las comisiones elaborando un documento en línea⁵ para la gestión de los comentarios y aportes directos. Cabe mencionar que en todas las entrevistas se recalcó el carácter confidencial de las mismas.

La pauta de entrevista abarca 4 preguntas transversales:

1. ¿Cuáles son los principales proyectos energéticos, incluyendo, pero no limitándose a los eléctricos, previstos para desarrollarse en los próximos 5 años?
2. ¿Qué oportunidades específicas para el desarrollo regional prevé que surjan a partir de estos proyectos

¹ https://docs.google.com/spreadsheets/d/1rQSLHUmNpKTIh_Nvij9liYZsENQV7JN2R3QPmHozdes/edit?usp=sharing

² Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. P. (2014). Metodología de la investigación (6.ª ed.). México: McGraw-Hill Education.

³ Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. P. (2014). Metodología de la investigación (6.ª ed.). México: McGraw-Hill Education.

⁴ <https://docs.google.com/spreadsheets/u/0/d/1sWHxAO71yG2JFY-3eAn4dZERUrYa6i64yxNMBZXE6W8/edit>

⁵ https://docs.google.com/document/u/0/d/1mWIX_CHdBG6U2NmMWFnGWP8yHM_D9PworgtlrzPUig/edit

energéticos?

3. ¿Cuáles son los principales riesgos o desafíos que podrían afectar la realización exitosa de estos proyectos energéticos?
4. ¿Podría describir algunas estrategias efectivas para mitigar los riesgos identificados en el desarrollo de estos proyectos energéticos?

Dado el carácter propio del instrumento semiestructurado, se agregan preguntas específicas y adicionales derivadas del transcurso de la conversación con las personas a entrevistar. Cada entrevista es grabada y almacenada en la nube, permitiendo que todo el equipo pueda escucharla y responder a las preguntas específicas de las actividades de su comisión.

Para el caso particular del comité *Industria e innovación* su objetivo es construir la mejor base de información posible que permita proyectar la correlación entre la demanda de inversión en empresas e industrias en la Región de Ñuble, con la proyección de una red de provisión de energía eléctrica óptima aguas arriba, basadas en la evidencia de la demanda de energía y la satisfacción de esta demanda por oferta de la red eléctrica actual y futura.

La red eléctrica se considera desde la distribución y sus derivadas como generación distribuida PMGD o local hasta los sistemas de transmisión, preocupándose además de la evolución del uso de fuentes no emisoras de CO₂ y la integración de la red eléctrica en las modalidades de provisión de servicios hoy otorgados directamente por fuentes contaminantes.

Respecto de la demanda, ésta debería adaptarse y crecer armónicamente atendiendo la demanda actual y futura de los usuarios y demandantes de la energía, principalmente las empresas industriales y comerciales propias de la región que otorgan el crecimiento económico de la región y además de nuevas iniciativas que podrían abrirse a invertir en temas innovativos gracias a este concepto de planificación flexible.

En consecuencia, la metodología particular para la caracterización de la demanda energética industrial y comercial de la Región de Ñuble se basa en dos aspectos:

- Información de la **DEMANDA actual y futura de energía** basada en datos y evidencias basales.
- Información basal de la **OFERTA ENERGÉTICA** de red actual de distribución, generación regional y redes de transmisión futura y modelos de proyección de modificación o adaptación para satisfacer la demanda al menor costo y máxima flexibilidad.

Asimismo, se han establecido diferentes subgrupos de trabajo para abordar los aspectos recién expuestos, los cuales se describen a continuación:

1. Grupo de determinación de la **demanda eléctrica**, el cual se ocupa de establecer la demanda actual eléctrica y que trabaja en la metodología “*bottom-up*”, y cuya misión es levantar la situación actual a nivel individual de los actuales usuarios energéticos (principalmente eléctricos) de la región (aproximadamente 250.000 clientes regulados a la fecha) ordenándolos por potencia contratada y georreferenciados en un sistema SIG (Sistema de Información Geográfica). Esta será la línea base o Capa 1 de demanda.

Una vez creada esta capa de línea base muy detallada a nivel de unidad de demanda (según planes regulados) y la satisfacción de dicha demanda, se comenzará a construir las distintas capas de proyección de crecimiento buscando las mejores fuentes posibles de demanda futura en tres capas adicionales:

- Capa 2 – Demanda proyectada a corto plazo por ampliaciones de empresas (demanda nueva de actuales clientes) en el corto plazo (1-2 años). La Capa 2 se construirá sobre la base de información de requerimientos no atendidos o requeridos por las distribuidoras más encuestas a los principales clientes que tienen proyectos de ampliación en curso o planificados.
- Capa 3 – Demanda proyectada a mediano plazo de nuevas inversiones empresariales (nuevos clientes) o públicas en la región a 2-4 años. La Capa 3 se construirá sobre la base de fuentes relevantes y confiables como la CBC, SII, registro de estudios ambientales, y bases públicas o gremiales de actividad económica.
- Capa 4 – Demanda inesperada producto de actividades de innovación o evolución industrial o reemplazo energético (por ejemplo, redes de carga de electromovilidad). La Capa 4 se construirá sobre modelos de desarrollo potencial de la región y nuevas tecnologías procedentes de iniciativas de cero-emisión, como electromovilidad, sistemas de almacenamiento, etc.

De esta forma se espera construir una herramienta armónica, replicable y virtuosa basada en SIG que permita visualizar y flexibilizar el crecimiento de la región con la mejor y debida atención de infraestructura eléctrica. Este modelo podrá adaptarse en el futuro a tecnologías de IA que permitan innovar en redes flexibles y dinámicas con diversos fines de interés nacional.

Grupo de provisión de la OFERTA ELÉCTRICA, que se encuentra a cargo de modelar en el mismo sistema SIG la línea base actual de provisión de energía para correlacionar con la capa 1 de demanda y comparar en términos precisos la realidad actual, sus debilidades y potencialidades.

2.2 DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

A continuación, se describen las actividades programadas y realizadas siguiendo la metodología descrita en la sección anterior.

Las entrevistas son realizadas entre los meses de diciembre de 2023 y marzo de 2024. Al inicio del estudio se realizó un evento de lanzamiento en la región, a modo de introducción del trabajo y el equipo consultor a cargo, donde se invitó a todos los actores regionales que participaron del levantamiento de información, además de autoridades y actores estratégicos en un listado definido en conjunto con la contraparte del Ministerio de Energía. Posteriormente, se presentó el diagnóstico interdisciplinario de la situación energética de la región en otro evento presencial. Asimismo, al finalizar el estudio se realizó un seminario de resultados.

Tabla 1. Carta Gantt de actividades a realizar por mes.

Actividades	Mes 1 -	Mes 2 -	Mes 3 -	Mes 4 -	Mes 5 -
-------------	---------	---------	---------	---------	---------

	diciembre 2023	enero 2024	febrero 2024	marzo 2024	abril 2024
Evento de lanzamiento del estudio	x				
Levantamiento de información secundaria	x				
Aplicación de entrevistas exploratorias	x	x	x		
Aplicación de entrevistas semiestructuradas		x	x	x	
Diagnóstico interdisciplinario interno		x			
Taller de presentación de diagnóstico		x			
Análisis de la información			x	x	
Definición de escenarios de evaluación				x	
Desarrollo de datos para simulaciones				x	x
Elaboración de resultados					x
Taller de presentación de análisis interdisciplinario y hoja de ruta					x

Se resume a continuación las actividades realizadas en el marco del estudio:

- Se ha establecido un equipo interdisciplinario conformado por 32 personas pertenecientes a la Universidad de Chile y Universidad de Concepción.
- Se ha establecido el equipo coordinador conformado por representantes de la Universidad de Chile y Universidad de Concepción, así como diez subequipos de trabajo que cubren las principales líneas temáticas de este estudio, tales como energía, desarrollo industrial e innovación, medioambiente, economía y políticas públicas, participación y comunicaciones, agronomía, y urbanismo y territorio.
- Se ha trabajado en el levantamiento de información a través de fuentes primarias y secundarias para el análisis y caracterización de la demanda energética actual de la región de Ñuble, por sector productivo, con foco en el análisis de infraestructura de transmisión y distribución eléctrica.
- Se han ejecutado un total de 14 entrevistas en terreno con empresas de la región de Ñuble con el objetivo de levantar información sobre su demanda energética actual y proyectada, así como identificar conflictos y desafíos en el suministro energético. Complementariamente, se diseñó y realizó una encuesta con la que se recopiló la información de 63 empresas respecto de su demanda energética (Ver Anexo 5).
- Se ha levantado un repositorio en línea para el trabajo colaborativo con actores interesados en el estudio, así como una base de contactos.
- Se ha diseñado y desarrollado una herramienta de visualización georreferenciada de la demanda eléctrica de la región de Ñuble.

- Se ha modelado y analizado la situación energética actual de la región de Ñuble. Asimismo, se han definido tres escenarios futuros de evaluación con diferentes narrativas para reconocer potenciales desafíos y oportunidades en el desarrollo de la infraestructura eléctrica de la región.
- Se han realizado un total de 77 reuniones, distribuidas en 11 reuniones de coordinación del equipo consultor, 31 reuniones de trabajo por comité, 21 reuniones de trabajo con actores incumbentes y 11 reuniones de seguimiento con la contraparte MEN. Cabe destacar la realización de tres actividades de presentación de diferentes aspectos del estudio, las cuales son: un evento de lanzamiento del estudio, una presentación de avance del diagnóstico interdisciplinario y una presentación de resultados con el análisis y propuestas de solución de congestiones en la infraestructura energética de la región. Estas últimas actividades fueron presenciales, coordinadas y organizadas en conjunto con la contraparte técnica del estudio, y asistieron autoridades locales y nacionales, parte del equipo de trabajo y actores incumbentes de la región. Las reuniones fueron realizadas en modalidad remota, presencial o en formato híbrido (presencial y remoto). En la sección anexos se detallan las actividades, fechas de realización, descripción y asistentes.

2.2.1 DIAGNÓSTICO INTERDISCIPLINARIO INTERNO

La elaboración del diagnóstico interdisciplinario consistió en una actividad híbrida de parte de todo el cuerpo de investigadoras e investigadores del proyecto. La actividad tuvo 2 bloques, en el primer bloque de cualidad mayormente expositiva, se presentó la síntesis del diagnóstico preliminar, discutiendo la información punto por punto, con todo el equipo para lograr un entendimiento común de la situación en la región de Ñuble en sus distintas dimensiones.

El segundo bloque consistió en un espacio de trabajo participativo, donde se elaboró entre todo el equipo una nueva versión del índice, orientada a facilitar la comprensión del diagnóstico. Asimismo, se plantearon 3 preguntas al equipo y se dio espacio para que cada investigadora e investigador las respondiera dentro de la plataforma Miró⁶ de forma sincrónica:

- ¿Qué elementos podemos concluir de la información levantada?
- ¿Qué temas o contenidos falta abordar o profundizar?
- ¿Qué actores de interés falta por incluir?

⁶ https://miro.com/app/board/uXjVN4C-Xuw=?share_link_id=860051940243

Dimensión	Demanda energética					Infraestructura energética					Temáticas transversales Economía, políticas públicas, medioambiente, vivienda y urbanismo, experiencia internacional.	Desafíos metodológicos
	Residencial, comercial y pública.	Agricultura	Forestal	Transporte	Otras industrias	Generación a gran escala	transmisión	distribución	soluciones descentralizadas (PMGD)	otras ofertas de energía (biomasa)		
Conclusiones de la información levantada												
¿Qué temas o contenidos falta profundizar?												

Figura 3. Diagnóstico interdisciplinario interno

Los comentarios fueron sistematizados en un documento, que sirvió como base para elaborar la presentación utilizada en el taller con actores locales realizado en Chillán.

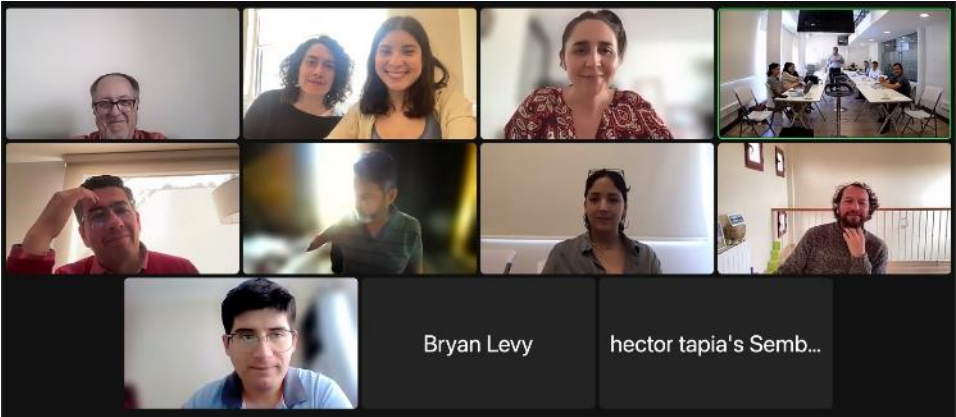


Figura 4. Registro fotográfico de taller interno para el diagnóstico compartido.

2.2.2 TALLER DE PRESENTACIÓN DE DIAGNÓSTICO INTERDISCIPLINARIO

El taller participativo de presentación de diagnóstico interdisciplinario y retroalimentación local consistió en una actividad de 3 horas de duración realizada en el campus Chillán de la Universidad de Concepción el día martes 23 de enero de 2024.

El objetivo del taller fue nutrir el diagnóstico interdisciplinario preliminar a través de la retroalimentación por parte de actores locales mediante un trabajo participativo presencial, cuyos convocados fueron entidades asociadas al sector energético nacional presentes en el territorio, empresas de la región, entre otros.

A diferencia de otros talleres que concentran la participación para la segunda parte, este taller organizó mesas de trabajo desde el primer momento, donde se dispuso un papelógrafo por mesa y bloques de *post-it* para cada asistente. El papelógrafo contenía las 9 conclusiones del diagnóstico interdisciplinario.

La actividad consideró 3 bloques. El primer bloque se presentó la síntesis del diagnóstico, donde a medida que el equipo desarrollador del proyecto iba presentando las conclusiones, los participantes podían escribir en los *post-it* comentarios asociados a la dimensión presentada, ya fueran elementos que faltase profundizar o desacuerdos con el diagnóstico presentado. Asimismo, además del trabajo individual, luego de presentar cada conclusión, se abría la palabra para que cualquier participante pudiera comentar el punto presentado y manifestar su réplica. Estas reflexiones fueron anotadas en tiempo real por parte del equipo, en un documento online.

La segunda parte del taller consistió en un trabajo por mesa, donde se discutieron los comentarios individuales y el diagnóstico en general presentado por el equipo desarrollador.

En el tercer y último bloque, se seleccionó a una persona por mesa para que presentara las reflexiones sostenidas por el grupo.

A continuación, se presenta la agenda y un registro de la actividad. La lista de asistentes al taller se encuentra en la sección Anexos.

Tabla 2. Agenda taller de presentación del diagnóstico interdisciplinario ante actores locales.

Horario	Actividad
09:00-09:30	Recepción
09:30 - 09:35	Bienvenida y presentación de tabla y objetivos de la actividad
09:35 - 10:00	Presentación de diagnóstico interdisciplinario
10:00- 11:00	Mesa de trabajo con preguntas guías
11:00- 12:00	Presentación de acuerdos por mesa y cierre





Figura 5. Registro fotográfico del taller de presentación del diagnóstico interdisciplinario ante actores locales.

2.2.3 TALLER DE PRESENTACIÓN DE ANÁLISIS INTERDISCIPLINARIO Y HOJA DE RUTA

El taller de presentación de resultados, llevado a cabo el viernes 19 de abril de 2024, inició a las 10:00 hrs. con un café de recepción, ofreciendo una oportunidad para que los asistentes se conectaran y prepararan para la jornada. A las 10:30 hrs., se dio la bienvenida oficial y se presentó la tabla y los objetivos de la actividad, estableciendo el marco y las expectativas para el día.

A partir de las 11:00 hrs., se presentaron los resultados del proyecto, lo que incluyó un análisis interdisciplinario y hoja de ruta sobre la infraestructura energética habilitante para el fomento de la actividad industrial en la Región de Ñuble. Durante esta presentación, se abordaron varios temas clave entre ellos:

- La síntesis de las actividades realizadas durante el proyecto.
- Las principales conclusiones del diagnóstico interdisciplinario.
- La presentación de los escenarios de evaluación considerando:
 - Escenario tendencial (2030-2035).
 - Escenario de alta electrificación y desarrollo moderado de recursos locales (2030-2035).
 - Escenario de alta electrificación y desarrollo activo de recursos locales (2030-2035).
- La presentación de la situación actual y su desarrollo según los escenarios presentados considerando:

- Demanda con información detallada y georreferenciada de más de 300.000 datos.
- Infraestructura energética a partir de 4 casos de estudio:
 1. Modelo Coordinador eléctrico nacional (Con PMGD; Sin PMGD)
 2. Modelo Coordinador eléctrico nacional con nueva línea Montenegro – Lucero
 3. Modelo Coordinador eléctrico nacional con nueva línea El Nevado – Santa Elvira
 4. Dimensionamiento Subestación San Carlos – Cocharcas
- Análisis interdisciplinario de cada escenario, considerando:
 1. Agroindustria
 2. Uso de suelo
 3. Medioambiente
 4. Eficiencia energética
 5. Marco regulatorio y políticas públicas
 6. Diálogo entre actores locales de la sociedad civil regional.

La sesión finalizó con una ronda de preguntas y comentarios de 12:30 pm a 1:00 pm, donde los asistentes pudieron expresar sus inquietudes y sugerencias, contribuyendo a un diálogo constructivo sobre los desafíos y oportunidades del proyecto. Entre los temas discutidos en la instancia participativa podemos mencionar:

- Inversiones para proyectos futuros: Se discutió la importancia de asegurar financiamiento adecuado para nuevas iniciativas energéticas.
- Plan regulador Chillán/Chillán Viejo: Se mencionó la necesidad de un plan regulador actualizado para facilitar la hoja de ruta.
- Mejoras al proceso actual del plan de expansión: Se propusieron ajustes para optimizar el plan de expansión de la transmisión eléctrica.
- Evento de puesta en servicio de la línea Montenegro-Lucero: Se discutió la importancia de este evento para la infraestructura energética regional.
- Potenciación de BESS: Se exploraron formas de incentivar la inversión en BESS, con el apoyo potencial de fondos CORFO y otras instituciones financieras.
- Plazos de implementación de soluciones propuestas: Se examinaron los tiempos necesarios para implementar las soluciones sugeridas.
- Preocupación por licitaciones desiertas: Se expresó preocupación por las licitaciones fallidas, destacando que cinco procesos se han caído desde 2018 debido a problemas con el presupuesto referencial.

A continuación, se presenta la agenda del taller y un registro de la actividad. La lista de asistentes se encuentra en la sección anexos.

Tabla 3. Agenda taller de presentación Análisis interdisciplinario y hoja de ruta sobre infraestructura energética habilitante para el fomento de la actividad industrial en la región de Ñuble, hacia un desarrollo productivo sostenible.

Horario	Actividad
10:00 – 10:30	Café de recepción

10:30 – 11:00	Bienvenida y presentación de tabla y objetivos de la actividad
11:00 – 12:30	Presentación de resultados
12:30- 13:00	Preguntas y comentarios



Figura 6. Registro fotográfico del taller de presentación y análisis de resultados y hoja de ruta ante actores locales.

3. ANÁLISIS Y CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LA REGIÓN DE ÑUBLE

La presente sección tiene por objetivo exponer el análisis y caracterización de la demanda energética de la Región de Ñuble a partir de la información levantada por cada comité temático establecido, tal como se expone en la sección correspondiente a la metodología.

3.1 ANTECEDENTES GENERALES

Situada en el centro-sur de Chile, la Región de Ñuble abarca una superficie de 13.178 kilómetros cuadrados, con una población que supera los 480.609 habitantes. Aunque Chillán, la capital, destaca como centro urbano, gran parte de la región mantiene su carácter rural, con comunidades dedicadas principalmente a la agricultura y la actividad forestal. El sector productivo de Ñuble se distingue por su enfoque diversificado. La región es reconocida por la producción de cereales, frutas y hortalizas, contribuyendo significativamente al sector agroalimentario nacional. La actividad forestal también desempeña un papel relevante, con la presencia de bosques que proveen madera y otros productos relacionados.



Figura 7. Comunas de la Región de Ñuble.

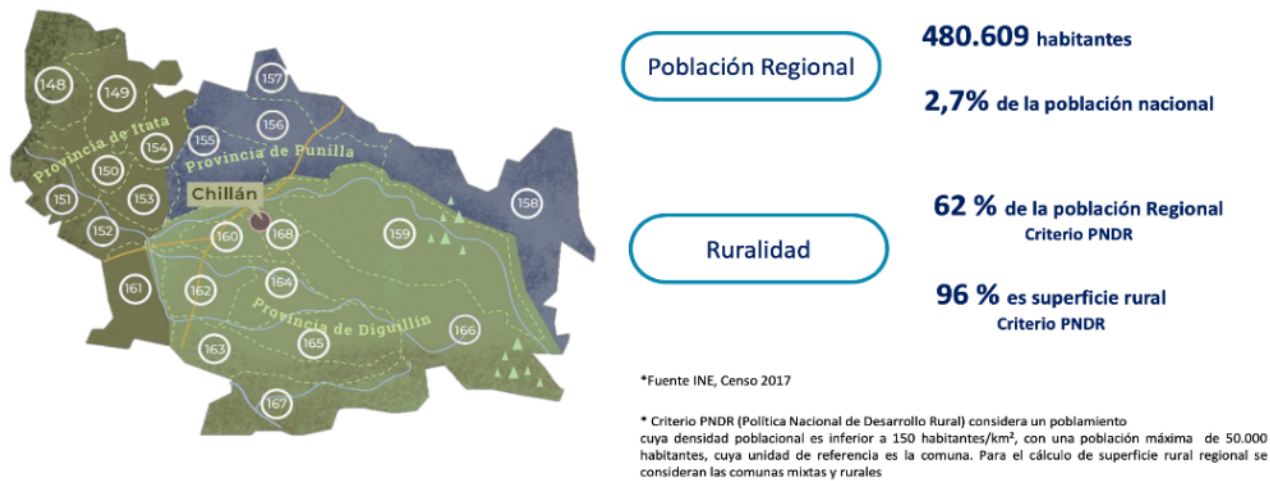


Figura 8. Población y ruralidad de la Región de Ñuble.



Figura 9. Principal actividad productiva de la Región de Ñuble. Fuente: INE, Censo 2017.

3.2 DEMANDA ENERGÉTICA

3.2.1 CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La Figura 10 muestra que la demanda de energía eléctrica de la Región ha ido aumentando en los últimos 5 años, incrementándose de 466.344 MWh (2018) a 770.936 MWh, representando un crecimiento de 65,31 %. La Figura 11 muestra el crecimiento de la demanda por sector de la actividad económica. Se observa que el mayor crecimiento en la demanda de energía eléctrica se concentra en el sector residencial, que pasó de 185.694 MWh (2018) a 389.209 MWh (2022), con un aumento de 109,59 %. El sector industrial muestra una disminución en la demanda de energía eléctrica de 94.621 MWh (2018) a 84.801 MWh (2022), lo que representa una caída de 10,37%⁷.

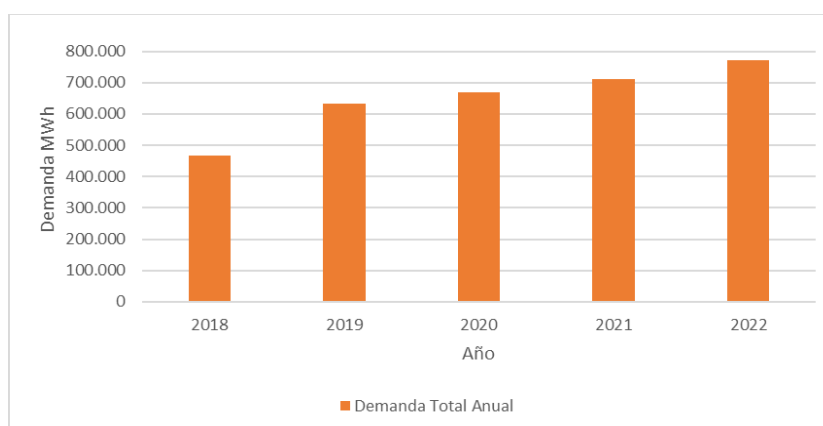


Figura 10. Demanda total anual de energía eléctrica en la Región de Ñuble. Fuente: Elaboración propia con datos INE Cuadros estadísticos, Generación y distribución de energía eléctrica.

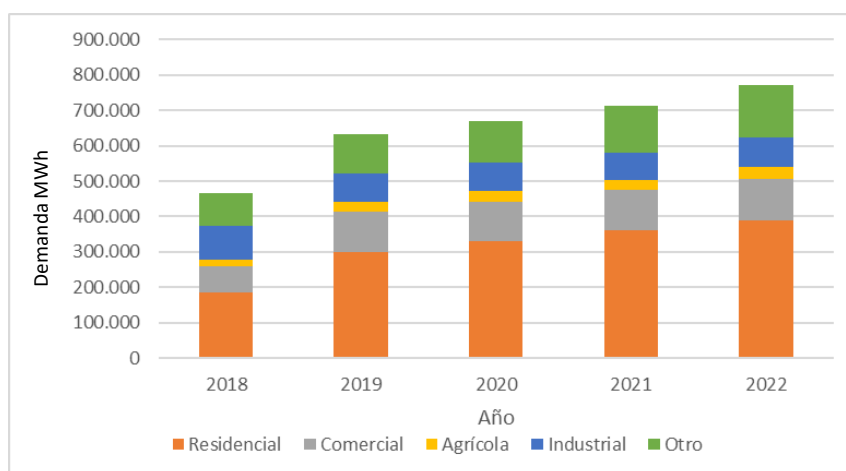


Figura 11. Demanda anual de energía eléctrica por sector económico de la Región de Ñuble. Fuente: Elaboración propia con datos INE Cuadros estadísticos, Generación y distribución de energía eléctrica.

⁷ INE, Reporte de Generación y distribución de energía eléctrica; <https://regiones.ine.gob.cl/nuble/estadisticas-regionales/economia/energia-y-medioambiente/generacion-y-distribucion-de-energia-electrica>

La Figura 12 muestra el comportamiento de la demanda de energía eléctrica mensual durante los últimos 6 años. Se observa que los meses de enero y febrero concentran la mayor demanda de energía eléctrica, lo que coincide con la actividad agrícola. No se observa un aumento significativo de la demanda entre los años 2022 y 2023.

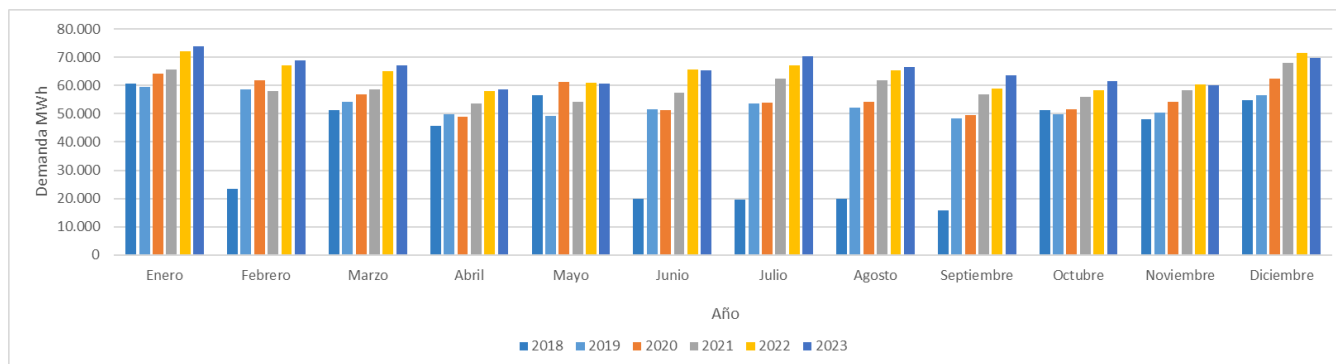


Figura 12. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica desde el 2018 a 2023. Fuente: Elaboración propia con datos INE Cuadros estadísticos, Generación y distribución de energía eléctrica.

A partir de la información antes expuesta se infieren los siguientes puntos:

- La mayor demanda de energía eléctrica se concentra en el sector residencial, con un aumento de 109,59 % entre los años 2018 y 2022.
- La demanda total de energía eléctrica de la Región creció un 65,31 % entre los años 2018 y 2022, impulsado principalmente por el aumento del sector residencial.
- La demanda de energía eléctrica asociada al sector industrial muestra una reducción de 10,37 % entre los años 2018 y 2022.
- La mayor demanda de energía eléctrica se concentra en los meses de diciembre, enero y julio.

Uno de los objetivos del presente estudio es determinar la demanda proyectada de energía, fundamentalmente la eléctrica. Para la obtención de información georreferenciada de nuevos proyectos y ampliaciones se utilizan datos de Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), Corporación de Bienes de Capital (CBC), Servicios de Impuestos Internos (SII) entre otras bases de datos para proyectos sectoriales como ser la Cámara Chilena de la Construcción (CCHC), el Ministerio de Obras Públicas (MOP) para indagar respecto a construcciones de obras públicas, tales como cárceles y hospitales, y Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Se realizan cruces de datos para complementar información y generar nuevos campos en los registros de archivos de futuros usuarios de energía eléctrica.

Para una información más completa se realizan encuestas y entrevistas para levantar información complementaria respecto a fechas de inicio de las operaciones de nuevos proyectos, o planes empresariales de aumentos de producción o ampliaciones de capacidades instaladas, la potencia eléctrica máxima contratada y los consumos de energía en el tiempo.

Respecto de la red eléctrica, la Figura 13 indica la georreferenciación de 115 solicitudes de Declaraciones de Impacto Ambiental aprobadas por SEA entre 2015 y 2023. La base de datos consultada contempla las coordenadas geográficas de la localización. A modo de ejemplo, se seleccionó el proyecto de Ampliación Planta Bimbo de la empresa Ideal S.A. cuya georreferenciación se muestra en la Figura 14.

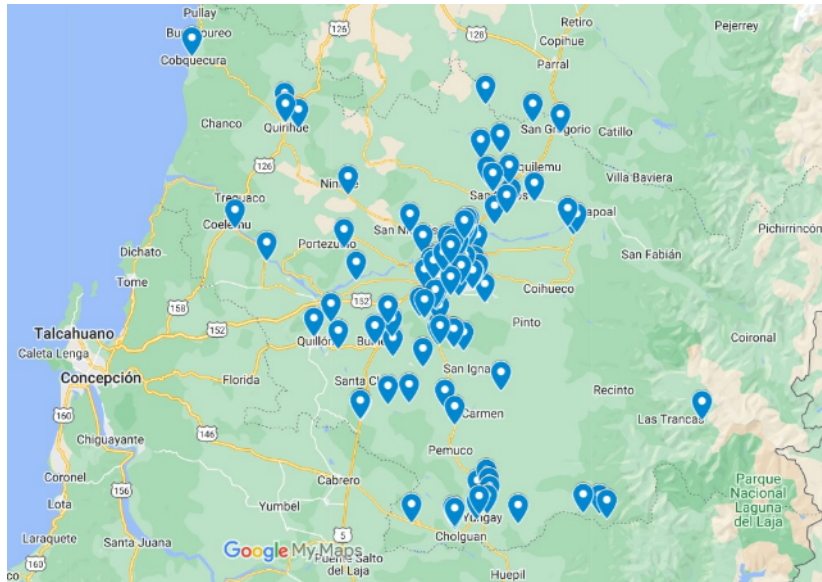


Figura 13. Localización de Proyectos Aprobados por SEA en Ñuble entre 2015 y 2023. Fuente: <https://www.sea.gob.cl/>

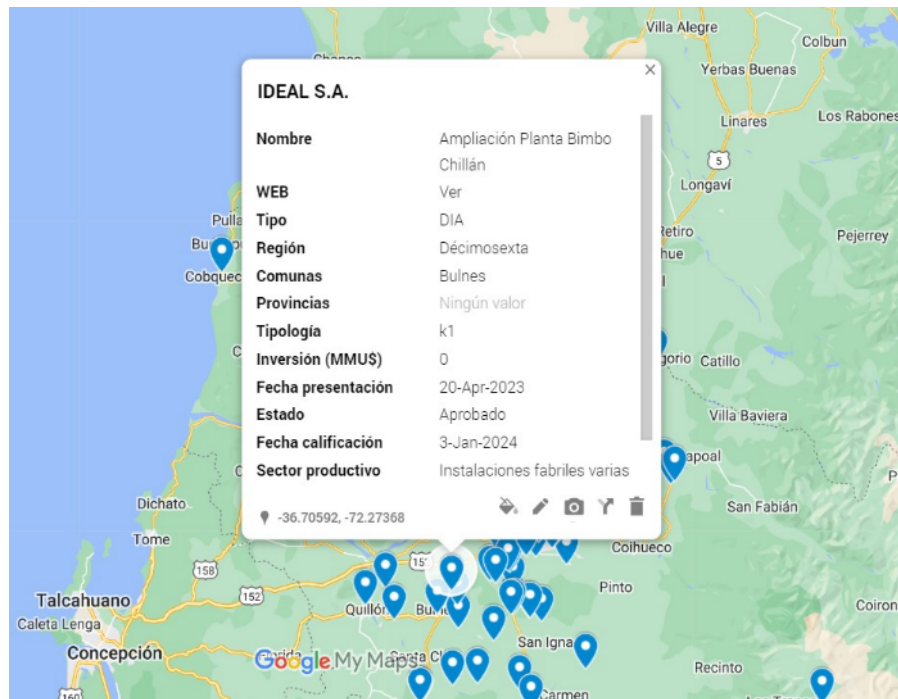


Figura 14. Localización de Proyectos Ampliación Planta Bimbo, Empresa Ideal S.A.

En la Figura 15 se muestra el despliegue de ficha de un nuevo proyecto Extracción Mecanizada de Áridos Río Ñuble.

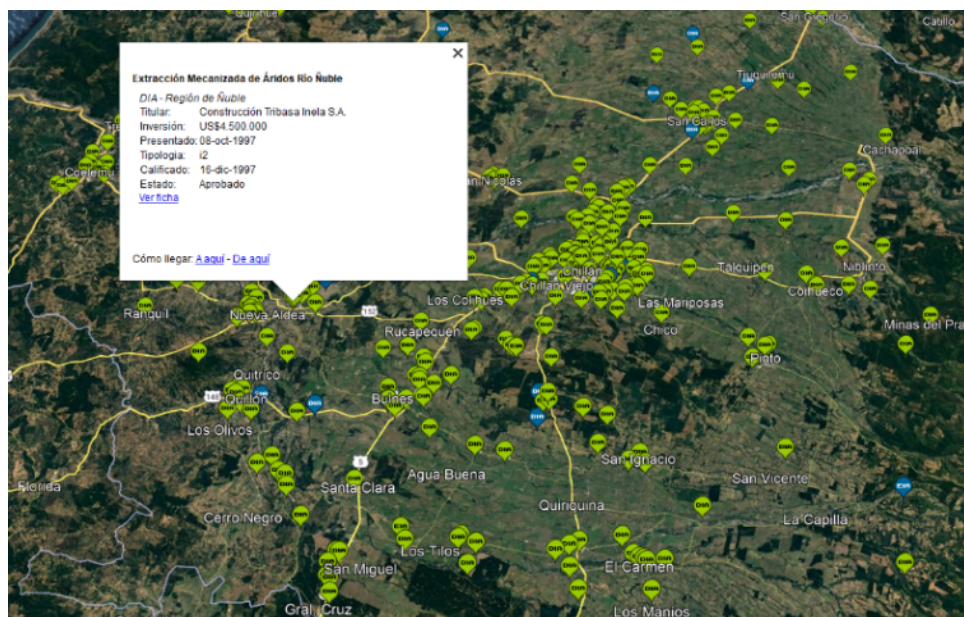


Figura 15. Localización de Proyectos Extracción Mecanizada de Áridos Río Ñuble.

Respecto de la demanda de energía, a partir de información brindada por la empresa Copelec, la que representa la segunda distribuidora más grande a nivel regional en términos de cantidad de clientes, se han incorporado alrededor de 85.000 clientes al sistema SIG y Google Maps, los que representan aproximadamente 35% de los clientes totales de la empresa. La Figura 16 expone la información mencionada incorporada en el mapa del SIG y la Figura 17 presenta el mapa de clientes georreferenciados filtrado por nivel de potencia; asimismo, la Figura 18 muestra la visualización de la información en Google Maps.

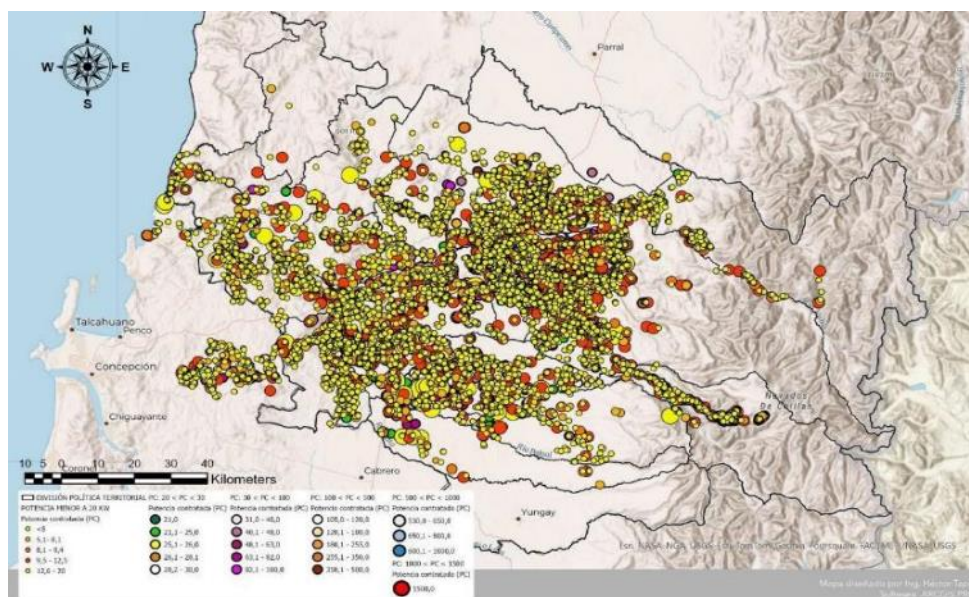


Figura 16. Capa 1 de demanda en mapa SIG.

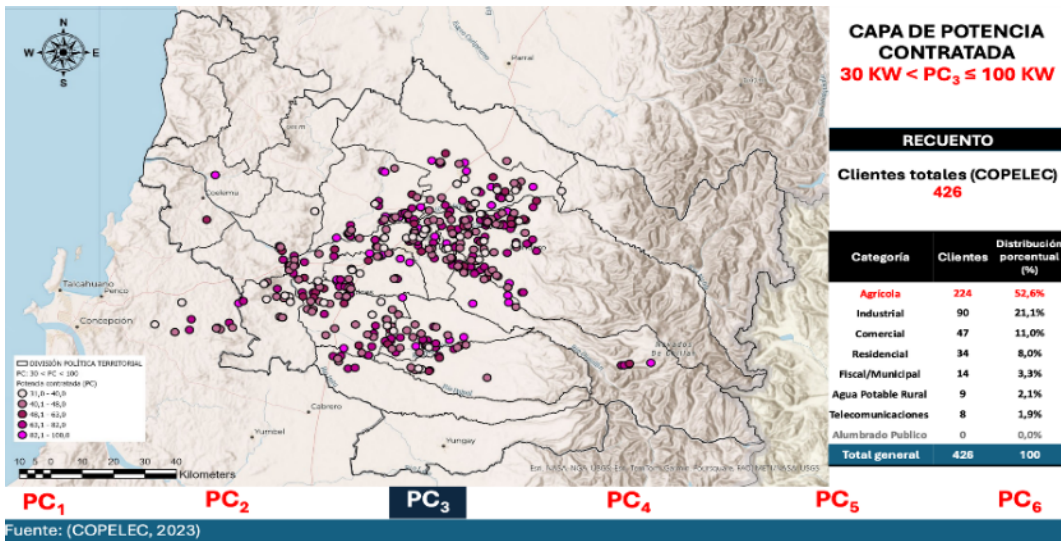


Figura 17. Clientes georreferenciados por nivel de potencia.

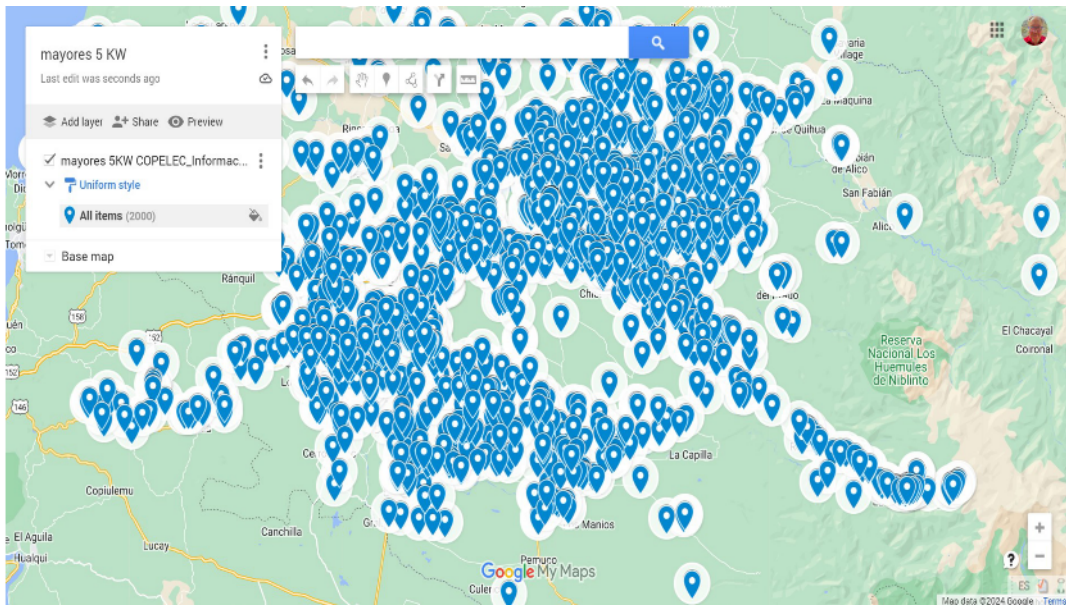


Figura 18. Mapa visualizado en Google Maps, manipulable hasta cada geoposición de los 80.000 clientes (CAPA 1).

3.2.2 AGRICULTURA

A. VISIÓN GENERAL DEL SECTOR AGROPECUARIO

La Región de Ñuble destaca por su sólida base en la agricultura, siendo hogar de 12.171 Unidades Productivas Agropecuarias (UPA⁸) y 4.032 Unidades de Autoconsumo (UAC⁹) según el censo agropecuario 2021. La extensión total de terreno dedicado a la UPA abarca 807.993 hectáreas, mientras que la superficie destinada a la UAC suma 3.468 hectáreas.

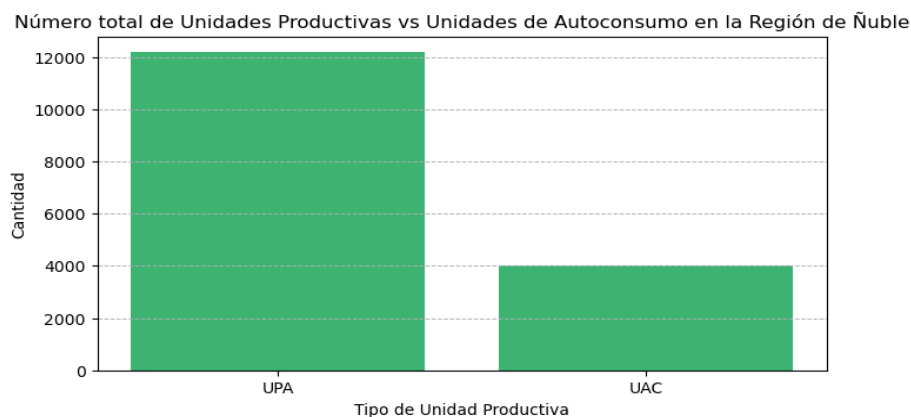


Figura 19. Número total de Unidades Productivas versus Unidades de Autoconsumo en la Región de Ñuble, según Censo Agropecuario 2021. Fuente: INE, 2021.

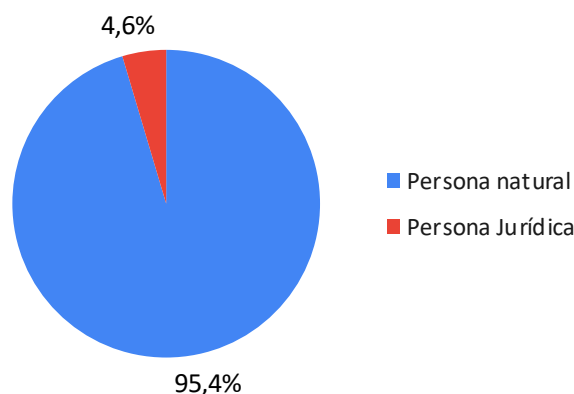


Figura 20. Proporción de Unidades Productivas Agropecuarias según condición jurídica en la Región de Ñuble, según Censo Agropecuario 2021. Fuente: INE, 2021.

⁸ Unidad Productiva Agropecuaria (UPA) se refiere a la unidad económica de producción silvoagropecuaria bajo gestión única por persona productora con una superficie igual o mayor a 2 ha y/o que registró ventas. Fuente: VIII Censo Nacional Agropecuario y forestal, INE, Gobierno de Chile:

https://bibliotecadigital.odepa.gob.cl/bitstream/handle/20.500.12650/71340/220117_Tabulados_preliminar.pdf

⁹ Unidad de Autoconsumo (UAC) corresponde a terrenos con superficie menor a 2 ha y que no realizaron ventas en el año agrícola 2020-2021. Fuente: VIII Censo Nacional Agropecuario y forestal, INE, Gobierno de Chile.

<https://www.ine.gob.cl/censoagropecuario/resultados-finales/graficas-nacionales>

En términos de estructura jurídica, la gran mayoría de las UPA, que representa el 95,4%, son administradas por personas naturales, sumando un total de 11.611, mientras que las personas jurídicas constituyen el 4,6% restante, con 560 UPA, para el año agrícola de referencia 2020-2021. Estos números no sólo reflejan la importancia de la agricultura en la región, sino también la predominancia de la gestión individual frente a la corporativa en el sector agrario de Ñuble.

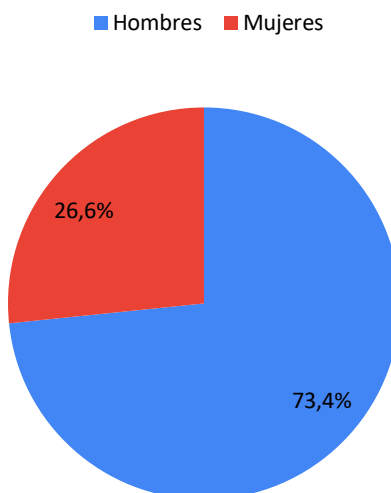


Figura 21. Número de personas productoras naturales según sexo en la Región de Ñuble (Censo Agropecuario 2021). Fuente: INE, 2021.

La composición demográfica de las personas naturales que desempeñan labores de producción en la Región de Ñuble para el año agrícola 2020-2021 se inclina notablemente hacia el género masculino, en el que de los 11.470 productores agrícolas registrado en la Región de Ñuble, un 73,4% son hombres, equivalentes a 8.303 individuos, en comparación con un 26,3% de mujeres productoras, que suman 3.012.

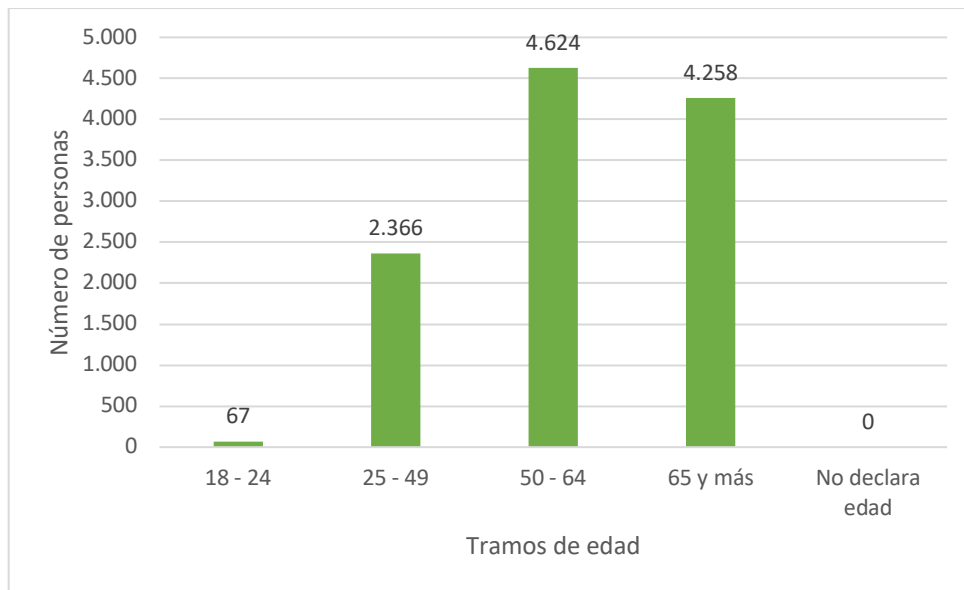


Figura 22. Número de personas productoras naturales según tramo de edad en la Región de Ñuble (Censo Agropecuario 2021). Fuente: INE, 2021.

Al observar la distribución por tramos de edad, es evidente una mayor participación de individuos en las franjas de 50 años adelante, representando el 83% del total de productores, develándose el envejecimiento de la población de personas productoras agrícolas.

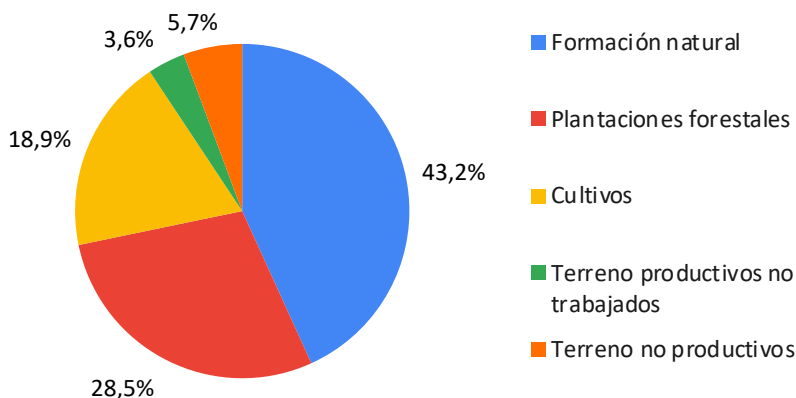


Figura 23. Uso de suelo productivo en la Región de Ñuble (Censo Agropecuario 2021). Fuente: INE, 2021.

En cuanto a la utilización del suelo productivo, el uso predominante en la región corresponde a la formación natural, es decir, terrenos que mantienen su vegetación nativa o sin alteración significativa por la actividad humana, con un 43,2% del total, lo que representa 349.157 hectáreas. Las plantaciones forestales ocupan un 28,5% con 230.494 hectáreas. Los cultivos constituyen un 18,9% del uso del suelo, abarcando 153.094 hectáreas. Finalmente, los terrenos productivos no trabajados y los terrenos no productivos constituyen un 3,6% y un 5,7% respectivamente, sumando 29.307 hectáreas y 45.941 hectáreas cada uno. Estos datos reflejan la diversidad en el uso del suelo de la Región de Ñuble, evidenciando una fuerte inclinación hacia la conservación de formaciones naturales y la silvicultura.

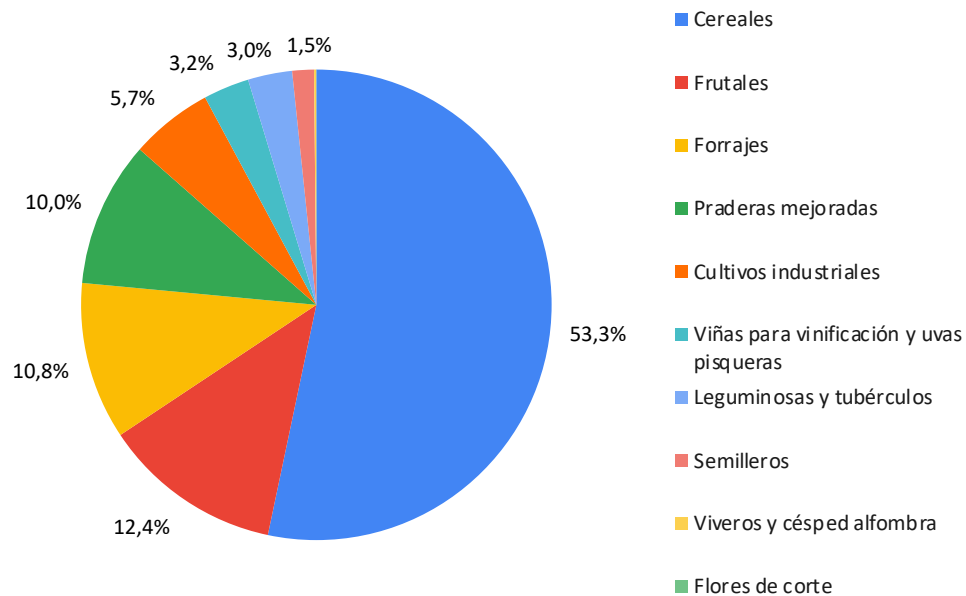


Figura 24. Actividad agrícola y pecuaria en la Región de Ñuble (Censo Agropecuario 2021). Fuente: INE, 2021.

En el año agrícola 2020-2021, la Región de Ñuble ha presentado una significativa actividad agrícola y pecuaria. La superficie sembrada o plantada se caracteriza por una diversidad de cultivos, donde predominan los cereales con 79.732 hectáreas, seguidos por frutales que ocupan 18.487 hectáreas y forrajes con 16.178 hectáreas. También se destacan las praderas mejoradas, con 14.954 hectáreas, y los cultivos industriales, que abarcan 8.490 hectáreas. Las viñas para vinificación y uvas pisqueras no se quedan atrás, con una extensión de 4.715 hectáreas, mientras que las leguminosas y tubérculos suman 4.549 hectáreas. En una escala menor, pero aún significativa, se encuentran los semilleros con 2.227 hectáreas, los viveros y césped alfombra con 213 hectáreas, y las flores de corte con 21 hectáreas.

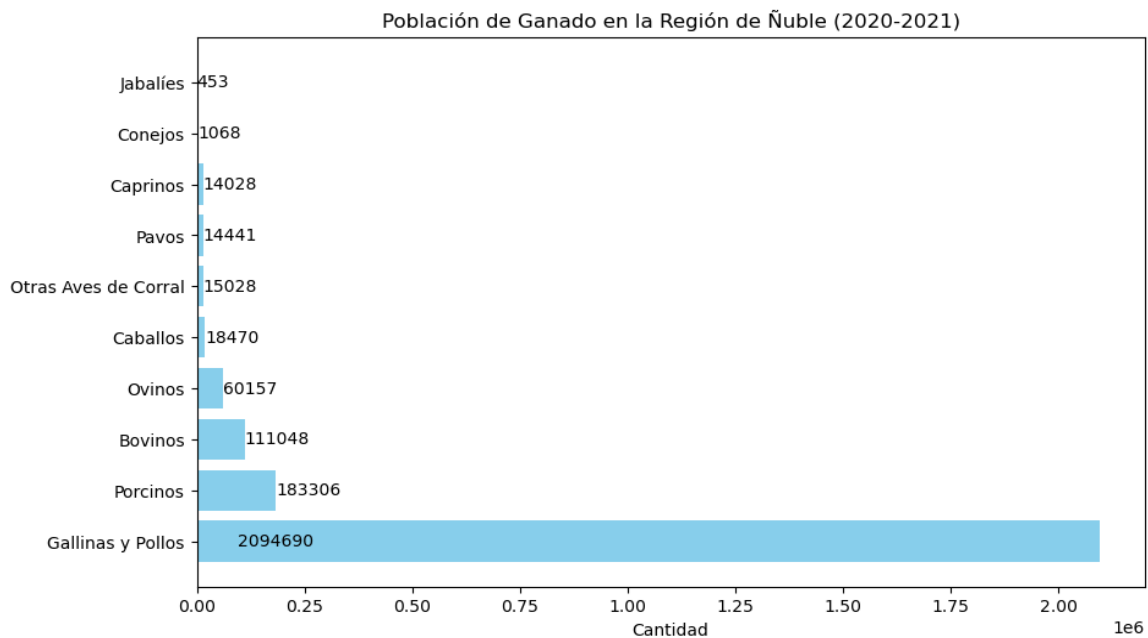


Figura 25. Población de ganado en la Región de Ñuble (Censo Agropecuario 2021). Fuente: INE, 2021.

Paralelamente, la ganadería también juega un papel importante, con una población de 2.094.690 gallinas y pollos, 183.306 porcinos, y 111.048 bovinos. La presencia de ovinos es notable con 60.157 cabezas, seguida por caballos con 18.470, otras aves de corral con 15.028, pavos con 14.441, caprinos con 14.028, conejos con 1.068 y finalmente jabalíes con 453. Estos números subrayan la rica biodiversidad de la región y su fuerte inclinación hacia una economía agraria diversificada.

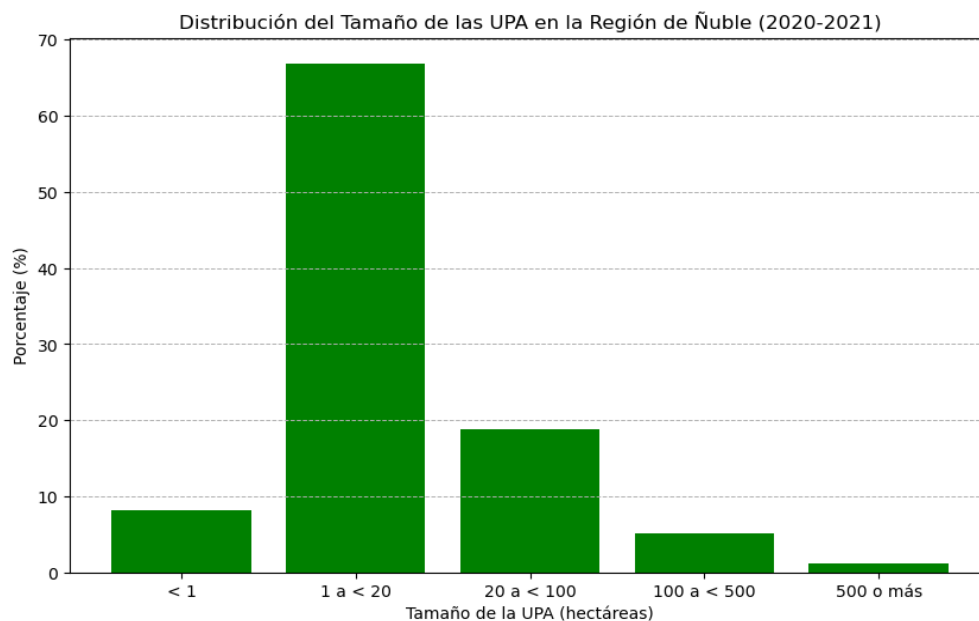


Figura 26. Distribución del tamaño de las Unidades Productivas Agropecuarias (UPA) en la Región de Ñuble (Censo Agropecuario 2021). Fuente: INE, 2021.

En la Región de Ñuble, durante el año agrícola 2020-2021, la mayoría de las Unidades Productivas Agropecuarias (UPA) operaron en pequeña escala, con un 66,9% de ellas abarcando de 1 a menos de 20 hectáreas, sumando un total de 8.147 UPA. Las explotaciones de menor tamaño, de menos de 1 hectárea, representaron un 8,1%, equivalente a 985 UPA, y aquellas de tamaño mediano, de 20 a menos de 100 hectáreas, constituyeron el 18,8% con 2.284 UPA. Un pequeño porcentaje, el 5,1%, correspondió a explotaciones de 100 a menos de 500 hectáreas, y solo el 1,1% de las UPA operaron en propiedades de 500 hectáreas o más.

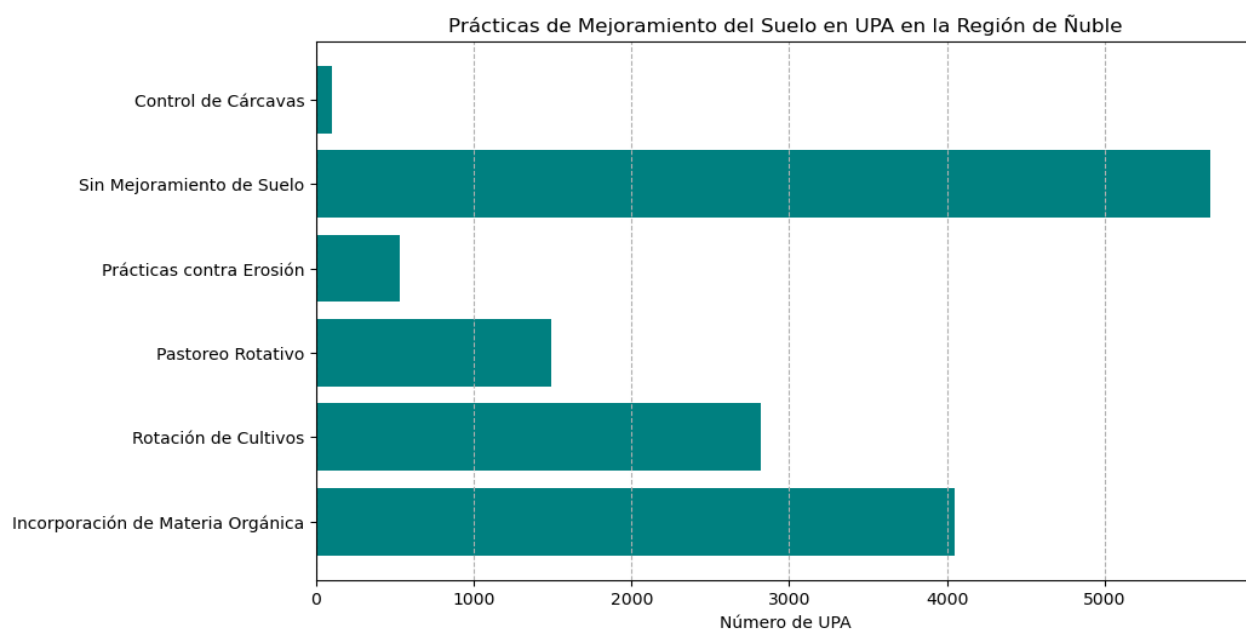


Figura 27. Prácticas de mejoramiento del suelo en UPA en la Región de Ñuble (Censo Agropecuario 2021). Fuente: INE, 2021.

Respecto a las prácticas de mejoramiento del suelo, 4.051 UPA implementaron la incorporación de materia orgánica, mientras que 2.820 realizaron rotación de cultivos, evidenciando un enfoque en técnicas sostenibles de manejo de suelo. El pastoreo rotativo o rotacional fue practicado por 1.494 UPA, y 534 UPA adoptaron prácticas para evitar la erosión, lo que refleja una conciencia sobre la conservación del suelo. Sin embargo, aún hay una cantidad considerable de 5.670 UPA que no realizaron prácticas de mejoramiento del suelo. Adicionalmente, 99 UPA se enfocaron en el control de cárcavas o socavones.

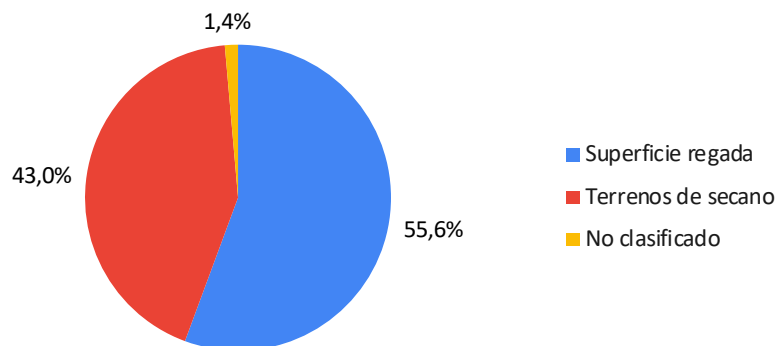


Figura 28. Distribución del riego en la agricultura para la Región de Ñuble (Censo Agropecuario 2021). Fuente: Elaboración propia a partir de datos del INE, 2021.

En cuanto al riego, un 55,7% de la superficie agrícola, equivalente a 85.884 hectáreas, fue regada, mientras que el 43% correspondió a terrenos de secano, abarcando 66.336 hectáreas. Un mínimo porcentaje del 1,4% de la superficie no fue clasificado en cuanto a la práctica de riego. Estos datos subrayan la importancia del manejo del agua y las técnicas de conservación de suelo en la región, elementos claves para la sostenibilidad de la agricultura en Ñuble.

Los principales rubros de exportación de la región se muestran en la siguiente figura.



Figura 29. Principales rubros de exportación del sector silvoagropacuuario. Fuente: ODEPA, Servicio Nacional de Aduanas.

B. DEMANDA ENERGÉTICA DEL SECTOR AGRÍCOLA

La energía desempeña un papel esencial en los sistemas alimentarios, siendo consumida durante la producción primaria de alimentos, en forma de combustibles fósiles como el petróleo, gasolina, diésel y gas natural para el funcionamiento de tractores y maquinaria, en la operación del riego, en el funcionamiento de invernaderos, entre otros. Asimismo, se requiere energía para las actividades agrícolas secundarias como son el secado o deshidratación, enfriamiento, almacenamiento, transporte y distribución¹⁰.

Se utiliza energía en todas las etapas a lo largo de la cadena agroalimentaria, tanto de manera directa (para la producción, procesamiento y transporte) como indirecta (en la fabricación de fertilizantes, agroquímicos y maquinaria). Se estima que los sistemas agroalimentarios son responsables de aproximadamente el 30% del consumo total de energía en el mundo¹¹.

La siguiente figura muestra en términos generales el flujo de energía de los sistemas agroalimentarios.

¹⁰ Taghizadeh-Hesary et al., 2019.

¹¹ FAO, 2011.

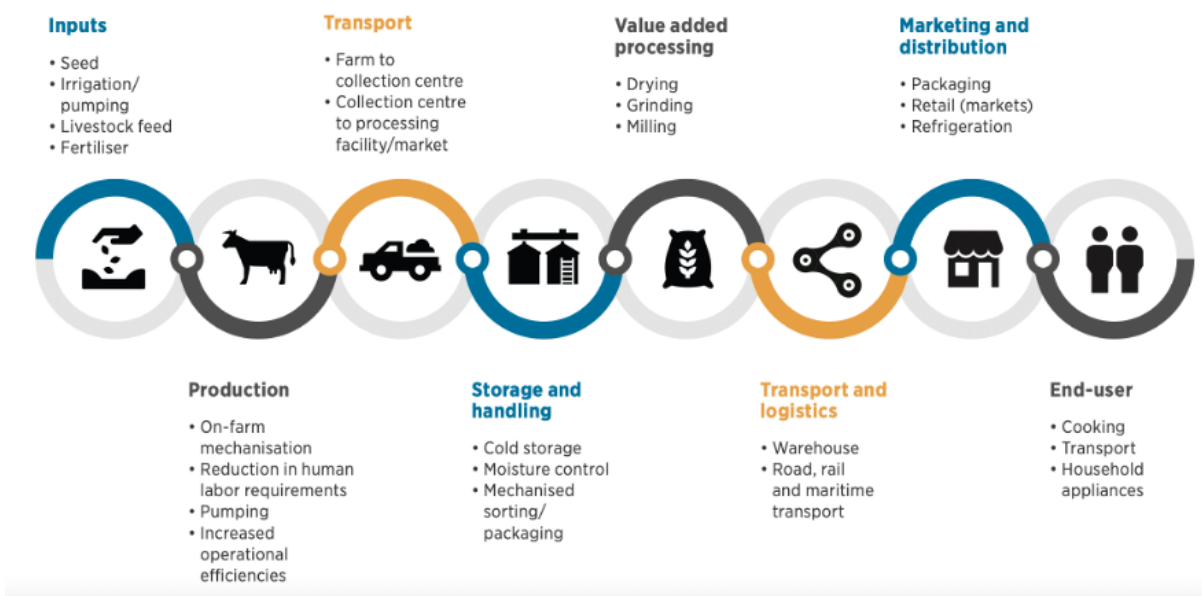


Figura 30. Flujo de energía en los sistemas agroalimentarios (IRENA and FAO, 2021).

En cada una de estas actividades, se observan notables variaciones en las demandas energéticas, las cuales dependen tanto de la escala de la empresa como del tipo específico de alimento producido.

Durante la fase de procesamiento y almacenamiento posterior a la cosecha, los productos pueden ser sometidos a procesos como secado, corte, molienda u otras formas de transformación antes de su distribución. En esta etapa, la refrigeración puede ser utilizada para minimizar las pérdidas después de la cosecha y para llegar a los mercados de destino con la calidad requerida. La provisión de energía para la electricidad, calefacción, refrigeración y transporte en la fase de post cosecha y almacenamiento desempeña un papel crucial, influyendo significativamente en la creación de valor y en la reducción de pérdidas tanto de alimentos como de ingresos para los diversos participantes de la cadena de producción agroalimentaria.

Respecto a la etapa de transporte y distribución, su principal función radica en asegurar que los productos alimentarios lleguen a los mercados, ya sean locales o foráneos. El consumo de energía en esta etapa puede experimentar variaciones considerables según la estructura de las cadenas de suministro y el modo de transporte utilizado¹².

En Chile, el sector agrícola presenta una gran diversidad en cuanto a sus formas de producción, las que van desde la agricultura tradicional de secano a una agricultura “de precisión” altamente tecnologizada. Por esta razón, la distribución de la demanda energética del sector está estrechamente asociada al tipo de tecnología utilizada en los procesos agrícolas.

¹² IRENA and FAO, 2021

De manera global, en la Región de Ñuble el sector Agrícola participó en promedio entre diciembre 2022 y noviembre 2023 con el 4,3% del total de distribución eléctrica en la región, totalizando un consumo anual de 34.598 MWh¹³. La distribución del sector varía entre el 10,7% en febrero y el 0,5% en julio.

La siguiente tabla presenta los datos de distribución de energía eléctrica del sector agrícola mensual y el porcentaje de participación a nivel total de la región. Asimismo, se puede visualizar la variación interanual del consumo:

Tabla 4. Distribución de energía eléctrica del sector agrícola de la Región de Ñuble (INE, 2023).

	2022	2023										
	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE
Total distribución (MWh)	71.490	73.908	68.782	67.211	58.646	60.735	65.359	70.397	66.681	63.701	61.524	60.020
Sector Agrícola	4.930	7.015	7.341	5.589	4.899	1.508	457	368	379	390	458	1.264
% Sector agrícola	6,9%	9,5%	10,7%	8,3%	8,4%	2,5%	0,7%	0,5%	0,6%	0,6%	0,7%	2,1%
Aumento interanual	274	969	1139	-266	1469	65	-66	-70	-10	26	-86	-609
% Variación interanual	5,9%	16,0%	18,4%	-4,5%	42,8%	4,5%	-12,6%	-16,0%	-2,6%	7,1%	-15,8%	-32,5%

Durante la ejecución de los talleres y entrevistas con actores locales se logró identificar las tareas agrícolas que demandan la mayor energía, entre las cuales está en primer lugar el riego y luego las actividades de empaquetamiento (o *packing*) de los productos agrícolas.

C. BARRERAS Y OPORTUNIDADES DEL SECTOR AGRÍCOLA

Dentro de las oportunidades del sector agrícola destacan los sistemas agrivoltaicos, también conocidos como sistemas agrovoltaicos, agrofotovoltaicos, sistemas AgroPV y Agri-PV. Estos sistemas ofrecen una solución innovadora y holística al integrar la generación de energía solar con actividades agrícolas en un mismo terreno¹⁴. Cabe mencionar que estos sistemas pueden entenderse como parte de las soluciones energéticas descentralizadas analizadas en la Sección 3.3.4. Sin embargo, se ha decidido presentar su análisis en esta sección ya que su implementación nace como oportunidad desde el sector agrícola.

¹³ INE, 2023.

¹⁴ Barron-Gafford et al., 2019.

Para superar la competencia por los recursos de tierra entre los paneles solares fotovoltaicos y la agricultura¹⁵, proponen un enfoque novedoso denominado "sistemas agrivoltaicos". Este enfoque implica la instalación de paneles solares junto con la producción de cultivos alimentarios en una misma unidad de tierra, con el objetivo de optimizar la eficiencia en el uso del suelo. Estos sistemas permiten el uso dual de la tierra, posibilitando la generación de electricidad a través de paneles fotovoltaicos elevados mientras se lleva a cabo la producción agrícola en la misma parcela¹⁶.

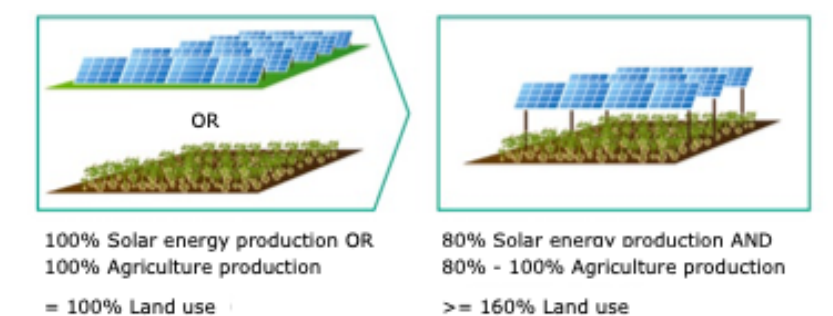


Figura 31. Doble uso de suelo de un Sistema agrivoltaico.¹⁷

La capacidad global instalada de agrivoltaica ha aumentado de manera exponencial, pasando de 0,05 GWp en 2012 a aprox. 2,9 GWp en 2018 y más de 14 GWp en 2021. Actualmente, la instalación de un sistema fotovoltaico montado en suelo se ha convertido en el recurso renovable más barato para la generación de electricidad a costa de las tierras agrícolas¹⁸.

Desde una perspectiva de viabilidad técnica, se están explorando diferentes enfoques, como la instalación de módulos fotovoltaicos sobre los cultivos en sectores como horticultura, fruticultura y cultivos anuales¹⁹. Asimismo, se están investigando sistemas verticales cercanos al suelo, que permiten el cultivo entre las filas combinado con praderas y cultivos anuales²⁰.

Uno de los efectos más visibles de los sistemas agrivoltaicos es la posibilidad de reducir la radiación que llega a nivel de suelo, especialmente la radiación de onda corta²¹, tanto debajo de los paneles como entre las filas, en comparación con la referencia fuera del sistema²². Otro impacto positivo es la capacidad de los paneles para proporcionar sombra a los cultivos, lo que puede mejorar la resistencia de las plantas al cambio climático²³. De particular interés es el impacto positivo frente a eventos climáticos extremos, tales como lluvias torrenciales, granizos, olas de calor, olas de frío, entre otros.

¹⁵ Dupraz et al., 2011.

¹⁶ Chamara & Beneragama, 2020.

¹⁷ Chamara and Beneragama, 2020.

¹⁸ Giri et al., 2021.

¹⁹ Trommsdorff et al., 2021; Willockx et al., 2022.

²⁰ Campana et al., 2021; Katsikogiannis et al., 2022.

²¹ Vervloesem et al., 2022.

²² Liu et al., 2019; Marrou et al., 2013.

²³ Al Mamun et al., 2022.

En Chile resultados de investigación del Instituto Fraunhofer Chile (2023) demuestran que existen beneficios para la agricultura que se pueden ver en la siguiente figura.



Figura 32. Impactos en la agricultura de los sistemas agrivoltaicos. Fuente: Fraunhofer-Chile, 2023.

La siguiente figura muestra las iniciativas actuales en Chile de sistemas agrivoltaicos, destacando el proyecto de PFV Ayla Solar que corresponde a una plantación de cerezos de carácter industrial.

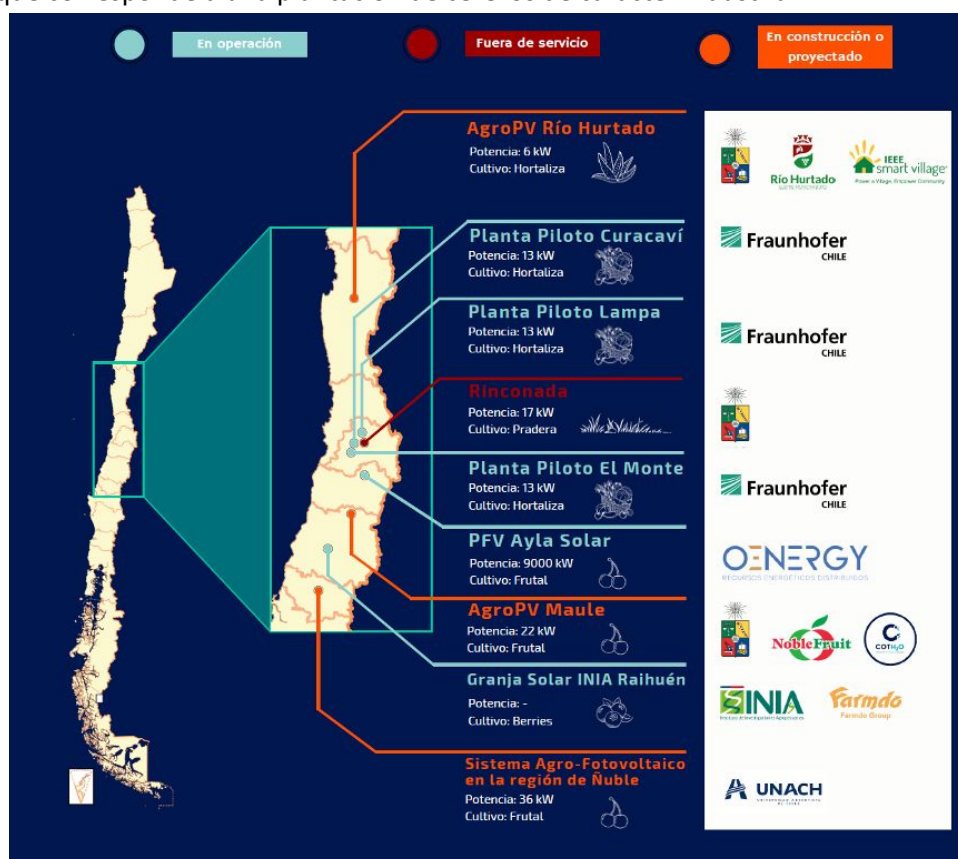


Figura 33. Mapa de proyectos agrivoltaicos en Chile. Fuente: Elaboración propia, Giovanni Benedetto, Centro de Energía Universidad de Chile.

Trabajos recientes en este ámbito, junto con proyectos demostrativos a nivel nacional y mundial, plantean las siguientes oportunidades y desafíos para el desarrollo de los sistemas agrivoltaicos:

Productividad y rendimiento de los cultivos:

- Efectos del sombreado: Se dispone de estrategias que permiten hoy desarrollar soluciones agrivoltaicas donde el sombreado parcial permite el cultivo de cerezos y la producción de energía eléctrica en un mismo espacio territorial (ejemplo Ayla Solar²⁴). Se busca estudiar cómo los diferentes niveles de sombreado de los paneles solares afectan a varios tipos de cultivos, sus tasas de crecimiento y el rendimiento general.
- Alteración del microclima: Se dispone de información del tipo de alteración de microclima para zonas climáticas y cultivos específicos, incluidos datos de localidades de Chile. Asimismo, existe potencial de investigar los cambios en las condiciones microclimáticas, como la temperatura, la humedad y la humedad del suelo, bajo los paneles solares y sus impactos en los cultivos.

Eficiencia de los paneles solares:

- Configuración de los paneles: Ya se dispone de evaluaciones de eficiencia para distintos tipos de diseños y estrategias de seguimiento. Asimismo, es conveniente examinar otras configuraciones de paneles solares (por ejemplo, fijos, rotativos, semitransparentes) para maximizar tanto la producción de energía como la productividad agrícola.
- Efectos de enfriamiento: Se dispone de resultados de impacto de microclima en la temperatura de los cultivos y paneles. Sin embargo, se sugiere seguir explorando cómo la presencia de vegetación debajo de los paneles puede enfriar los paneles, aumentando potencialmente su eficiencia.

Viabilidad económica:

- Análisis de costo-beneficio: Ya existen estimaciones del beneficio que presenta la doble cosecha (energía y alimento) en un mismo espacio territorial a partir de sistemas agrivoltaicos. Se busca disponer de análisis financieros adicionales para comparar los beneficios económicos de los sistemas agrivoltaicos combinados frente a la agricultura tradicional y las instalaciones solares independientes, en casos específicos del territorio nacional.

Impactos ambientales:

- Biodiversidad: Si bien se dispone de resultado preliminares de posibles impactos en la biodiversidad de los sistemas agrivoltaicos, se requiere estudiar en mayor profundidad los efectos de los sistemas agrivoltaicos en la biodiversidad local, incluidos los organismos del suelo, los polinizadores y otras especies silvestres.
- Uso de recursos: La experiencia internacional ofrece orientaciones sobre el uso de agua, fertilizantes y pesticidas en los sistemas agrivoltaicos en comparación con las prácticas agrícolas tradicionales. Se requiere profundizar en estos análisis para el contexto específico internacional.

²⁴ https://oenergy.cl/files/0224_Brochure%20Ayla%20Solar-ENG.pdf

Innovaciones tecnológicas:

- Tecnología de paneles: Si bien se dispone de resultados para un conjunto de tecnologías existentes, se requiere desarrollar y probar nuevos tipos de paneles solares diseñados específicamente para sistemas agrivoltaicos, como paneles bifaciales o aquellos con transparencia ajustable.
- Integración de sistemas: Junto con integrar las prácticas ya sugeridas a nivel internacional, se requiere crear sistemas integrados que optimicen la interacción entre las prácticas agrícolas y la producción de energía solar en el contexto nacional.

Aspectos sociales y políticos:

- Adopción por parte de los agricultores: A partir de modelos que ya han funcionado en otros países, se sugiere trabajar para comprender en mayor profundidad los factores sociales que influyen en la aceptación y adopción de los sistemas agrivoltaicos por parte de los agricultores.
- Política y regulación: A partir de la experiencia de Ayla Solar se sugiere formalizar el procedimiento normativo para poder llevar a cabo este tipo de proyectos en el territorio nacional (permisos, compensaciones, entre otros).

La eficiencia de conversión de energía de los sistemas agrivoltaicos varía según el diseño del sistema, la disposición de la instalación, la tecnología de los módulos PV, entre otros. Se ha observado que sistemas instalados en el suelo (*ground mounted*) proporcionaron un promedio global de 0,87 MW/ha²⁵. Por otra parte, según las últimas guías para Agri-PV de Fraunhofer ISE, la capacidad potencial de Europa sería de 1700 GWp, asumiendo una capacidad instalada de 0,25 MW/ha. Next2Sun declara que la capacidad instalada de sus sistemas Agri-PV en tierras de pastoreo es de 0,4 MW/ha. A partir de una amplia variedad de proyectos Agri-PV realizados, el rango obtenido para la potencia de PV instalada oscila entre 0,2 y 0,9 MW/ha, según el diseño del sistema²⁶ (Ali Khan Niazi & Victoria, 2023) señalan que la orientación vertical y el seguimiento de un solo eje producen una irradiancia más uniforme en el suelo, y presenta una capacidad de alrededor de 30 W/m², esto es de 0,3 MW/ha.

A pesar del aumento de la investigación en sistemas agrivoltaicos, aún existen desafíos técnicos que deben abordarse en Chile. Esto incluye la maximización de la generación de electricidad sin afectar negativamente el rendimiento de los cultivos. Asimismo, los sistemas agrivoltaicos aún no están bien incorporados en las políticas nacionales y los planes estratégicos en Chile. Sería recomendable que se otorgara más atención a la función del agrivoltismo como una forma innovadora de despliegue de energía solar que respalda tanto la producción de electricidad como de cultivos. Además, sería deseable contar con un apoyo financiero específico para la implementación de sistemas agrivoltaicos, esto, luego de un análisis técnico -económico caso a caso que muestran que los proyectos son rentables²⁷.

²⁵ Bolinger and Bolinger, 2022.

²⁶ Chatzipanagi, et al, 2023.

²⁷ Centro de Energía, 2023.

D. IDENTIFICACIÓN DE ACTORES RELEVANTES DEL SECTOR EN LA REGIÓN (EXPORTACIONES, EMPRESAS SII)

La agricultura y la silvicultura son algunas de las actividades más relevantes de la Región de Ñuble y ocupan una parte significativa de las exportaciones regionales, del empleo regional y de las empresas regionales.

EMPLEO REGIONAL EN EL SECTOR AGRÍCOLA

La información de ocupación en el área de Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca, se muestra en la siguiente tabla. Se observa allí que este sector ha tenido una participación respecto a la ocupación total de la región de un 23% para el 2017, llegando a una participación del 25% el 2019 pero desde allí ha habido una caída en la participación de la ocupación agrícola en forma sostenida llegando al 20% el año 2023. Es decir, el sector agrícola en ocupación ha sido cada vez menos relevante. Esto se puede ver ya sea a una merma en la producción agrícola o una mayor eficiencia por el uso de la tecnología.

Tabla 5. Población ocupada por rama de actividad económica de agricultura, en miles de personas. Fuente: Encuesta Nacional de Empleo, INE-Chile.

Año	Población ocupada (miles de personas)	Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca (miles de personas)	Agricultura (miles de personas)	Participación
2017	235,65	53,11	45,52	23%
2018	228,23	57,35	47,24	25%
2019	237,42	59,71	47,61	25%
2020	234,11	53,55	43,72	23%
2021	208,42	46,08	38,21	22%
2022	219,25	46,02	42,35	21%
2023	220,75	44,07	36,40	20%

EXPORTACIONES

Las exportaciones de alimentos en la Región de Ñuble fueron el año 2022 de más de 300 millones de dólares y han crecido fuertemente a tasas promedio anual de 73% entre el 2019 y el 2022. Están orientadas principalmente hacia los *berries*, como son los arándanos en su versión fresca y congelada, las frambuesas y frutillas. También se exportan la inulina y otras frutas congeladas, además de espárragos, rosa mosqueta, azúcar, moras, cerezas, avellanas, frutos secos, entre muchos otros como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6. Principales exportaciones de alimentos de la Región de Ñuble, años 2018-2022. Fuente: Servicio Nacional de Aduanas.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% Var. 22/21	Dif. mill US\$ 22/21
Ñuble			5,37	104,69	203,70	334,60	335,07	0%	0,47
Arándanos congelados			0,00	1,30	31,57	65,36	66,48	2%	1,13
Arándanos frescos			2,22	19,34	33,28	61,53	47,71	-22%	-13,82
Inulina			0,00	36,02	44,48	52,80	42,11	-20%	-10,69
Frambuesas congeladas			0,42	1,44	12,97	26,31	39,78	51%	13,47
Frutillas congeladas			0,10	2,57	18,17	28,36	27,90	-2%	-0,46
Frutas congeladas, las demás			0,08	0,29	8,24	21,47	18,47	-14%	-3,00
Rosa mosqueta			1,10	8,89	8,91	13,28	17,80	34%	4,52
Espárragos congelados			0,15	1,46	5,70	12,61	14,51	15%	1,91
Azúcar			0,00	14,45	8,75	16,72	13,57	-19%	-3,15
Moras congeladas			0,08	0,37	3,30	7,56	12,13	61%	4,57
Manzanas frescas			0,00	2,49	6,55	5,23	5,55	6%	0,32
Cerezas frescas			0,00	3,93	4,30	4,58	4,55	-1%	-0,03
Avellanas			0,00	0,00	0,00	0,00	4,01	-	4,01
Frutos secos (cocos, castañas, pistachos, mani)			0,00	0,11	0,71	3,68	3,79	3%	0,11
Kiwis frescos			0,00	0,61	1,54	2,03	2,33	15%	0,31
Berries congelados (mix y demás berries)			0,05	0,76	0,94	0,98	2,03	108%	1,05
Nueces			0,00	1,15	2,32	2,61	1,74	-34%	-0,87
Aceite de rosa mosqueta			0,72	2,45	2,73	1,54	1,51	-2%	-0,03
Hongos y trufas (setas) congelados			0,00	0,00	0,03	0,41	0,98	139%	0,57
Vino tinto embotellado, demás			0,02	0,01	0,29	0,45	0,78	70%	0,32
Hongos y trufas (setas) frescos			0,00	0,10	0,10	0,41	0,69	70%	0,28
Jibias			0,00	0,00	0,18	0,13	0,68	409%	0,54
Vino blanco a granel			0,00	0,08	0,10	0,21	0,64	209%	0,43
Vino tinto, embotellado, mezclas			0,05	0,44	0,46	0,60	0,60	0%	0,00
Vino embotellado, los demás			0,01	0,06	0,02	0,38	0,53	39%	0,15
Maqui congelado			0,00	0,00	0,00	0,48	0,46	-4%	-0,02
Vino tinto, Cabernet sauvignon, embotellado			0,01	0,08	0,15	0,16	0,45	183%	0,29
Vino blanco embotellado (Riesling, Pinot Blanc, mezclas y otros)			0,00	0,08	0,31	0,12	0,37	196%	0,24
Vino blanco, Chardonnay, embotellado			0,01	0,05	0,06	0,25	0,36	45%	0,11
Plantas medicinales y/o industriales, las demás			0,00	0,14	0,06	0,13	0,28	111%	0,15
Cerveza			0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	-	0,26
Peras frescas			0,00	0,54	0,48	0,49	0,25	-48%	-0,24
Frutas deshidratadas, las demás			0,00	0,27	0,20	0,17	0,22	32%	0,05
Carne de bovinos			0,00	0,00	0,00	0,52	0,18	-65%	-0,34
Los demás berries frescos (grosellas, cranberries y otros)			0,00	0,00	0,03	0,03	0,16	530%	0,14
Hongos y trufas (setas) deshidratados			0,11	0,34	0,12	0,15	0,13	-10%	-0,01
Pasas			0,00	0,00	0,02	0,00	0,13	-	0,13
Frutas en conserva (agrios, damascos, arándanos, uvas, kiwis, mezclas)			0,00	0,00	0,06	0,06	0,09	42%	0,03
Cebollas frescas			0,00	0,30	0,29	0,25	0,09	-66%	-0,16
Juqos de frutas (piña, frambuesa, pera, kiwi)			0,00	0,00	0,04	0,42	0,08	-80%	-0,34
Vino blanco, Sauvignon blanc, embotellado			0,01	0,00	0,09	0,06	0,08	28%	0,02
Juqo y mosto de uva			0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	-	0,06
Vino tinto, Carmenère, embotellado			0,01	0,05	0,16	0,10	0,06	-45%	-0,05
Frutillas en conserva			0,00	0,00	0,03	0,05	0,05	-4%	0,00
Frutillas frescas			0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	-	0,05

La siguiente tabla muestra el número de empresas en cuanto a las ventas anuales y el número de trabajadores asociado a la actividad agrícola para distintos rubros. Se observa que, en ventas anuales, el rubro más importante es el de cultivo de plantas no perennes, seguido de la extracción de madera y de las actividades de apoyo a la agricultura y la ganadería. En relación al número de trabajadores es el cultivo de plantas perennes y los servicios de apoyo a la silvicultura los que se concentran la mayor cantidad de trabajadores ocupados.

Tabla 7. Empresas de Ñuble que participan en la actividad agropecuaria por rubro. Fuente: SII, año 2022.

Subrubro económico	Número de empresas	Ventas anuales en UF	Número de trabajadores dependientes informados
011 - Cultivo de plantas no perennes	3.452	6.813.754	6.715
022 - Extracción de madera	89	4.593.157	1.212
016 - Actividades de apoyo a la agricultura y la ganadería y actividades poscosecha	354	4.516.086	1.796
012 - Cultivo de plantas perennes	1.217	4.451.146	19.013
015 - Cultivo de productos agrícolas en combinación con la cría de animales	1.779	3.912.741	6.553
024 - Servicios de apoyo a la silvicultura	268	3.751.685	7.375
014 - Ganadería	449	2.730.433	954
021 - Silvicultura y otras actividades forestales	37	274.506	167
013 - Propagación de plantas	100	96.235	132
023 - Recolección de productos forestales distintos de la madera	18	17.848	15
031 - Pesca	2	*	29
032 - Acuicultura	3	*	0

La siguiente tabla muestra las comunas de la Región de Ñuble en función de sus ventas anuales y el número de trabajadores, para la actividad agrícola. En cuanto a ventas, la más relevante es Chillán, seguido de Coihueco, Bulnes, Ránquil y San Carlos. Pero en número de empresas, es más importante San Carlos ya que concentra 1.423 empresas.

Tabla 8. Empresas por comuna. Fuente: SII, año 2022.

Comuna del domicilio o casa matriz	Provincia del domicilio o casa matriz	Número de empresas	Ventas anuales en UF	Número de trabajadores dependientes informados
Chillán	Diguillín	1.088	11.998.736	12.940
Coihueco	Punilla	860	3.177.954	11.283
Bulnes	Diguillín	463	2.740.943	2.699
Ránquil	Itata	158	2.184.780	418
San Carlos	Punilla	1.423	2.044.327	4.218
El Carmen	Diguillín	494	1.346.806	1.932
San Ignacio	Diguillín	465	1.001.342	1.921
Coelemu	Itata	287	974.541	484
Chillán Viejo	Diguillín	112	942.439	693
Pinto	Diguillín	292	818.103	1.470
Yungay	Diguillín	170	809.628	1.777
San Nicolás	Punilla	306	678.546	1.677
Ñiquén	Punilla	592	645.862	695

Comuna del domicilio o casa matriz	Provincia del domicilio o casa matriz	Número de empresas	Ventas anuales en UF	Número de trabajadores dependientes informados
Pemuco	Diguillín	179	542.620	254
Quillón	Diguillín	348	379.702	84
Quirihue	Itata	139	275.592	417
Portezuelo	Itata	111	183.033	270
Trehuaco	Itata	68	141.179	149
San Fabián	Punilla	60	135.850	352
Ninhue	Itata	100	100.826	179
Cobquecura	Itata	53	48.808	49

3.2.3 FORESTAL

A continuación, se presenta las principales características del sector forestal de la región del Ñuble, además de las barreras y oportunidades que experimenta el sector frente a su desarrollo.

A. VISIÓN

En el análisis de la distribución del uso de suelo en la región de Ñuble para el año 2020, se destaca una variedad de categorías que revelan la complejidad de su paisaje.

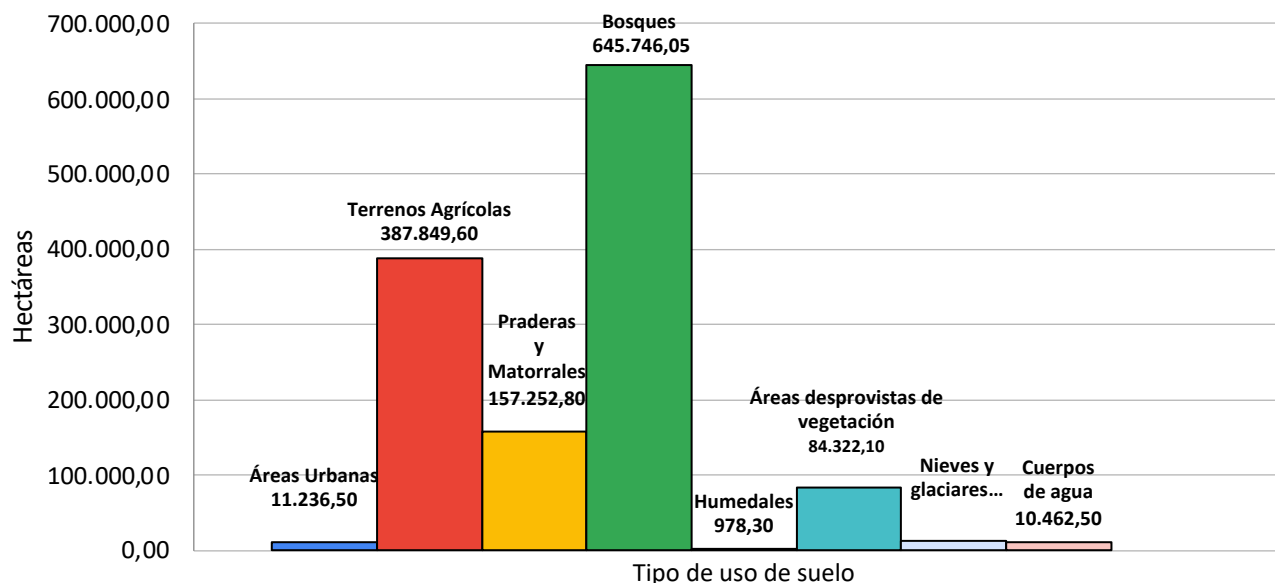


Figura 34. Distribución de superficie de la Región de Ñuble por tipo de uso de suelo al año 2020. Fuente: Elaboración propia en base a Informe Catastro de recursos vegetacionales nativos de Chile, Conaf, 2021.

Los bosques se erigen como el elemento dominante, ocupando una considerable extensión que representa el 36.7% del territorio regional, con un total de 645.746,05 hectáreas. Esta cifra subraya la importancia de la

cobertura forestal en Ñuble, no sólo en términos de biodiversidad, sino también como un recurso fundamental para la economía local.

Siguiendo esta tendencia, los terrenos agrícolas ocupan una porción significativa del territorio, abarcando el 22,2% con 387.849,60 hectáreas. Esta cifra refleja la vitalidad del sector agrícola en la región, destacando su contribución a la producción alimentaria y económica local. Por otro lado, las áreas desprovistas de vegetación, aunque ocupan una menor extensión en comparación, aún representan un importante 15,5% del territorio, evidenciando la presencia de suelos poco propicios para el crecimiento vegetal. Las praderas y matorrales también juegan un papel significativo, cubriendo el 9,0% del territorio con 157.252,80 hectáreas, lo que resalta la importancia de estos ecosistemas para la biodiversidad regional y el equilibrio ecológico.

En contraste, las áreas urbanas e industriales, aunque ocupan un espacio más reducido con un 2,0% del territorio y 11.236,50 hectáreas, denotan un crecimiento moderado en términos de desarrollo urbano e industrial en la región. En cuanto a los humedales, cuerpos de agua, nieves y glaciares, aunque ocupan extensiones menores en términos absolutos, su presencia es vital para la regulación del ciclo hidrológico y la conservación de la biodiversidad. Estas categorías representan el 0,1%, 0,1%, y 2,2% del territorio respectivamente.

Ahora bien, al indagar en la superficie por tipo de bosques, la distribución se desglosa de la siguiente manera: las plantaciones forestales ocupan aproximadamente el 59% del total con 380.714 ha, seguidas por el bosque nativo (247.979 ha), que representan alrededor del 38%. Los bosques mixtos, aunque en menor medida, constituyen cerca del 2,6% de la superficie forestal de la región. Esta composición revela que las plantaciones forestales son el tipo de cobertura más extendida en Ñuble, seguido de cerca por los bosques nativos, mientras que los bosques mixtos, aunque menos comunes, también contribuyen significativamente al paisaje forestal regional.

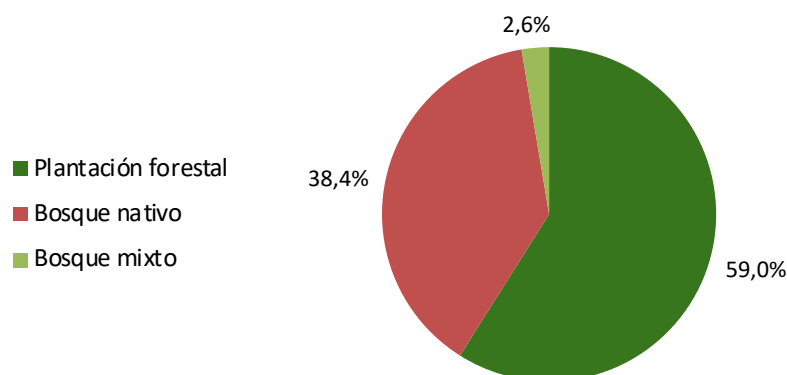


Figura 35. Superficie regional por tipo de bosques al año 2020. Fuente: Elaboración propia en base a Informe Catastro de recursos vegetacionales nativos de Chile, Conaf, 2021.

Al visualizar la geolocalización de las plantaciones forestales, vemos que estas se distribuyen en toda la región, pero principalmente en la provincia de Itata, tal como se muestra a continuación.

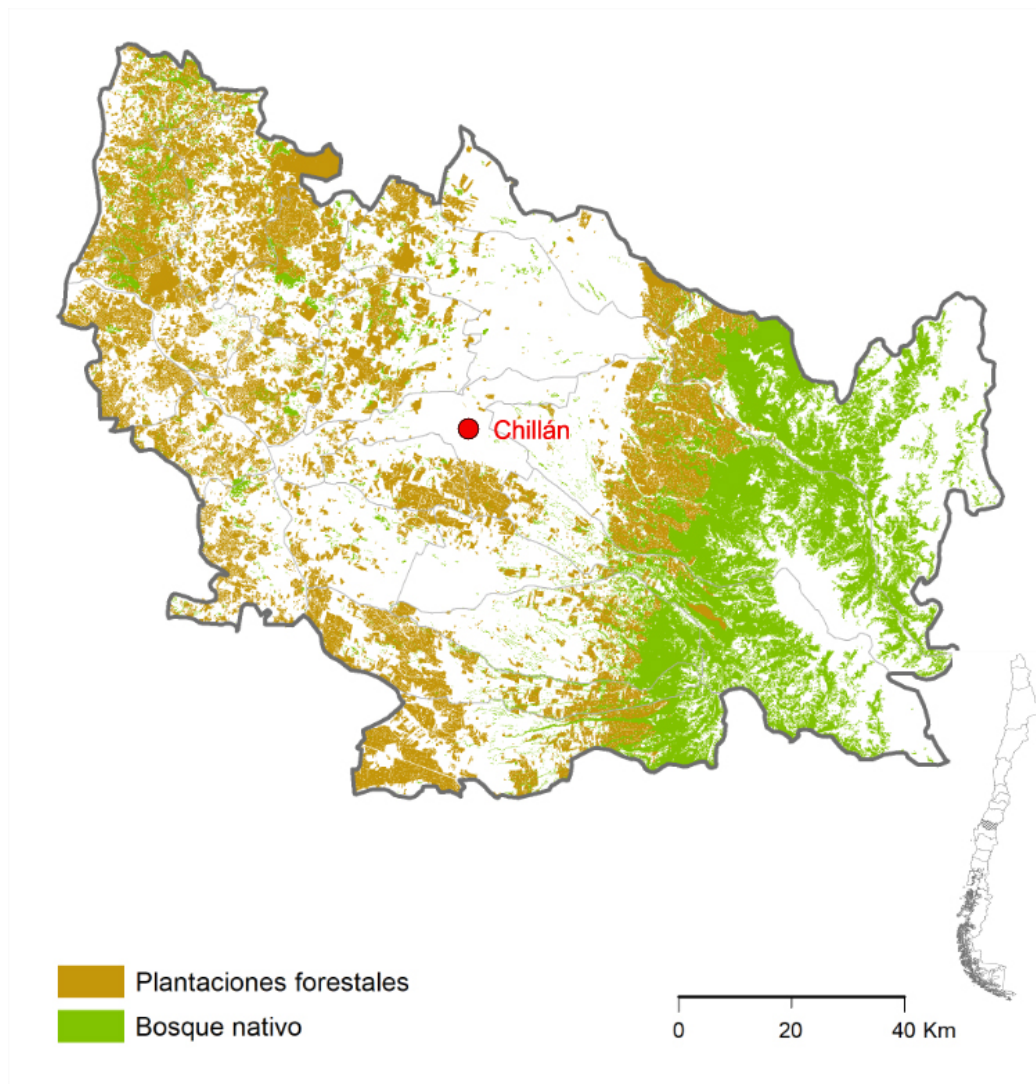


Figura 36. Geolocalización de plantaciones forestales. Fuente: Estadísticas forestales. Infor 2024 en base a Censo 2017.

Por otro lado, el análisis de la evolución de la superficie forestada y reforestada en la región de Ñuble revela tendencias significativas a lo largo de los años registrados, desde el 2000 hasta el 2022, según el catastro de CONAF.

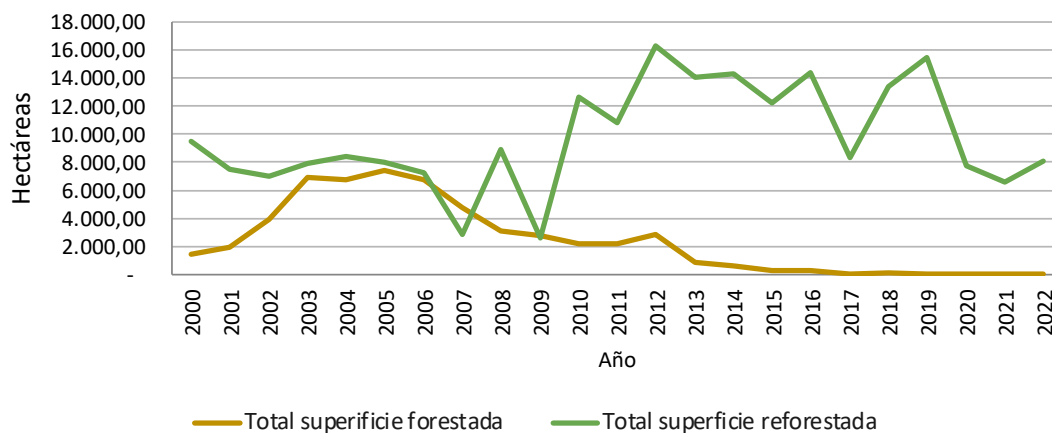


Figura 37. Comparación entre superficie forestada y superficie reforestada entre 2020 y 2022. Fuente: Elaboración propia a partir de base de datos Plantaciones forestales de 1998 a 2016, Informe de Plantaciones Forestales 2022, base de datos y documentos obtenidos en la Corporación Nacional Forestal de Chile (CONAF).

En términos de superficie forestada, podemos notar un incremento gradual desde el año 2000 hasta aproximadamente el año 2006, alcanzando un máximo de 7.373,96 unidades en 2005. Sin embargo, a partir de 2007, esta cifra comienza a disminuir de manera constante, con fluctuaciones menores, llegando a 0 unidades en 2020 y 2022. Por otro lado, la superficie reforestada muestra una tendencia diferente. Comienza en 9.518,56 unidades en 2000 y experimenta cierta variabilidad en los primeros años, pero luego muestra un aumento significativo a partir de 2010, alcanzando un pico en 2019 con 15.506,22 unidades. Luego, esta cifra disminuye en 2020 y 2021, aunque aún se mantiene por encima de los niveles observados entre 2000 y 2010.

En general, observamos un patrón de disminución en la superficie forestada y un aumento en la superficie reforestada a lo largo del período analizado. Este cambio puede estar influenciado por factores como la deforestación, políticas de reforestación y cambios en la cobertura vegetal debido a actividades humanas y naturales. Al analizar el promedio de superficie forestada y reforestada por comuna en el período de 2000 a 2016, podemos identificar patrones interesantes.

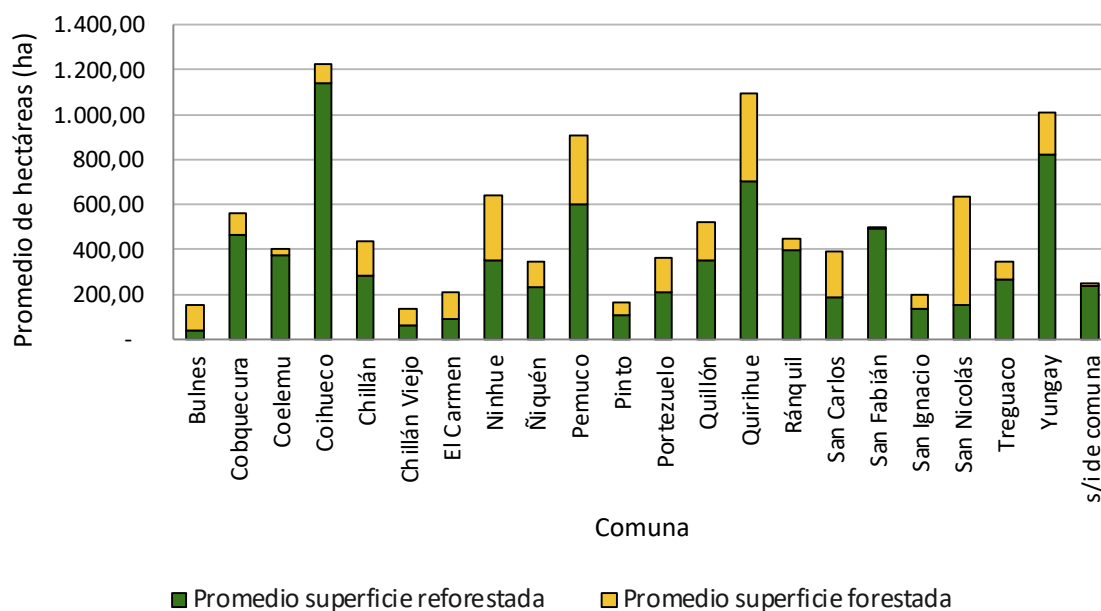


Figura 38. Evolución en promedio de superficie reforestada y forestada entre 2000 y 2016. Fuente: Elaboración propia a partir de base de datos de Plantaciones forestales de 1998 a 2016, CONAF.

Destaca que algunas comunas tienen un promedio significativamente mayor de superficie reforestada en comparación con otras, lo que sugiere una mayor actividad de reforestación en esas áreas. Por ejemplo, Yungay muestra el promedio más alto de superficie reforestada con 821,04 hectáreas, seguido por Quirihue con 701,53 hectáreas y Pemuco con 600,15 hectáreas. Estas comunas parecen haber dado prioridad a la reforestación como una estrategia de gestión forestal. Por otro lado, también es importante observar las comunas con un promedio más alto de superficie forestada en general. San Nicolás lidera con un promedio de 483,43 hectáreas de superficie forestada, seguido de Quirihue con 392,80 hectáreas y Pemuco con 308,52 hectáreas. Al evaluar las plantaciones forestales anuales entre 2019 a 2022 se visualiza una clara tendencia a la baja con una leve alza en 2022, mostrando posibles impactos de la pandemia en la industria forestal.

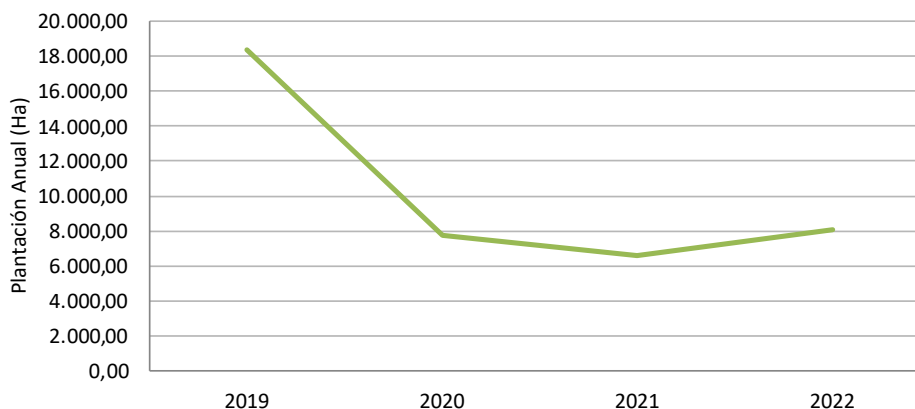


Figura 39. Plantación Anual en la Región de Ñuble entre el año 2019 y 2022. Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas forestales, Infor, 2024.

En contraste, la producción de madera aserrada se ha mantenido relativamente estable, sobre los 1.100 m3, con un peak en 2021, y la ocupación laboral en el sector ha ido al alza con más de 4.000 personas ocupadas en el sector forestal en 2022.

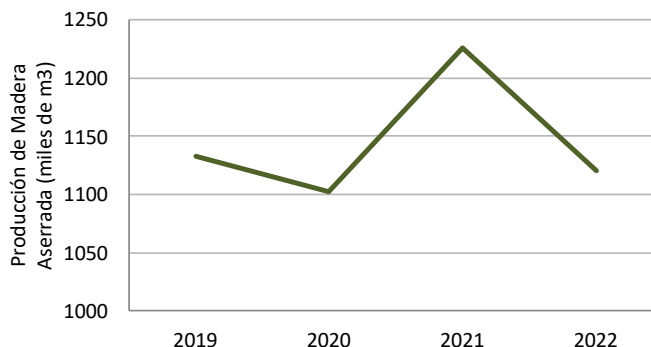


Figura 40. Evolución de la Producción de Madera Aserrada entre el año 2019 y 2022. Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas forestales, Infor, 2024.

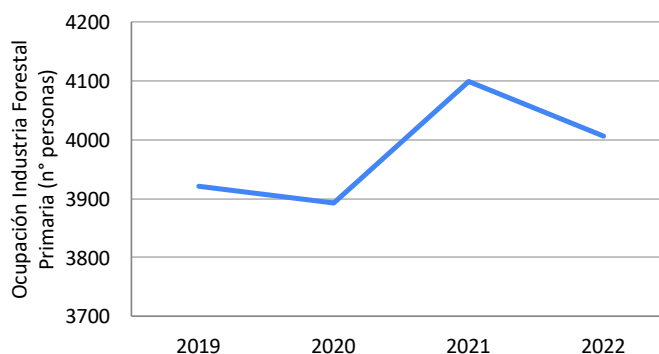


Figura 41. Evolución de la ocupación laboral en la Industria Forestal entre el año 2019 y 2022. Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas forestales, Infor, 2024.

En resumen, el análisis revela un panorama complejo, donde los bosques dominan, seguidos por terrenos agrícolas, áreas desprovistas de vegetación y praderas. Dentro de la superficie de bosques, las plantaciones forestales representan el 59% de la superficie. Asimismo, al estudiar la evolución de plantaciones forestales, se evidencia una disminución en la superficie forestada y un aumento en la reforestación, indicando cambios significativos en el paisaje y políticas activas de reforestación. Además, las disparidades en la gestión forestal entre comunas resaltan la necesidad de estrategias locales adaptadas. Si bien, en los últimos años, las plantaciones forestales han ido a la baja probablemente producto de la pandemia, la producción de madera aserrada se ha mantenido estable y la ocupación laboral muestra tendencia al alza. Estos hallazgos, permiten visualizar las dinámicas específicas de la gestión forestal en la Región de Ñuble y dan luces de la relevancia de este sector en la región.

La siguiente figura muestra la localización de las empresas forestales dentro de la región. Esto es coherente con el mapa sobre uso de suelo presentado anteriormente en este capítulo, donde se muestra la concentración de las plantaciones forestales en las provincias costeras y centrales.

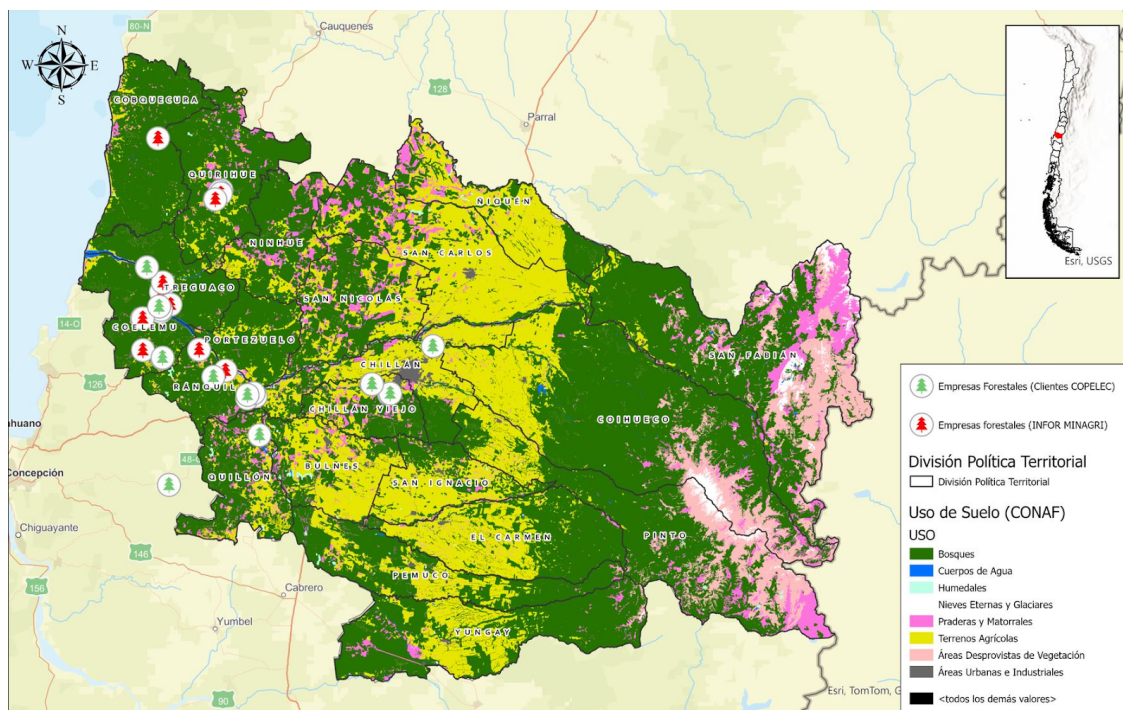


Figura 42. Localización de empresas forestales en la Región de Ñuble. Fuente: Elaboración propia.

B. BARRERAS Y OPORTUNIDADES

El sector forestal de la Región de Ñuble presenta una oportunidad para promover el desarrollo sostenible y la valoración de los recursos naturales locales. La presencia significativa actividades forestales en la región y su relevancia en las exportaciones, brinda la base para implementar prácticas de gestión forestal sostenible que generen beneficios económicos, sociales y ambientales a largo plazo. El sector es un importante motor económico en la región, proporcionando empleo a miles de personas y contribuyendo significativamente al producto interno bruto (PIB) regional. Como mencionado en el texto, aunque las plantaciones forestales han experimentado una disminución en los últimos años, posiblemente debido a la pandemia, la producción de madera aserrada se ha mantenido constante y la ocupación laboral ha mostrado un aumento. Estos indicadores destacan las dinámicas particulares de la gestión forestal en la Región de Ñuble y subrayan la importancia continua de este sector en la región.

A pesar de su importancia económica y social, el sector forestal de la Región de Ñuble enfrenta desafíos significativos relacionados con su impacto medioambiental. La actividad forestal puede tener efectos negativos en los ecosistemas naturales, la biodiversidad y la calidad del aire y el agua, lo que plantea barreras para un desarrollo forestal sostenible y responsable. La gestión forestal inadecuada y la falta de medidas preventivas pueden aumentar el riesgo de incendios forestales (ver Sección 3.3.6), causando daños irreparables a los bosques, la biodiversidad y las comunidades locales. Es necesario promover prácticas de gestión forestal sostenible que minimicen el impacto ambiental de la actividad forestal, protegiendo al mismo tiempo los recursos naturales y los servicios ecosistémicos que proporcionan.

La posibilidad de implementar soluciones descentralizadas mediante el cofinanciamiento de instrumentos de fomento ofrece una oportunidad para mejorar la sostenibilidad y la competitividad del sector. Esto podría facilitar la obtención de certificados con sello verde o cumplir con estándares internacionales de sostenibilidad, lo que abriría nuevas oportunidades en los mercados nacionales e internacionales. Sin embargo, la implementación de estas soluciones tecnológicas puede enfrentar obstáculos, especialmente en términos de financiamiento y capacidad técnica. La necesidad de instrumentos de fomento para la implementación de equipamiento asociado a redes inteligentes también sugiere la existencia de barreras financieras y técnicas que podrían limitar la adopción generalizada de estas tecnologías. Además, la falta de infraestructura adecuada y la resistencia al cambio por parte de algunos actores del sector podrían obstaculizar la implementación efectiva de estas soluciones, dificultando la maximización de su impacto en los sectores forestal y agrícola.

3.2.4 TRANSPORTE

El sector de transporte, entre los años 2018 y 2020, consumió en torno a 1.950 Tcal de energía por año de energía de la Región de Ñuble²⁸, lo que representó cerca del 26% del consumo final anual de la región. El subsector terrestre corresponde al principal consumidor de energía con fines de transporte en Ñuble, representando más del 99% del consumo de energía de este sector.

Al igual que en el resto de Chile, en la Región de Ñuble, el transporte está dominado por los combustibles derivados del petróleo, por ello, la electromovilidad emerge como un pilar fundamental para el desarrollo sostenible y la preservación del medio ambiente. En este contexto, a nivel país se definió la Estrategia Nacional de Electromovilidad 2021 (ENE)²⁹, la cual establece ejes estratégicos, así como medidas y metas específicas que permitan el desarrollo acelerado y sostenible del transporte eléctrico desde una perspectiva integral, global y participativa. Es así que, respecto del eje de la infraestructura de carga y regulación, en el 2021 se tenían instalados 3 cargadores eléctricos en la Región del Ñuble, mientras que a febrero de 2023 dicha cantidad aumentó a 5³⁰, los cuales están instalados en las comunas de Chillán Viejo (2 cargadores), San Carlos (2 cargadores), y Chillán (1 cargador).

De acuerdo con lo presentado en la ENE, la electromovilidad en el transporte público en Chile ha sido un referente a nivel mundial en lo que respecta a la incorporación de buses eléctricos en la capital, pero se debe avanzar en el desafío de llevar la electromovilidad a todo el país. Para llevar a cabo este desafío, se generarán incentivos para la incorporación de buses eléctricos al transporte público mayor urbano en la Región Metropolitana y se generará un Plan Nacional para incorporar buses eléctricos urbanos en regiones analizando distintos escenarios, identificando barreras y costos. De esta forma, se busca abordar de la mejor manera posible y definir mecanismos

²⁸ <https://energia.gob.cl/pelp/balance-nacional-de-energia>

²⁹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_nacional_de_electromovilidad_2021_0.pdf

³⁰ <https://drive.google.com/file/d/1pUIMOnyTcMKMepTbDQw6ulnVlaS-FXy0/view>

de electrificación para regiones. Con el fin de potenciar el transporte sustentable en todas sus escalas, la micromovilidad³¹ surge como una alternativa atractiva para el transporte de las personas.

En este contexto, durante los últimos años se han desarrollado algunas iniciativas para promover la electromovilidad en la región. Por ejemplo, a través del proyecto “Plan de acción para adopción de electromovilidad en Ñuble”, financiado por el fondo de Innovación para la Competitividad (FIC-R) y liderado por la Universidad Católica de la Santísima Concepción (UCSC), se evidencia un compromiso palpable con la implementación de esta tecnología en el territorio. Con la creación de una infraestructura de carga accesible tanto en zonas urbanas como rurales, se apunta a disminuir las brechas existentes y a fomentar la integración de vehículos eléctricos con diversos ámbitos, desde el transporte público hasta el turismo y la industria. Esta iniciativa no solo busca impulsar la movilidad limpia, sino también atraer inversiones y promover un modelo de desarrollo sustentable que potencie las ventajas competitivas de la región, posicionándose como un referente en el camino hacia la carbono neutralidad y el cuidado del entorno.

Además, el Gobierno Regional busca introducir la electromovilidad en el transporte público de Ñuble, a través de un proyecto conjunto entre el Ministerio de Transporte y la Asociación de Dueños de Taxibuses de Chillán³², lo que representa un avance significativo hacia un futuro más sostenible y tecnológicamente avanzado en la región. La presentación de un bus eléctrico con autonomía de 255 kilómetros y características destacables evidencia un compromiso con la eficiencia energética. Con una inversión importante y el respaldo estatal, se proyecta una transformación del transporte público regional hacia una opción más accesible y respetuosa con el medio ambiente. Asimismo, durante el 2022 la Cámara de Comercio y Turismo de Chillán se comprometió a impulsar la electromovilidad en la Región de Ñuble³³, con el fin de levantar la oferta para que los consumidores puedan adquirir los productos asociados. Esto puede contribuir a una reducción casi un 20% de las emisiones contaminantes en la región.

A. PUNTOS DE CARGA RAPIDOS DE ALTO REQUERIMIENTO DE POTENCIA INSTALADA

La demanda de energía para electromovilidad se caracteriza por puntos de carga instalados especialmente en lugares apropiados. En particular en Chile, se ha promovido su implementación a partir de proyectos liderados por el estado en servicios de transporte público de buses (urbanos, principalmente). A fines de 2022 existían alrededor de 1.200 cargadores públicos y semipúblicos instalados en todo el país, la gran mayoría de ellos ubicados en la Región Metropolitana. Cabe mencionar que un punto de carga tiene una potencia entre 7,4kW (nivel hogar o privado) y 350kW (nivel flotas).

³¹ La micromovilidad se refiere al uso de vehículos pequeños y ligeros, generalmente de propulsión eléctrica, para desplazamientos cortos en entornos urbanos. Estos vehículos pueden incluir bicicletas eléctricas, scooters eléctricos, monopatines eléctricos y otros dispositivos similares.

³² <https://goredenuble.cl/presentan-buses-electricos-que-llegaran-a-nuble-con-apoyo-de-programa-especial-del-gobierno-regional/>

³³ <https://www.cooperativa.cl/noticias/pais/region-de-nuble/chillan-gremio-del-comercio-se-suma-a-la-promocion-de-la/2022-02-01/154405.html>

La electrificación de movilidad evoluciona en forma de clústeres geográficos y por tanto hay que evaluar su impacto de demanda de potencia bajo este supuesto, que implica relacionarlo con áreas geográficas. Normalmente comienza con puntos de carga rápida para transporte público y puntos de carga rápida para multiusuarios de flotas con potencias desde los 50 kW por cargador, evolucionando rápidamente hasta sobrepasar los 350 kW (de acuerdo con el estado del arte en los países avanzados y el estándar de carga de los nuevos modelos).

En un punto de carga de flotas se debe considerar un 100% de uso en la hora cargada, asociado a la cantidad de vehículos cargando simultáneamente. En algunos lugares se dimensionan los transformadores para un factor de carga menor que la suma aritmética de los cargadores, ya que se ajustan a la demanda automáticamente, compartiendo la potencia disponible entre los vehículos en proceso de carga, ello principalmente por la alta inversión (CAPEX) de la instalación.

Los puntos de carga de transporte público son de uso exclusivo de buses y se ajustan a la logística de sus recorridos. Los puntos de carga para flotas de logística son normalmente los de uso comercial de corriente continua para multiusuario que son usados tanto por particulares como empresas.

En Chile, el transporte público de buses es concesionado a privados con restricciones de emisiones muy estrictas, con incentivo a la electrificación de flotas. Así, Santiago tiene cerca de 2.000 buses públicos eléctricos, lo que representa un 35% de la flota total, y se espera que llegue a unos 3.500 buses en el 2025 y el más del 90% al 2030, o sea unos 6.500 buses. Esto es totalmente singular en el mundo, ya que Chile tiene apenas un 1% de tasa de electromovilidad anual, muy lejos del promedio europeo, estadounidense y oriente desarrollado, pero su tasa de buses públicos está muy por encima de los mismos países.

Si estimamos un cargador rápido de 50kW por cada 5 buses (estándar normal por el ciclo de carga de los buses de recorrido) tenemos alrededor de 400 cargadores que suman una potencia de máxima de 20 MW, pero que en la práctica por el factor de uso y la flexibilidad del uso de la carga no deben superar una potencia instalada de 10MW³⁴ en Santiago.

B. PUNTOS DE CARGA AC DE HASTA 15kW

Estos puntos de carga están asociados al nivel de electrificación del mercado automotriz y se ubican, normalmente, en los domicilios, casas o departamentos de los usuarios. Usualmente comienzan en zonas de mayor nivel de ingresos y también en nuevos centros empresariales de oficinas o servicios públicos. En Chile, la tasa de electromovilidad en vehículos livianos es inferior al 1%, y se espera un crecimiento de hasta un 5% al 2030.

Actualmente se usan los cargadores programables de 7,4 kW, cuya potencia se espera que evolucione en un par de años a cerca de 14 kW. La actual tarifa BT1 es elegible hasta los 10 kW, esa potencia queda disponible en la noche y es más que suficiente para los cargadores inteligentes actuales (7,4 kW), usando una salida paralela detrás de marcador en el alimentador del domicilio para alimentar el cargador. En todos los casos se debe resguardar el

³⁴ <https://www.electromov.cl/2021/08/10/cargadores-de-vehiculos-electricos-de-uso-privado-crecen-seis-veces-este-ano/>

dimensionamiento del cable y estándares del alimentador según reglamento. El cargador se programa a cierto horario y se ajusta a la potencia disponible después del uso domiciliario.

Hay que tener en cuenta que los nuevos vehículos (2022 en adelante) tienen capacidad de carga de más de 150KW. Se sugiere tener en cuenta la evolución en los nuevos cargadores domiciliarios alcanzando potencias de 12-14 kW, lo que llevaría a superar la potencia máxima de la tarifa BT1 (10kW), la que deberá modificarse aprovechando, por ejemplo, el uso horario complementario al hogar con un nuevo nivel de potencia.

C. RECOMENDACIÓN DE PLANIFICACION URBANA

Para el caso de la Región de Ñuble, podría considerarse como referencia a Antofagasta, donde se está empezando a instalar un plan parecido al de Santiago, con inicialmente 40 buses eléctricos³⁵ y un centro de carga de 10 cargadores de 150kW, cada uno determina una demanda de potencia de aproximadamente 1,5 MW en la hora cargada. La demanda de puntos de carga de flotas, principalmente de uso público será absorbida por el sector privado que se dedica a esta industria lo que eventualmente vendrá en etapas posteriores al gran centro de carga de buses urbanos y podría usarse igual mecanismo, buscando puntos probables en zonas de estaciones de gasolina. Por último, respecto al consumo privado, hoy en día no es radical ya que el empalme de 10 kW residencial permite un uso de hasta 40 A (BT1) usando los cargadores DC de autos con uso alternativo nocturno y control de consumo marginal inteligente de 7,5 kW.

3.2.5 VENTA DE COMBUSTIBLES FÓSILES

La Figura 43 (izquierda) muestra las ventas mensuales por tipo de combustible líquido que se realizaron en la Región de Ñuble en el año 2022. Las ventas totales de combustibles líquidos no varían en forma importante. El Petróleo Diésel A1 es el tipo de combustible líquido más consumido, seguido del Petróleo Diésel B1 y luego la Gasolina 93. Los tres combustibles concentran el 75,6 % de las ventas del 2022. Estos combustibles líquidos son utilizados principalmente en el sector de transporte. Por su parte, la Figura 43 (derecha) muestra las ventas mensuales de gas licuado de petróleo que se realizaron en la Región de Ñuble en el año 2022. Se observa un importante aumento en los meses de invierno, especialmente el gas envasado. Esto puede ser atribuido a que este tipo de combustible se utiliza principalmente en usos de calefacción doméstica (agua, ambiente).

³⁵ Buses urbanos para transporte público con capacidad para 72 pasajeros y 28 asientos, con un consumo de aproximado de 1 kWh/km, sin emisión de CO₂ adicionales, con BESS de 250 kWh y un rango de unos 150 km de autonomía. Como referencia, un bus diésel -expresado en energía- consume unos 3 kWh/km, unas 3 veces un bus eléctrico, y emite 1,2 kg CO₂ por km.

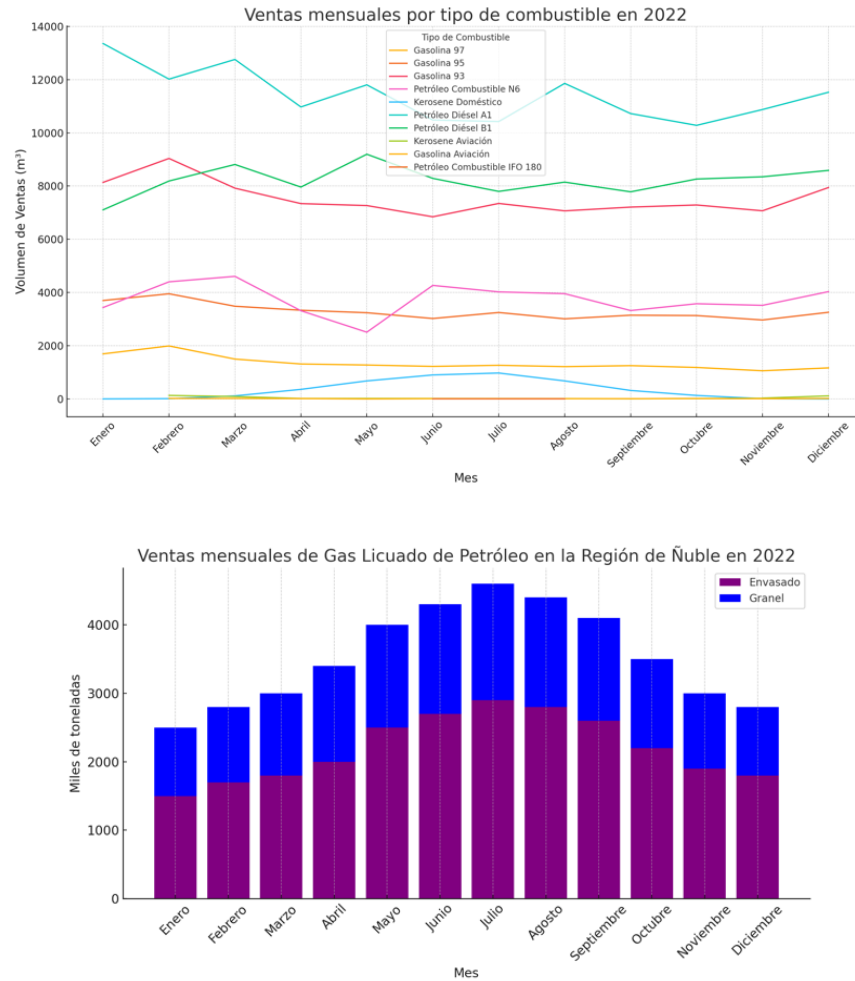


Figura 43. Venta de combustibles líquidos (arriba) y de gas licuado (abajo) en la Región de Ñuble durante 2022. Fuente: SEC.

De acuerdo a información alojada en estadísticas del Ministerio de Energía, mostrada en la figura siguiente, la estructura proporcional del consumo de combustibles fósiles en Ñuble es significativa en comparación con otros tipos de energía, así mismo con relación a la distribución en otras regiones. La participación del consumo de petróleo resulta proporcionalmente más elevada que en la región del Biobío. Lo mismo ocurre para el caso de la región del Maule, cuya explicación puede deberse al alto uso de maquinaria agrícola y generadores de electricidad que son abastecidos con este tipo de combustible.

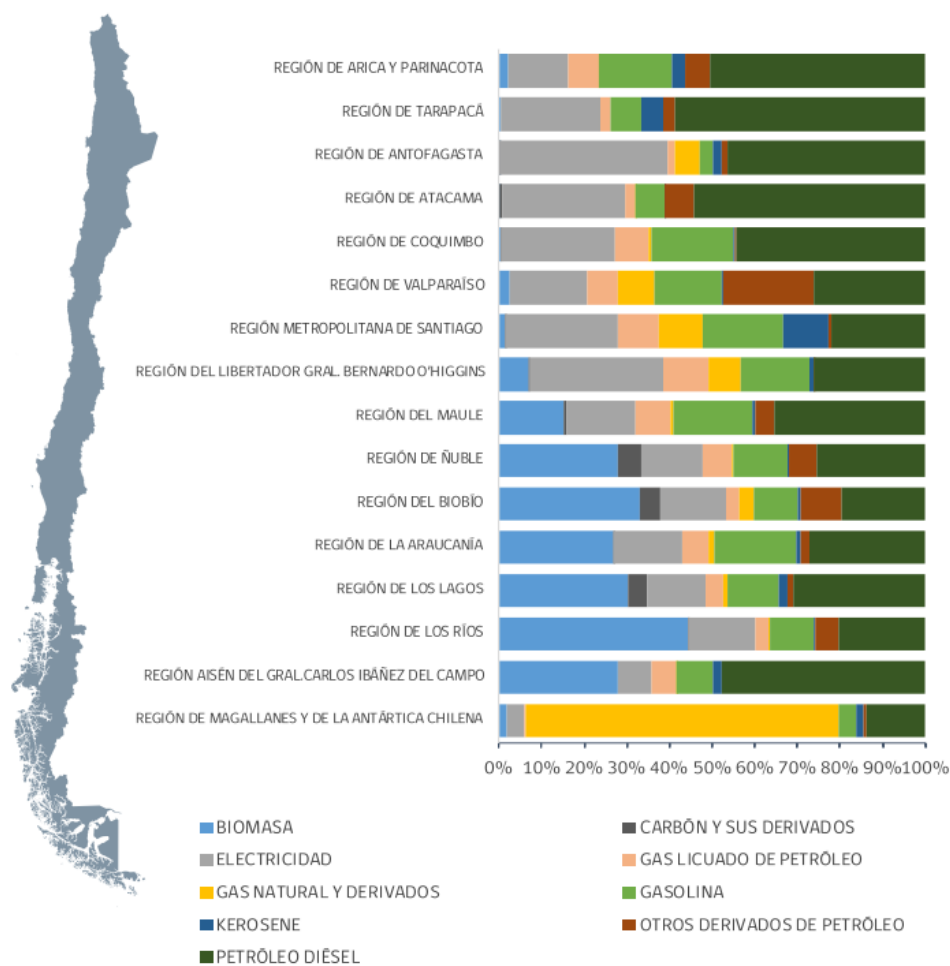


Figura 44. Distribución regional del consumo final por combustible (Tcal). Fuente: Balance Anual de Energía, Ministerio de Energía.

Sin embargo, Ñuble ha tenido un elevado incremento del consumo de combustibles líquidos, en comparación con el consumo nacional. El gráfico de la Figura 45 construido por la Comisión Nacional de Energía con datos desde 2019 a junio 2022, último periodo con información disponible, refleja la fuerte tendencia del consumo. Las causas de esta alza, como se comentó anteriormente, pueden estar asociadas al alto uso de maquinaria agrícola y generadores de electricidad que son abastecidos con combustible líquidos como Petróleo Diesel A1, Petróleo combustible 6, entre otros que se visualizan en la figura 44.

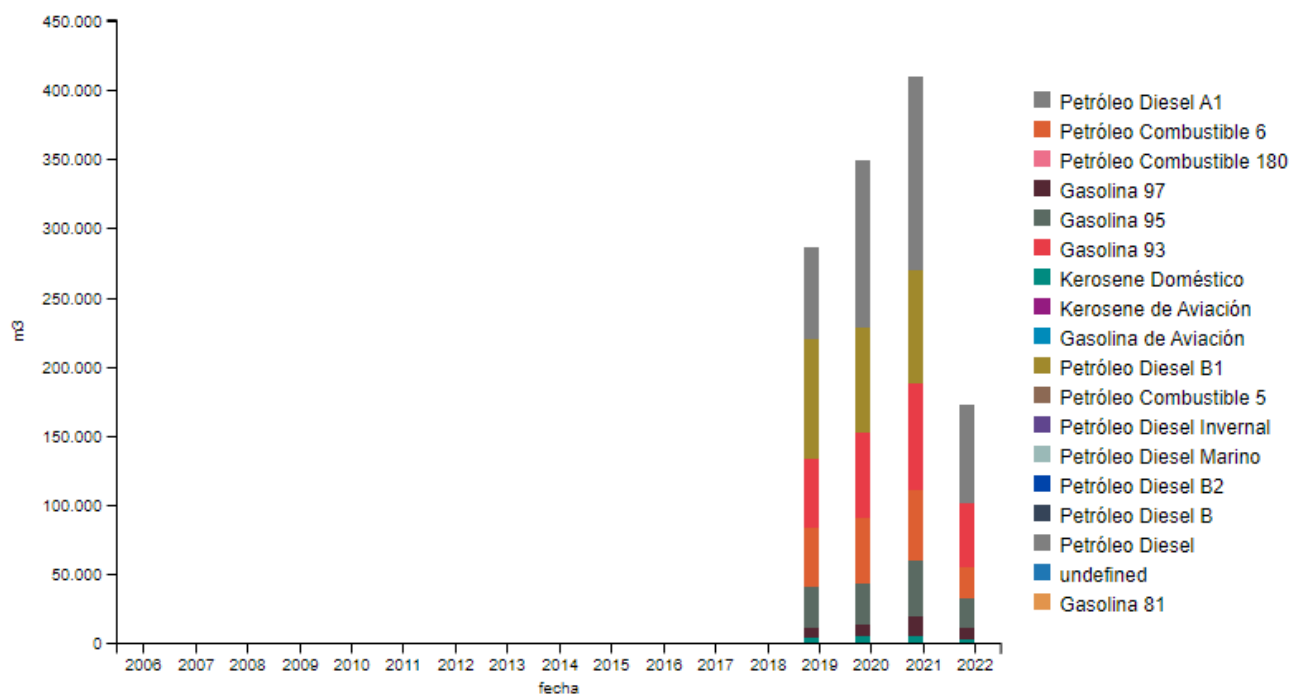


Figura 45. Consumo de Combustibles Líquidos en Ñuble. Fuente: Comisión de Energía de Chile <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/combustibles-por-region/>

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN LA REGIÓN

Respecto a los precios de combustibles en la región de Ñuble, se puede indicar que éstos no son superiores a los precios registrados en las restantes regiones del país (ver Figura 46). Con relación a la cantidad consumida en la región, el consumo per cápita de gas licuado petróleo envasado es 4,05 kg/mes, el de gasolina 93 es de 15,63 litros/mes y el de petróleo diésel es de 40,98 litros/mes³⁶. Se puede realizar una comparación con regiones aledañas, por ejemplo, Región del Biobío y Región del Maule, donde los consumos per cápita en Biobío, de gasolina 93 es de 19,18 litros/mes, de petróleo diésel es de 44,77 litros/mes y de gas licuado petróleo envasado es de 3,25 kg/mes. Por tanto, el consumo per cápita de gas licuado petróleo envasado en Ñuble resulta mayor que Biobío pero menor que Maule y el de gasolina 93 octanos y petróleo diésel, son inferiores a las regiones vecinas.

³⁶ <https://energiaregion.cl/region/NUBLE>



REGIÓN	PRECIO GLP 15 KG (CLP)	PRECIO GASOLINA 93 (CLP/L)	PRECIO PETRÓLEO DIÉSEL (CLP/L)	VENTAS GASOLINA (m³)	VENTAS GLP TOTALES (Ton)	VENTAS PETRÓLEOS DIÉSEL (m³)
Arica y Parinacota	26.793	1.199	1.012	48.030	21.061	132.187
Tarapacá	26.643	1.198	1.007	81.454	18.454	574.121
Antofagasta	25.891	1.203	1.010	171.713	59.357	2.332.786
Atacama	23.994	1.201	1.013	102.453	20.600	709.440
Coquimbo	24.171	1.193	1.004	268.944	57.194	513.435
Valparaíso	24.353	1.159	972	554.921	153.472	916.116
Metropolitana	26.921	1.164	978	2024.375	499.552	2.098.781
O'Higgins	26.666	1.204	1.020	288.185	117.051	464.203
Maule	25.983	1.182	993	334.154	109.765	612.981
Ñuble	26.436	1.171	986	146.098	37.172	280.519
Biobío	25.242	1.190	997	466.123	111.971	995.098
La Araucanía	27.251	1.212	1.022	303.392	68.261	453.956
Los Ríos	28.035	1.210	1.018	119.767	35.232	257.555
Los Lagos	28.469	1.203	1.015	296.287	85.418	732.709
Aisén	27.933	1.201	1.046	36.530	14.499	142.917
Magallanes y Antártica	21.255	1.201	1.064	49.617	6.601	199.002
Total	26.002	1.193	1.010	5.292.044	1.415.482	11.415.804

Figura 46. Precios y ventas de combustibles líquidos por región. Fuentes i) precios: Comisión Nacional de Energía ii) ventas: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

3.2.6 VENTA DE LEÑA

La leña es uno de los energéticos más importantes de la Región como lo muestra el balance de energía en el gráfico de la Figura 44. Ñuble ocupa el sexto lugar en el consumo de Leña a nivel nacional de acuerdo con información de INFOR sobre consumo de Leña el año 2019 (última información disponible).

Tabla 9. Consumo de Leña por Regiones en m³. Fuente: INFOR, 2019.

Regiones	Consumo de leña [m³]
La Araucanía	2.795.515
Los Lagos	2.184.765
Biobío	1.963.941
Los Ríos	1.303.501
Maule	1.103.830
Ñuble	868.572
Aysén del general Carlos Ibáñez del Campo	441.711
Libertador Bernardo O'Higgins	428.370

Regiones	Consumo de leña [m ³]
La Araucanía	2.795.515
Los Lagos	2.184.765
Biobío	1.963.941
Los Ríos	1.303.501
Valparaíso	293.626
Metropolitana	258.251
Magallanes y de la Antártica Chilena	170.345
Coquimbo	36.061
Atacama	4.498
Arica y Parinacota	2.439
Antofagasta	965
Tarapacá	793
Total general	11.857.183

En la Tabla 10 se muestra la información del consumo de leña desde el 2010 al 2019, siendo este es el último año en que existe información disponible de forma sistemática y comparable. Se observa que el consumo total en la región creció en un 11% en el periodo 2010-2019, siendo las comunas de Chillán, Chillán Viejo, Ránquil y San Fabián las que tuvieron el mayor crecimiento en el consumo, como se puede observar en la última columna de la tabla. Como es sabido Chillán y Chillán Viejo fueron declaradas recientemente zonas saturadas por contaminantes PM 10 y PM 2,5, y existe un plan de recambio de estufas de Leña por Pellet y por Estufas Eléctricas, lo que presionará aún más al sistema eléctrico local. Bajo este plan, en la región se instalaron 661 estufas eléctricas el 2023 y se proyectan alrededor de 1900 para el 2024.

Tabla 10. Consumo de Leña por Comunas de Ñuble en m3. Fuente INFOR.

Comunas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Var (%)
Chillán	199.528	204.776	209.206	213.613	217.999	222.361	226.702	231.02	235.826	240.632	20,60%
San Carlos	101.086	104.961	103.691	102.134	100.28	98.122	95.65	92.857	94.659	96.46	-4,60%
Coihueco	52.735	53.579	54.498	55.39	56.253	57.088	57.892	58.666	59.837	61.009	15,70%
Chillán Viejo	33.139	34.228	35.26	36.29	37.317	38.341	39.363	40.382	41.448	42.514	28,30%
Bulnes	36.644	37.446	37.768	38.072	38.358	38.625	38.874	39.102	39.733	40.364	10,20%
Yungay	35.506	36.65	37.058	37.445	37.812	38.157	38.48	38.779	39.469	40.159	13,10%
San Ignacio	37.461	38.144	38.172	38.179	38.165	38.13	38.072	37.991	38.513	39.036	4,20%
Quillón	34.521	35.434	35.925	36.359	36.734	37.047	37.298	37.483	38.242	39.001	13,00%
Coelemu	32.357	33.209	33.477	33.748	34.022	34.297	34.575	34.855	35.277	35.699	10,30%
Ñiquén	30.259	30.7	30.636	30.559	30.468	30.363	30.246	30.115	30.518	30.922	2,20%
El Carmen	27.857	28.492	28.193	27.863	27.502	27.109	26.684	26.226	26.512	26.798	-3,80%
Quirihue	23.638	24.412	24.685	24.942	25.181	25.402	25.604	25.786	26.278	26.77	13,20%
San Nicolás	23.828	24.561	24.705	24.824	24.917	24.984	25.023	25.035	25.534	26.033	9,30%
Pinto	23.434	23.868	23.89	23.875	23.82	23.725	23.589	23.41	23.822	24.235	3,40%
Pemuco	17.219	17.518	17.417	17.298	17.16	17.004	16.829	16.633	16.846	17.058	-0,90%
Ranquil	12.858	12.843	13.287	13.731	14.175	14.618	15.059	15.499	15.76	16.02	24,60%
Treguaco	13.075	13.186	13.339	13.489	13.637	13.782	13.925	14.065	14.277	14.488	10,80%
Cobquecura	13.256	13.302	13.41	13.515	13.617	13.715	13.809	13.899	14.041	14.184	7,00%
Ninhue	13.249	13.376	13.424	13.474	13.526	13.579	13.634	13.691	13.82	13.95	5,30%
Portezuelo	11.705	11.717	11.777	11.837	11.898	11.959	12.021	12.083	12.201	12.319	5,20%
San Fabián	9.129	9.362	9.55	9.735	9.916	10.093	10.266	10.434	10.68	10.926	19,70%
Total	782.485	801.763	809.367	816.371	822.755	828.502	833.594	838.013	853.293	868.572	11,00%

3.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Se analiza la capacidad de los sistemas de generación, transmisión y distribución existentes en la Región de Ñuble. Se presenta la infraestructura existente en líneas de transmisión, subestaciones, centrales de generación, y los sistemas de distribución pertenecientes a las empresas Copelec, CGE y Frontel, las que abastecen un 96% de clientes de la región. Las distribuidoras Coelcha y Luz Parral solo tienen presencia en un sector reducido de la región (Coelcha: Pemuco, Quillón y Yungay; Luz Parral: San Carlos y Ñiquén). El análisis se enfoca en identificar y evaluar la demanda de energía por sector, con enfoque en la infraestructura eléctrica. Con este análisis se busca tener una visión de las necesidades energéticas actuales para establecer la base de futuras proyecciones y estrategias de desarrollo sostenible, buscando identificar áreas de mejora en la infraestructura eléctrica para un suministro más eficiente que impulse el desarrollo regional.

3.3.1 GENERACIÓN A GRAN ESCALA

La Región de Ñuble cuenta con centrales de generación hidráulicas, térmicas (biomasa) y solares. La Figura 47 muestra la localización de estas centrales. En la Figura 48 se muestra la capacidad de generación instalada por tecnología en la Región de Ñuble, mientras que la Figura 49 muestra el número de centrales asociadas a cada tecnología. La región cuenta con 2 centrales hidráulicas con una potencia total de 31,61 MW (El Pinar 11,61 MW y Central Itata 20 MW); 7 centrales termoeléctricas con una potencia instalada de 92,95 MW (Orafti 8,2 MW; Coelemu 7,10 MW; Chillán 2,92 MW; San Gregorio 0,43 MW; Cholguán 13 MW; Nueva Aldea I 51 MW; Nueva Aldea II 10,31 MW) y 35 centrales solares con una potencia total de 165 MW. En la Figura 48 se muestra la capacidad de generación instalada por tecnología en la Región de Ñuble, mientras que la Figura 49 muestra el número de centrales asociadas a cada tecnología.



Figura 47. Localización de las centrales de generación y subestaciones en operación (marzo 2024): Amarillo parques solares; Naranja centrales de generación térmica; Verde Subestaciones del sistema de transmisión; Azul centrales de generación hidráulica de pasada.

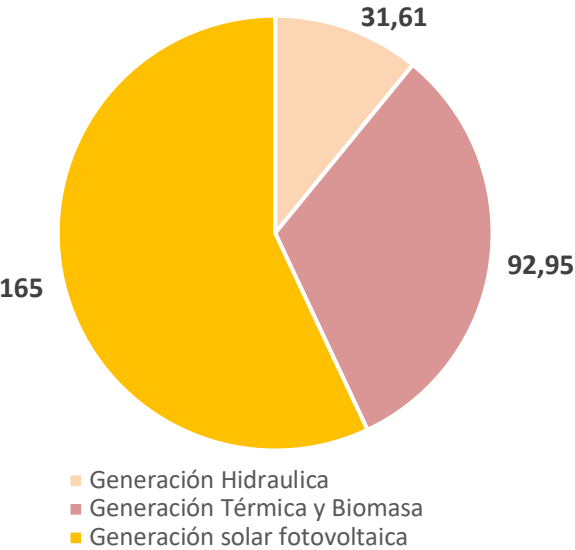


Figura 48. Capacidad de generación instalada en MW de la Región de Ñuble.

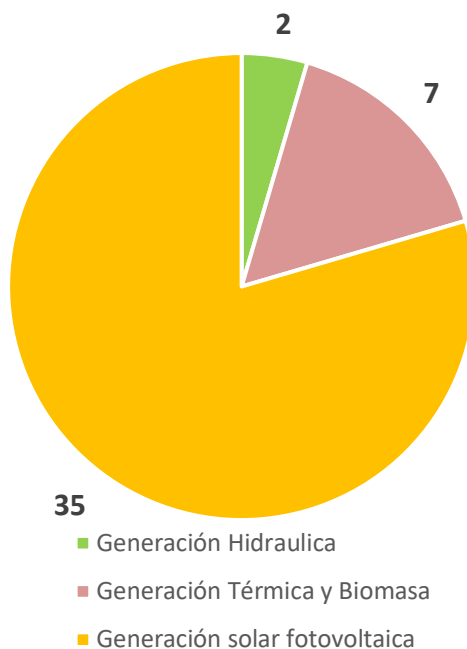


Figura 49. Número de centrales de generación existentes en la Región de Ñuble por tecnología.

De la Figura 50, se observa que la mayor fuente de energía proviene de centrales ERNC, entre las que se destaca el aporte que hace el complejo maderero-celulosa Nueva Aldea, perteneciente a Celulosa Arauco y Constitución. Asimismo, se evidencia el fuerte desarrollo que ha tenido la generación solar fotovoltaica en los últimos cinco años, en comparación a otras tecnologías de generación convencionales (hidráulicas y térmicas). Por otro lado, la generación convencional disminuyó de 68.834 MWh (2018) a 41.355 MWh (2023) (40% de reducción), mientras que la generación ERNC aumentó de 418.189 MWh (2018) a 497.431 MWh (2023) (19% de aumento). Es importante destacar que no existe la información desagregada por tipo de tecnología usada en la generación, así el objetivo de la Figura 50 es comparar la cantidad de energía generada en forma convencional y usando fuentes renovables.

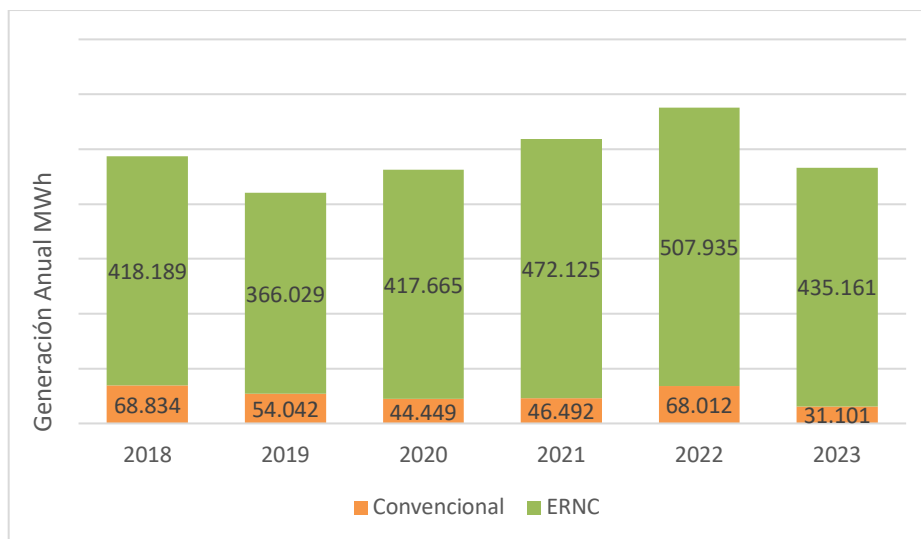


Figura 50. Generación anual por tipo de fuente energética. Fuente: Elaboración propia con datos INE Cuadros estadísticos, Generación y distribución de energía eléctrica, mayo 2024³⁷.

La relación entre la energía eléctrica demandada por la Región, con respecto a la energía eléctrica generada en la misma, se muestra en la Figura 51. Considerando un balance anual, se observa que la región consume más energía del Sistema Eléctrico Nacional que la que exporta, aunque dicha brecha debería acortarse con el paso de los años, dada la capacidad por instalar a nivel de PMGD.

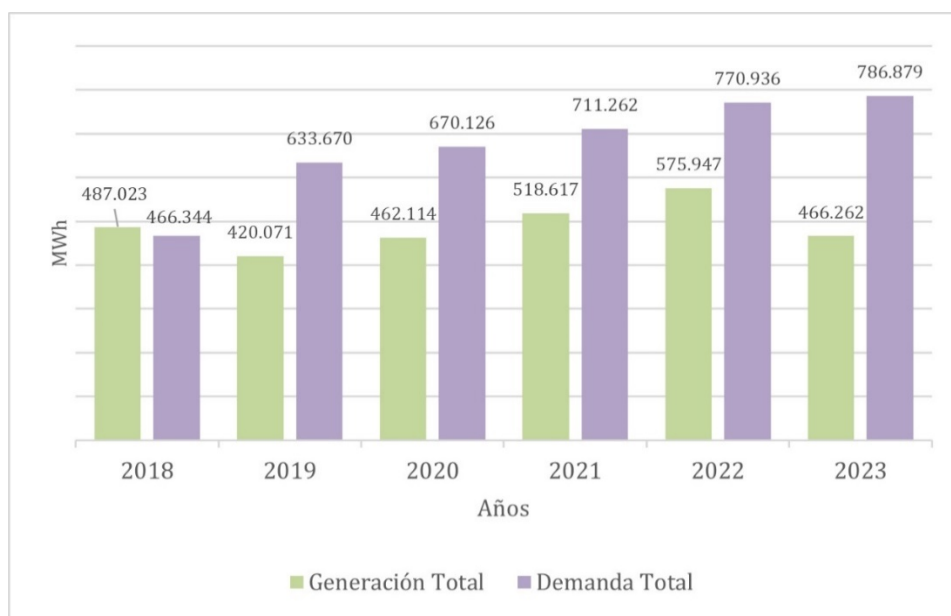


Figura 51. Comparación entre la energía eléctrica anualmente generada en la Región con respecto a la energía eléctrica demandada anualmente. Fuente: Elaboración propia con datos INE Cuadros estadísticos, Generación y distribución de energía eléctrica.

37

<https://regiones.ine.gob.cl/nuble/estadisticas-regionales/economia/energia-y-medioambiente/generacion-y-distribucion-de-energia-electrica>

A. POTENCIAL DE DESARROLLO RENOVABLE

Es importante realizar una cuantificación del potencial bruto nacional sin superposición entre las tecnologías ERNC, para así tener un panorama más claro del potencial de desarrollo de las distintas tecnologías, y así también discriminar dicho potencial dependiendo de la región en que se encuentra, en este caso específico es de suma importancia el estudio de la Región de Ñuble.

Tabla 11. Potencial sin áreas superpuestas entre tecnologías³⁸.

Nº	Región	Potencia por tecnología (MW)							Total regional (MW)	%	Potencial de Almacenamiento	
		Eólica	Geotermia	Solar CSP	Solar FV	Hidroeléctrica	Eólica SSMM	Solar FV SSMM			Hidroeléctrica	Bombeo Agua de Mar
1	Arica y Parinacota	0	250	33.460	21.787	0	0	0	55.497	2,6%		40.444
2	Tarapacá	0	477	219.897	54.294	0	0	0	274.669	12,8%		153.000
3	Antofagasta	15.045	2.049	544.325	327.064	0	0	0	888.482	41,3%		190.056
4	Atacama	316	0	64.115	159.772	0	0	0	224.203	10,4%		161.111
5	Coquimbo	1.191	0	762	30.467	10	0	0	32.431	1,5%		69.167
6	Valparaíso	24	0	0	17.036	54	0	0	17.113	0,8%		19.167
7	Metropolitana	33	0	0	33.050	259	0	0	33.342	1,5%		0
8	O'Higgins	45	200	0	68.215	483	0	0	68.944	3,2%		3.333
9	Maule	1.167	490	0	163.450	1.813	0	0	166.920	7,8%		17.222
10	Ñuble	1.705	27	0	103.575	375	0	0	105.682	4,9%		2.778
11	Biobío	12.318	100	0	74.218	2.095	0	0	88.731	4,1%		24.167
12	Araucanía	6.657	172	0	19.139	1.550	0	0	27.518	1,3%		0
13	Los Ríos	3.123	77	0	0	1.096	0	0	4.296	0,2%		2.500
14	Los Lagos	15.307	0	0	0	332	277	753	17.898	0,8%		98.944
15	Aysén	0	0	0	0	0	20.255	4.592	833	25.680	1,2%	523.944
16	Magallanes	0	0	0	0	0	121.915	0	121.915	5,7%		40.889
Total (MW)		56.931	3.842	862.559	1.072.068	8.067	142.447	5.345	2.153.321	100%		1.346.722
Total (GW)		57	4	863	1.072	8	142	5	2.153			1.347

En base a la información entregada por la Tabla 11, se tiene que las principales tecnologías ERNC con alto potencial en la Región de Ñuble son la eólica y la solar fotovoltaica. Por lo que es importante tener una visualización geográfica del potencial de estas tecnologías en la Región de Ñuble. Esta visualización se puede apreciar en la Figura 52 y Figura 53, donde se presenta la radiación global horizontal, ahorro de consumo eléctrico en hogar (utilizando paneles fotovoltaicos) y la velocidad del viento en la Región de Ñuble, respectivamente.

³⁸ "Identificación y Cuantificación de Potenciales de Energías Renovables 2021". Ministerio de Energía. Accedido el 3 de enero de 2024. [En línea]. Disponible: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/mine-2021_identificacion_y_cuantificacion_de_potenciales_de_energias_renovables_v2.pdf

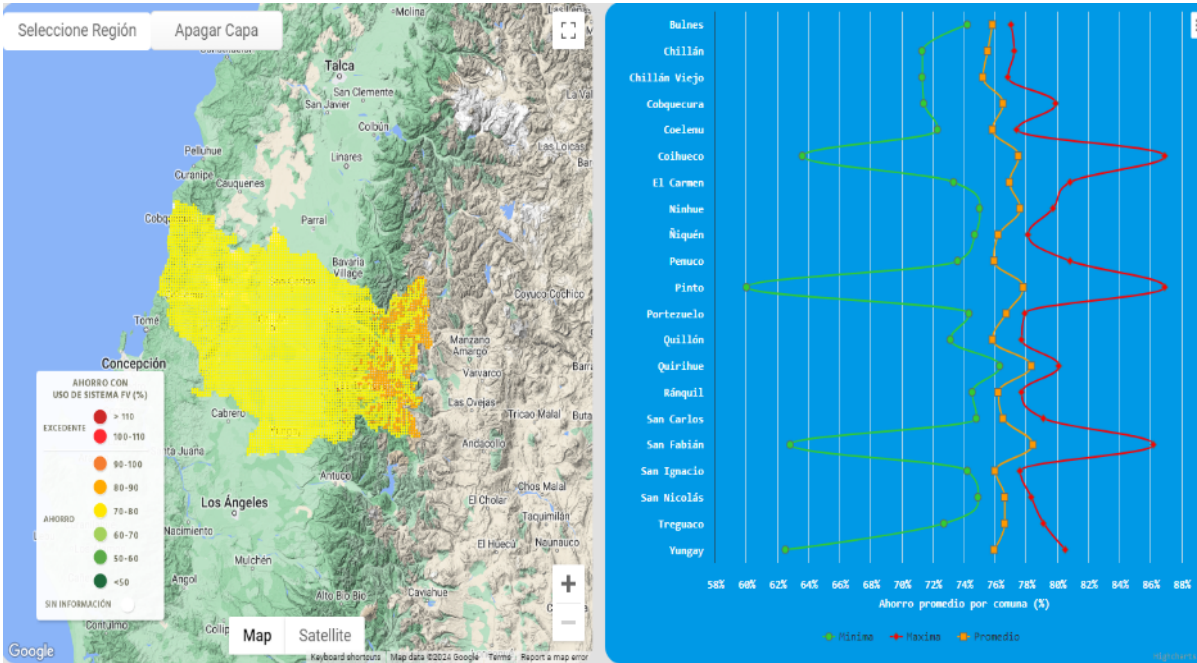


Figura 52. Ahorro de consumo eléctrico en hogar mediante el uso de energía fotovoltaica por comuna en la Región de Ñuble.

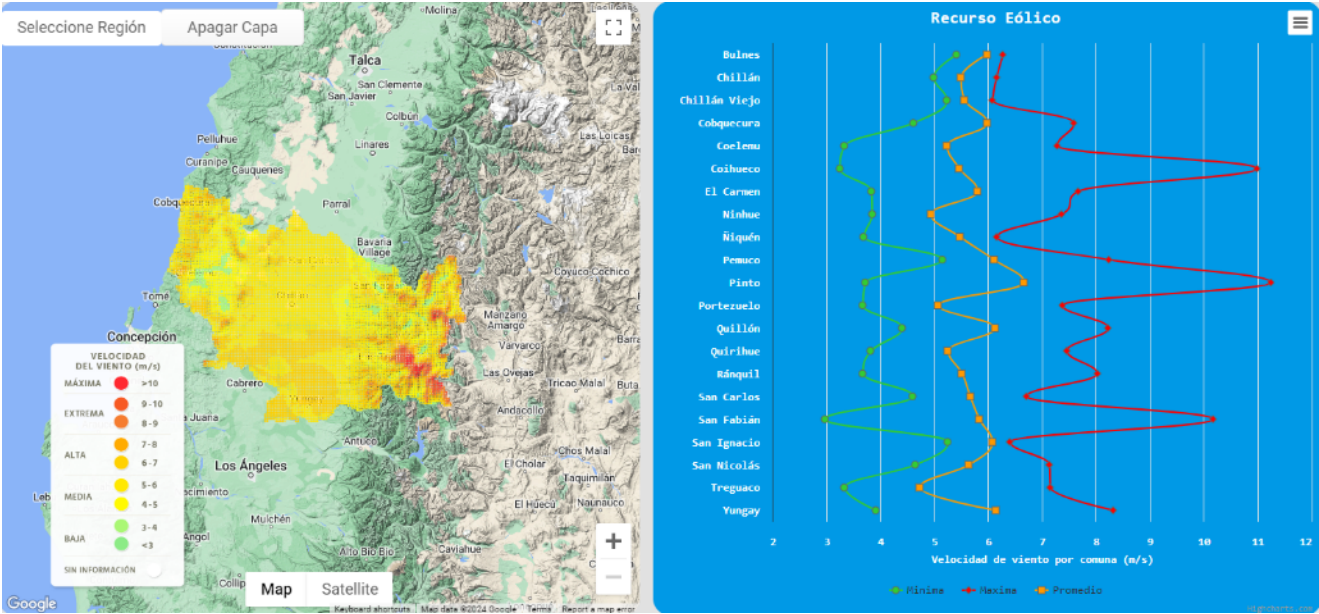


Figura 53. Velocidad de viento por comuna en la Región de Ñuble³⁹.

B. PROYECTOS DE GENERACIÓN EN DESARROLLO

La región muestra un potencial interesante para la generación de energía eléctrica usando recurso solar, eólico e hidráulico. A junio del 2023 se informaba de 74 proyectos del tipo PMGD en proceso de calificación, aprobados, en construcción y/o en pruebas, con una potencia total de 476,1 MW. A estos proyectos del tipo PMGD se deben agregar 4 proyectos de generación de potencia mayor a 9 MW, entre los que se destacan 2 proyectos eólicos, con una potencia total de 450,4 MW. La Tabla 12 entrega el detalle de los proyectos de generación que se encuentran en etapa de calificación. En esta tabla se identifica cada proyecto con su potencia nominal, recurso energético, ubicación, propietario y nombre.

Tabla 12. Listado de proyectos de generación en etapa de calificación. Fuente: Elaboración propia con datos de mapa de proyectos ACERA.

Parques en Calificación					
Nombre	Titular	Potencia Neta [MW]	Tipo	Coordenadas	
				Latitud	Longitud
Parque Fotovoltaico Bulnes	Sayen Fotovoltaica SPA	9	Solar Fotovoltaica	-36,752967	-72,386024
Parque Fotovoltaico El Cachudito	PFV EL CACHUDITO SPA	9	Solar Fotovoltaica	-36,608903	-72,056453
FV Aldea	Marina Solar SpA	7	Solar Fotovoltaica	-36,616732	-72,036751
FV Ñuble	Carmen Solar SpA	9	Solar Fotovoltaica	-36,612979	-72,028002
Parque Solar Aris	Parque Solar Aris SPA	9	Solar Fotovoltaica	-36,766272	-72,143058
PSF Cuarto Menguante	Per Llullaillaco SPA	9	Solar Fotovoltaica	-36,750316	-72,137737
Parque Eólico Pemuco	Engie Energía Chile S.A.	194,4	Eólica	-36,97453	-72,145655
Rinconada Solar	Rinconada Solar SpA	50	Solar Fotovoltaica	-36,553097	-72,029938
Parque Eólico Culenco	PLAN 8 Energía Infinita Ltda	256	Eólica	-36,311017	-72,296133
Santa Graciela Solar	Doña Graciela Solar SPA	80	Solar Fotovoltaica	-36,763849	-72,067291

La Figura 54 muestra la ubicación de los parques que se encuentran en distintos niveles de desarrollo (Aprobados, en construcción y en pruebas). Se destaca el número mayoritario de proyectos solares FV, un proyecto eólico y uno hidráulico de pasada.

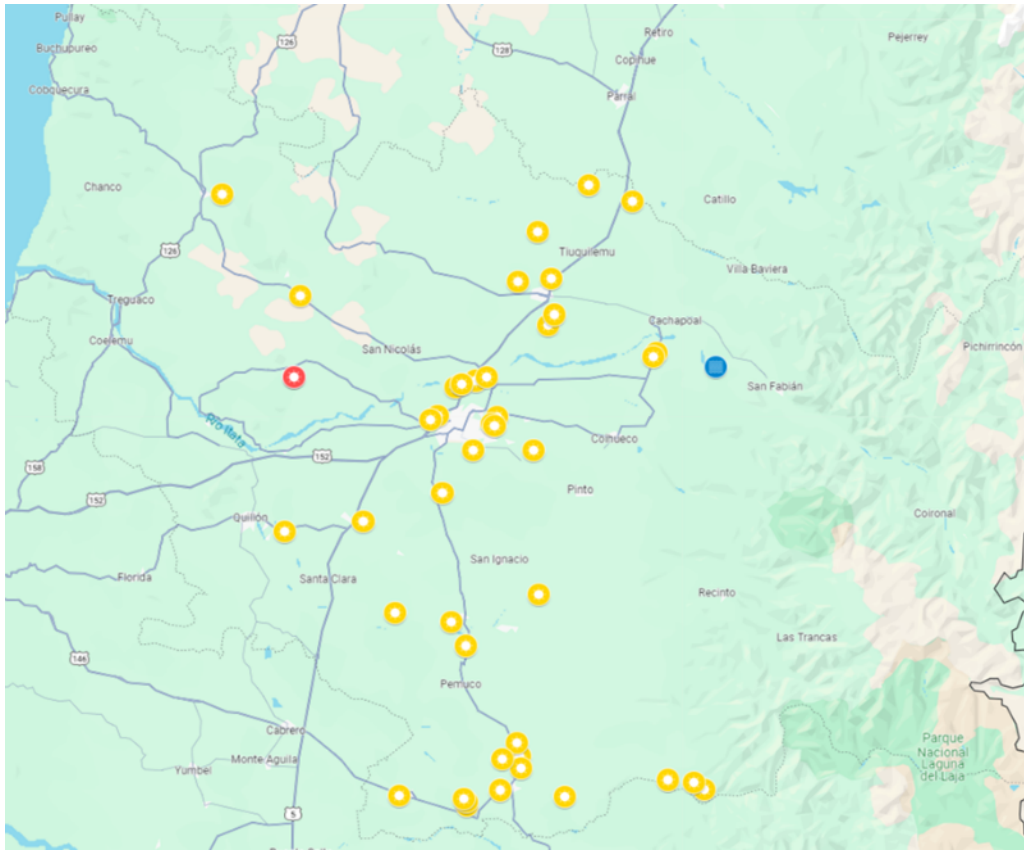


Figura 54. Localización de parques de generación aprobados, en construcción y en pruebas (amarillos FV PMGD, rojo parques solares de potencia mayor a 9 MW, azul hidráulico de pasada). Fuente: Elaboración propia con datos mapa web ACERA.

La Figura 55 muestra la localización de los proyectos de generación que se encuentran en etapa de calificación.

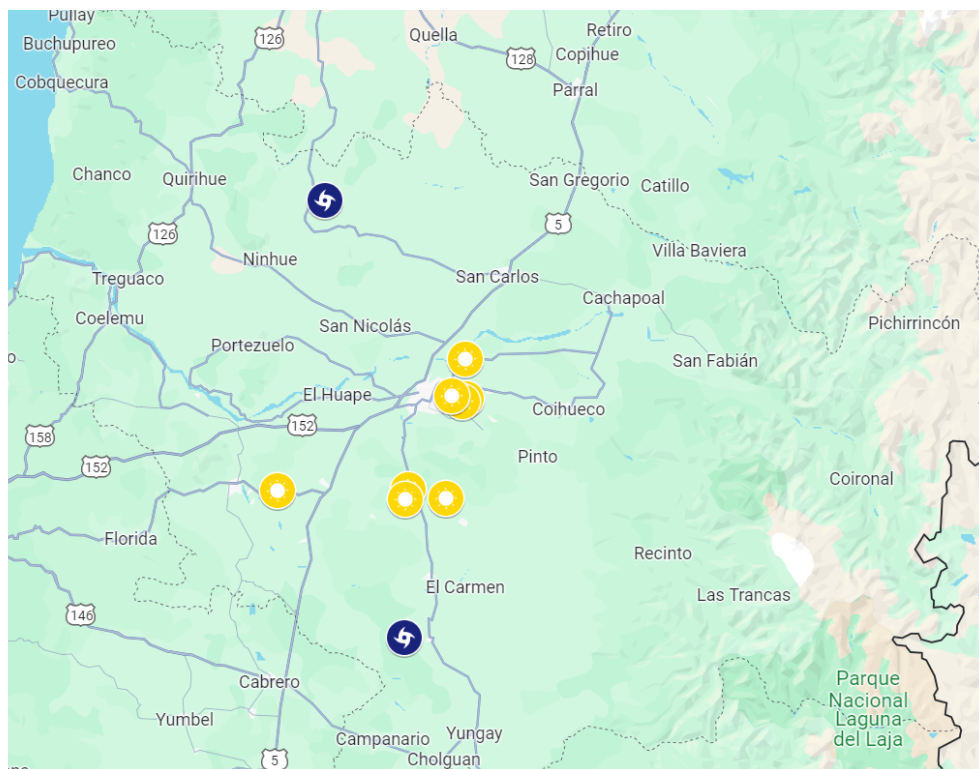


Figura 55. Localización de parques de generación en etapa de calificación (amarillo proyectos tipo FV PMGD, azules proyectos eólicos de potencia mayor a 9 MW). Fuente: Elaboración propia con datos mapa web ACERA.

C. ANTECEDENTES SOBRE ASPECTOS ECONÓMICOS ASOCIADOS A PROYECTOS ENERGÉTICOS

Con el propósito de recopilar antecedentes sobre aspectos económicos relacionados a temas de energía, se realizó una primera etapa de búsqueda asociada a las características tecnológicas y los costos de inversión de proyectos energéticos registrados en la plataforma web del SEIA. Específicamente, se ejecutó una búsqueda avanzada en la que se seleccionaron proyectos del sector productivo “Energía” que han sido presentados entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de diciembre del 2023, para ser implementados en la Región de Ñuble. La siguiente tabla muestra un resumen de la información recopilada. Se observa que, entre 2022 y 2023, existe una inversión potencial de 1.223,9 millones de dólares en infraestructura energética para esta zona del país. Se destacan 5 proyectos solares con resolución ambiental aprobada, los cuales suman una inversión total de 185 millones de dólares.

Tabla 13. Principales características tecnológicas y costos de inversión de proyectos energéticos registrados en el SEIA, entre 2022 y 2023, para ser implementados en la Región de Ñuble. Fuente: Elaboración propia basada en datos del SEIA.

Tipo de Proyecto	Fuente de energía	Tecnología	Capacidad instalada	Inversión (USD)	Estado
Generación (Gx) + [Almacenamiento (A) y Transmisión (Tx)]	Eólica	Aerogenerador (3 aspas) + BESS (Ion-litio)	Gx: 256 MW A: 60 MW Tx: 220 kV (23,01 km)	305.000.000	En calificación
Generación (Gx) + [Almacenamiento (A) y Transmisión (Tx)]	Solar	Fotovoltaica (con seguidor de 1 eje) + BESS	Gx: 67,9 MWp A: 96 MWh Tx: 66 kV (4,10 km)	50.000.000	Aprobado
Generación (Gx) + [Transmisión (Tx)]	Eólica	Aerogenerador (3 aspas)	Gx: 194,4 MW Tx: 220 kV (4,24 km)	230.000.000	En calificación
Generación (Gx) + [Almacenamiento (A) y Transmisión Tx]	Solar	Fotovoltaica (con seguidor de 1 eje) + BESS (Ion-litio)	Gx: 93,41 MWp A: 80 MWh Tx: 66 kV (2,99 km)	93.000.000	Aprobado
Generación PMGD (Gx) + [Almacenamiento (A) y Distribución Dx]	Solar	Fotovoltaica (Bifacial con seguidor de 1 eje) + BESS (Ion-litio)	Gx: 17,7 MWp A: sin información Dx: 13,2 kV (1,37 km)	17.000.000	Aprobado
Generación PMGD (Gx) + [Distribución Dx]	Solar	Fotovoltaica (con seguidor de 1 eje)	Gx: 10,87 MWp Dx: 23 kV (2,00 km)	9.000.000	En calificación
Generación PMGD (Gx) + [Almacenamiento (A) y Distribución Dx]	Solar	Fotovoltaica (con seguidor de 1 eje) + BESS	Gx: 10,8 MWp A: 8 MWh Dx: 15 kV (0,01 km)	13.000.000	Aprobado
Generación PMGD (Gx) + [Almacenamiento (A) y Distribución Dx]	Solar	Fotovoltaica (con seguidor de 1 eje) + BESS (Litio)	Gx: 8,38 MWp A: 8 MWh Dx: 15 kV (1,92 km)	12.000.000	Aprobado
Generación PMGD (Gx) + [Almacenamiento (A) y Distribución Dx]	Solar	Fotovoltaica (con seguidor de 1 eje) + BESS (Litio)	Gx: 24 MWp A: 9 MW Dx: 15 kV (1,92 km)	66.000.000	En calificación
Generación (Gx) PMGD + [Distribución Dx]	Solar	Fotovoltaica (con seguidor de 1 eje)	Gx: 10,1 MWp Dx: 23 kV (0,25 km)	9.000.000	En calificación
Generación (Gx) + [Almacenamiento (A) y Transmisión (Tx)]	Solar	Fotovoltaica (Bifacial con seguidor de 1 eje) + BESS	Gx: 193,8 MWp A: 40 MW Tx: 66 kVx2 (6,51 km y 4,97)	160.000.000	En calificación
Subestación seccionadora		Transformador (154/66 kV)	75 MVA	18.903.600	En calificación
Generación (Gx) + [Almacenamiento (A) y Transmisión (Tx)]	Eólica	Aerogenerador (3 aspas) + BESS (Litio)	Gx: 187,5 MW A: sin información Tx: 154 kV (10,30 km)	241.000.000	En calificación

De la tabla también se observa que, en los últimos dos años, en la Región de Ñuble sólo se han presentado al SEIA proyectos energéticos asociados a infraestructura eléctrica. 12 de los 13 proyectos identificados corresponden a instalaciones de generación de electricidad (9 de ellos incluyen BESS), de los cuales, 6 serán conectados a la

infraestructura de distribución existente, es decir, son PMGD. Cabe destacar que los proyectos PMGD solares fotovoltaicos con capacidad instalada superior a 9 MWp, y que incluyen sistema de almacenamiento, están diseñados para conectarse a la red distribución en 9 MW y para que el superávit de energía generada durante el día –que no se inyecta a la red– se almacene en BESS para ser suministrado durante las horas sin radiación solar, principalmente durante la noche. Un caso que resalta es el proyecto de 24 MWp de capacidad solar fotovoltaica y 9 MW de capacidad de almacenamiento, cuyo propósito es suministrar electricidad durante las 24 horas del día. Además, todos estos proyectos de generación son basados en fuentes de ERNC: el 75% con tecnología solar fotovoltaico y el 25% restante con eólica. A su vez, todos los proyectos solares contemplan sistema de seguimiento de 1 eje y 2 de ellos son con tecnología bifacial.

Considerando que las características tecnológicas de los proyectos de generación influyen en sus costos de inversión, de la Tabla 13 también se puede concluir que, en la Región de Ñuble:

- El costo de inversión inicial de un proyecto de generación basado en energía eólica es de 1.183 USD/kW;
- El costo de inversión inicial de un proyecto de generación basado en energía eólica y con BESS está dentro de un rango de 1.191–1.285 USD/kW;
- El costo de inversión inicial de un proyecto de generación basado en energía solar fotovoltaica con sistema de seguimiento de 1 eje está dentro de un rango de 827–891 USD/kWp;
- El costo de inversión inicial de un proyecto de generación basado en energía solar fotovoltaica con sistema de seguimiento de 1 eje y con BESS está dentro de un rango de 736–2.750 USD/kWp;
- El costo de inversión inicial de un proyecto de generación basado en energía solar fotovoltaica (bifacial) con sistema de seguimiento de 1 eje y con BESS está dentro de un rango de 826–960 USD/kWp.

La diferencia de costos de inversión inicial entre proyectos de generación de similares características tecnológicas se debe principalmente a 3 razones. La primera tiene relación con la economía de escala, es decir, mientras más capacidad instalada de generación, menor tiende a ser el valor total de la inversión en términos de USD/kW. La segunda está asociada a las obras eléctricas adicionales que se deben realizar para conectar el proyecto de generación a la infraestructura eléctrica existente. En particular, por una parte, al tamaño de las subestaciones elevadoras, y por otra, a la longitud de las líneas de distribución o transmisión que hay que construir: a mayor distancia del punto de conexión, mayores tienden a ser los costos de inversión inicial. Y la tercera, la cual aplica para los proyectos que contemplan sistema de almacenamiento, tiene relación con el tamaño de este último: mientras mayor sea el tamaño del sistema de almacenamiento, más altos serán los costos totales de inversión inicial del proyecto. A su vez, una combinación de estas 3 razones, en algunos casos, puede provocar que un proyecto fotovoltaico con sistema de almacenamiento tenga un costo de inversión igual o incluso menor a otro sin sistema de almacenamiento.

3.3.2 TRANSMISIÓN

La región cuenta con líneas de 500 kV, 220 kV, 154 kV y 66 kV, todas forman parte del Sistema Eléctrico Nacional. El sistema eléctrico cuenta con 39 subestaciones localizadas en la región de Ñuble. El diagrama unilineal del sistema de transmisión ubicado en la Región de Ñuble se muestra en la Figura 56. Las líneas ubicadas en la zona morada y roja del diagrama unilineal corresponden a líneas ubicadas en la Región de Maule (rojo – superior

Este diagrama de flujo de potencia ilustra la red eléctrica chilena en 2014, organizada en tres regiones principales: MAULE (rojo), ÑUBLE (verde) y BIO-BIO (azul). Las líneas de transmisión están etiquetadas con sus voltajes (500 kV, 220 kV, 154 kV, 66 kV) y los flujos de potencia se indican con flechas y valores numéricos.

Región MAULE (Rojo): Incluye la subestación Ancas 500 kV, que alimenta a Ancas 220 kV y Talhue 220 kV. Talhue 220 kV alimenta a Talhue 154 kV, que a su vez alimenta a Ucoare 154 kV y Parra 154 kV. Parra 154 kV alimenta a Parra 66 kV. Los flujos de potencia en esta región incluyen 13%, 15%, 2%, 62%, 72%, 65%, 54%, 33%, 52%, 15%, 31,7 MW (-3,1 MVAR) y 13,2 kV.

Región ÑUBLE (Verde): Incluye la subestación Entre Ríos 500 kV, que alimenta a Entre Ríos 220 kV. Entre Ríos 220 kV alimenta a Yungay 154 kV, Chollquán 220 kV y Chollquán 154 kV. Yungay 154 kV alimenta a Monterrico 154 kV, Chollquán 154 kV y Chollquán 66 kV. Monterrico 154 kV alimenta a Monterrico 66 kV, que a su vez alimenta a San Gregorio 66 kV, Niquén 66 kV, San Carlos 66 kV, Cochircas 66 kV, Hualte 66 kV, El Nevado 66 kV, Quilmo II 66 kV, Quilmo 66 kV, Lucero 66 kV, Tres Esquinas 66 kV, Bulnes FFCC 66 kV, Sta Clara 66 kV, Itata 66 kV y Central Cholquán 13,2 kV. Los flujos de potencia en esta región incluyen 23%, 28,1 MW (-10,6 MVAR), 49,2 MW (-0,7 MVAR), 43%, 70%, 38%, 58%, 45%, 40%, 41%, 12%, 17%, 48%, 52%, 15%, 31,7 MW (-3,1 MVAR) y 13,2 kV.

Región BIO-BIO (Azul): Incluye la subestación Charrúa 500 kV, que alimenta a Charrúa 220 kV y Central Panque 220 kV. Charrúa 220 kV alimenta a Charrúa 154 kV, que a su vez alimenta a Charrúa 66 kV. Central Panque 220 kV alimenta a Charrúa 66 kV. Los flujos de potencia en esta región incluyen 14%, 14%, 8%, 23%, 24%, 43%, 40%, 109%, 50%, 147%, 9,9 MW (-2,0 MVAR) y 13,2 kV.

82

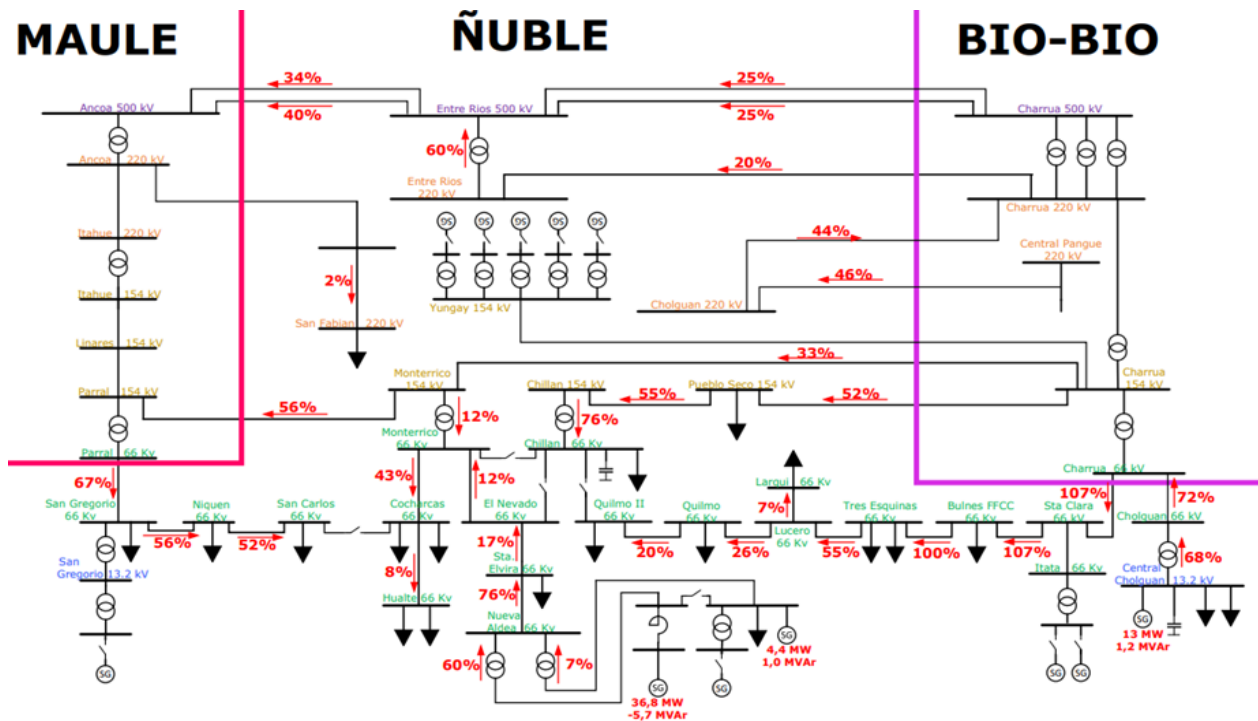


Figura 58. Diagrama unilineal sistema de transmisión con capacidad de ocupación de líneas para demanda máxima en julio 2023. Fuente: Elaboración propia con datos Diagrama unilineal SEN, Coordinador eléctrico nacional.

Los resultados obtenidos del cálculo de flujos de potencia, considerando dos escenarios de demanda máxima, en enero y julio del 2023, ya que corresponden a la condición de operación con mayor carga eléctrica, muestran que el sistema de transmisión en 66 kV, que energiza la mayor carga de la Región se encuentra trabajando al borde de su capacidad nominal. El sector que muestra mayor factor de utilización en 66 kV corresponde a la línea que conecta las subestaciones de Charrúa y Santa Clara; Santa Clara con Bulnes; y Bulnes con Tres Esquinas. Como se muestra en la Figura 58, para la condición de operación en demanda máxima el factor de utilización supera el 100%. Las líneas en 500 kV muestran un bajo factor de utilización, al igual que las líneas en 220 y en 154 kV. Los resultados permiten concluir que existe capacidad de transmisión disponible en la Región, pero se debe ampliar la capacidad existente en las líneas de 66kV, o caso contrario, traspasar parte de la demanda suministrada del sistema en 66 kV a las líneas existentes en 154 o en 220 kV.

A. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

Con el objetivo de tener una visión más amplia de la proyección de la demanda energética de la Región de Ñuble por parte del Gobierno, se revisó la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) publicada por el Ministerio de Energía para el período 2023-2027⁴⁰. En este proceso se definieron tres nuevos escenarios energéticos de largo plazo de manera conjunta y participativa: Recuperación Lenta Post Covid (RE), Carbono Neutralidad (CN) y

⁴⁰ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (MEN, 2021). Informe Preliminar Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2023 – 2027.

Transición Acelerada (TA). Estos escenarios definen rutas posibles de la proyección energética del país en el corto, mediano y largo plazo, coherentes con los objetivos del Gobierno en cuanto a la matriz energética futura.

La Figura 59 muestra la proyección de la demanda para la Región del Biobío y del Ñuble para los tres escenarios, RE, CN y TA. Como se puede ver, el escenario RE contempla un aumento marginal de la demanda para los próximos 20 años, la que incluso disminuye en algunos periodos. Por su parte, los escenarios CN y TA consideran un aumento similar de la demanda hasta el año 2040, llegando a valores cercanos a los 10.000 GWh. Luego, el escenario TA considera un mayor aumento de la demanda, en comparación con el escenario CN, llegando a los 16.000 GWh al año 2060, es decir, alrededor del doble de la demanda actual. El escenario CN, por su parte, estima una demanda de alrededor de 15.000 GWh al año 2060.

Un aspecto importante a destacar de las proyecciones de demanda de la PELP 2023-2027 es que la demanda eléctrica de la Región de Ñuble se encuentra agregada con la de la región del Biobío, por lo que las curvas presentadas en la Figura 59 no son una fiel representación de la demanda de Ñuble, ya que esta se ve considerablemente afectada por el sector industrial del Biobío, como lo son las plantas forestales y de celulosa, sobre todo en los escenarios CN y TA. Sin embargo, en un proceso posterior del trabajo PELP, dicha demanda es efectivamente separada entre ambas regiones, lo que permite estimar la demanda futura de la Región de Ñuble para todos los escenarios y de este modo compararla con la generación local.

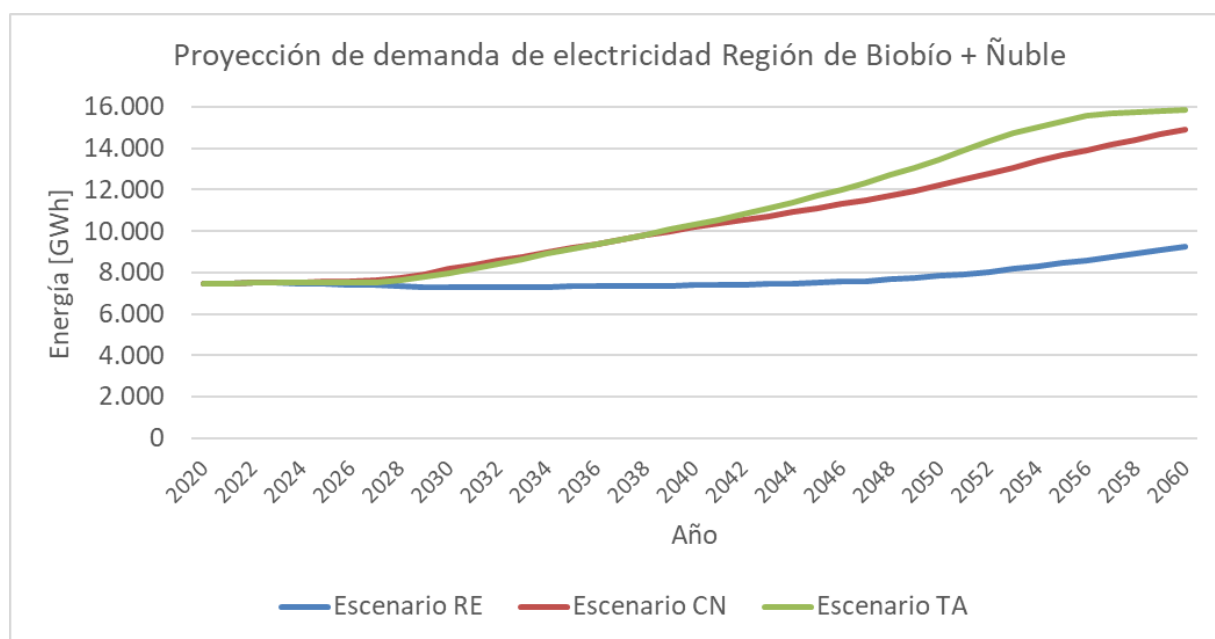


Figura 59. Proyección de demanda de electricidad región de Biobío + Ñuble. Fuente: PELP, 2023-2027.

Proyecciones para el Escenario RE

En la Figura 60 se muestra la generación y la demanda eléctrica de las distintas regiones del país, proyectada para el año 2030, de acuerdo al escenario RE. Como se puede ver, para la Región de Ñuble se espera que la matriz de

generación al año 2030 se componga principalmente por centrales hidroeléctricas de pasada y de biomasa, donde la energía que aportarían al sistema alcanza para abastecer un poco más del 50% de la demanda del Ñuble. Esto contrasta con la situación actual, donde el año 2022 alrededor de un 75% de la demanda de la región fue suministrada con recursos locales, mientras que entre enero y septiembre de 2023 cerca del 95% de la demanda local fue suministrada con recursos locales (ver Figura 51). **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

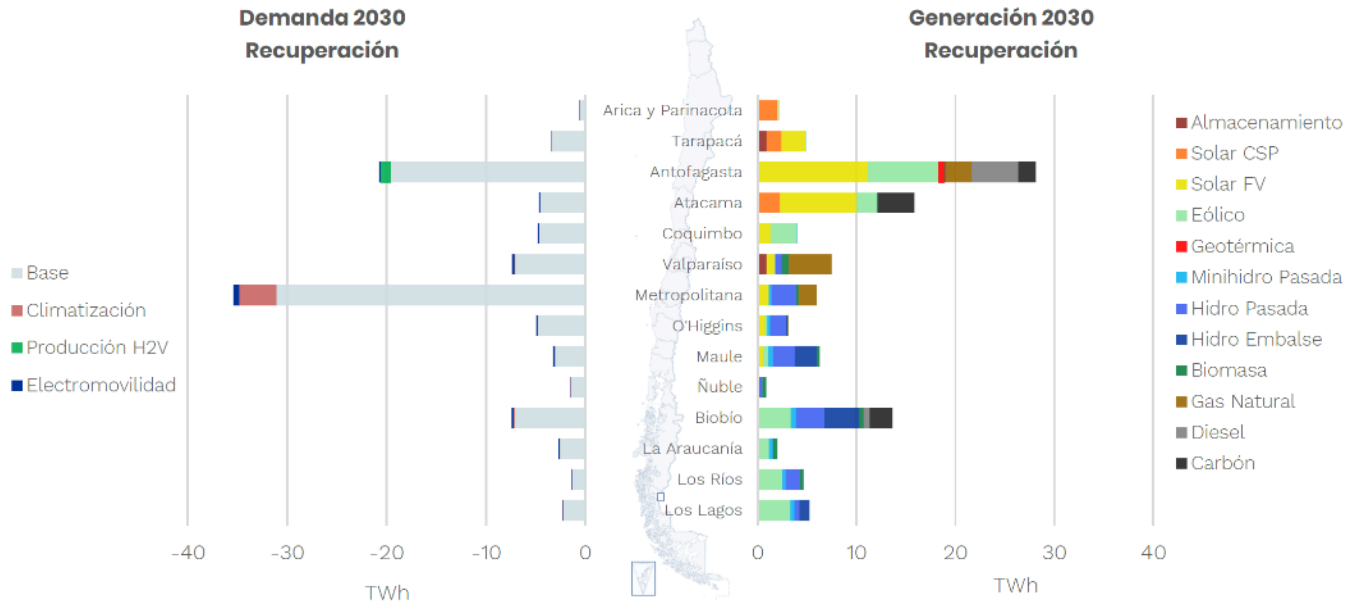


Figura 60. Proyección de oferta y demanda eléctrica del país al 2030 (Escenario RE). Fuente: PELP, 2023-2027.

La Figura 61 muestra las proyecciones de la demanda y generación en las distintas regiones para el año 2050, de acuerdo al escenario RE. Como se puede ver, en este escenario se estima que la generación en la Región de Ñuble superará su propia demanda, principalmente por la creciente explotación del recurso eólico, posicionando así a la región como un exportador neto. Concretamente, en este escenario y para ese año, se estima que la generación anual será de 3.000 GWh y la demanda anual será de 2.500 GWh, por lo que se tiene que la generación local representa un 120% de la demanda.

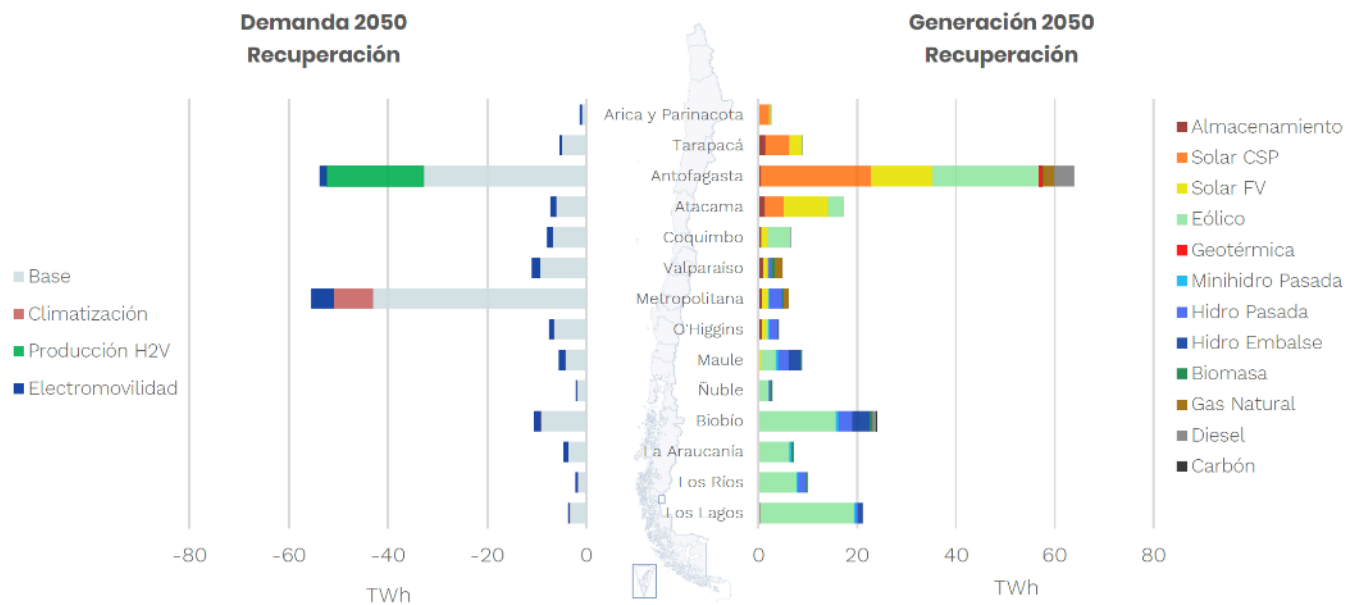


Figura 61. Proyección de oferta y demanda eléctrica del país al 2050 (Escenario RE). Fuente: PELP, 2023-2027.

Proyecciones para el Escenario CN

La Figura 62 muestra la generación y la demanda eléctrica de las distintas regiones del país, proyectada para el año 2030, de acuerdo al escenario CN. Como se puede ver, para el año 2030 se espera una generación eléctrica local de 1.000 GWh y una demanda anual de 2.000 GWh. Esto significa que, de acuerdo con este escenario, el 50% de la demanda eléctrica anual de la región se podrá abastecer con fuentes de generación local al año 2030.

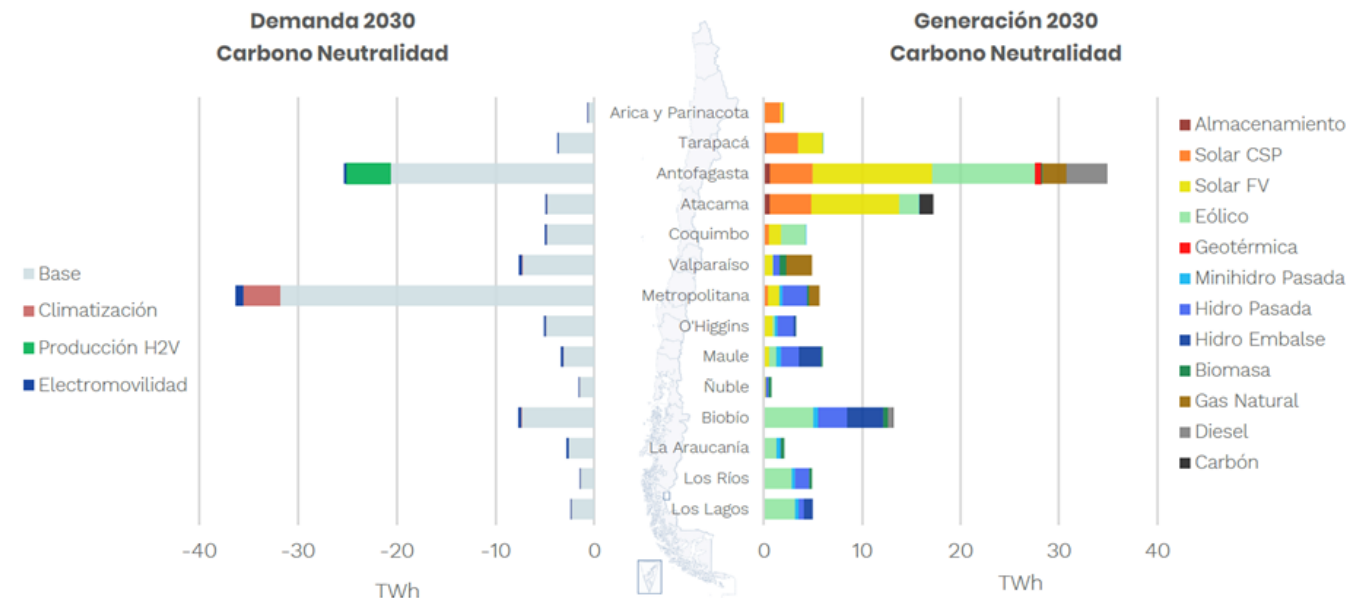


Figura 62. Proyección de oferta y demanda eléctrica del país al 2030 (Escenario CN). Fuente: PELP, 2023-2027.

La Figura 63 muestra la generación y la demanda eléctrica de las distintas regiones del país, proyectada para el año 2050, de acuerdo al escenario CN. Para el año 2050, la generación eléctrica local de la Región del Ñuble se estima en 3.000 GWh, mientras que la demanda anual se estima en 3.000 GWh. Es decir, se estima que al año 2050 la generación con recursos locales será equivalente a la demanda eléctrica local.

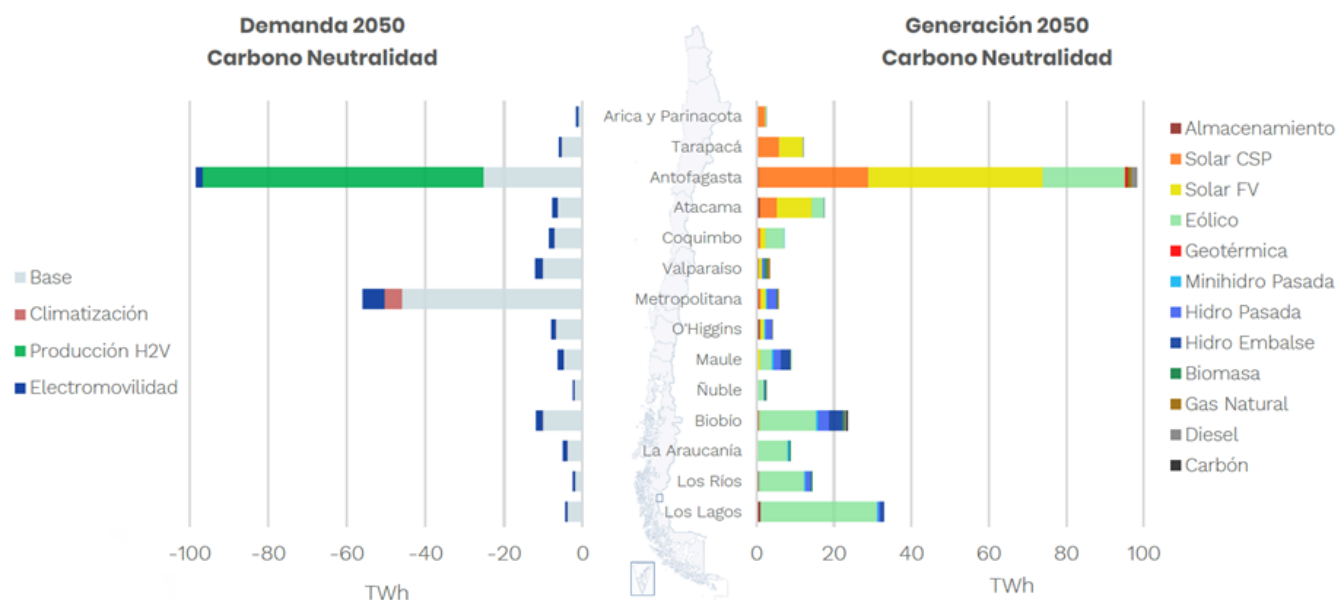


Figura 63. Proyección de oferta y demanda eléctrica del país al 2050 (Escenario CN). Fuente: PELP, 2023-2027.

Proyecciones para el Escenario TA

La Figura 64 muestra la generación y la demanda eléctrica de las distintas regiones del país, proyectada para el año 2030, de acuerdo al escenario TA. Para el año 2030 se espera una generación eléctrica local en la Región del Ñuble de 1.000 GWh y una demanda anual de 2.000 GWh. Esto significa que, de acuerdo a este escenario, el abastecimiento de un 50% de la demanda eléctrica anual de la región se podrá abastecer con fuentes de generación local al año 2030.

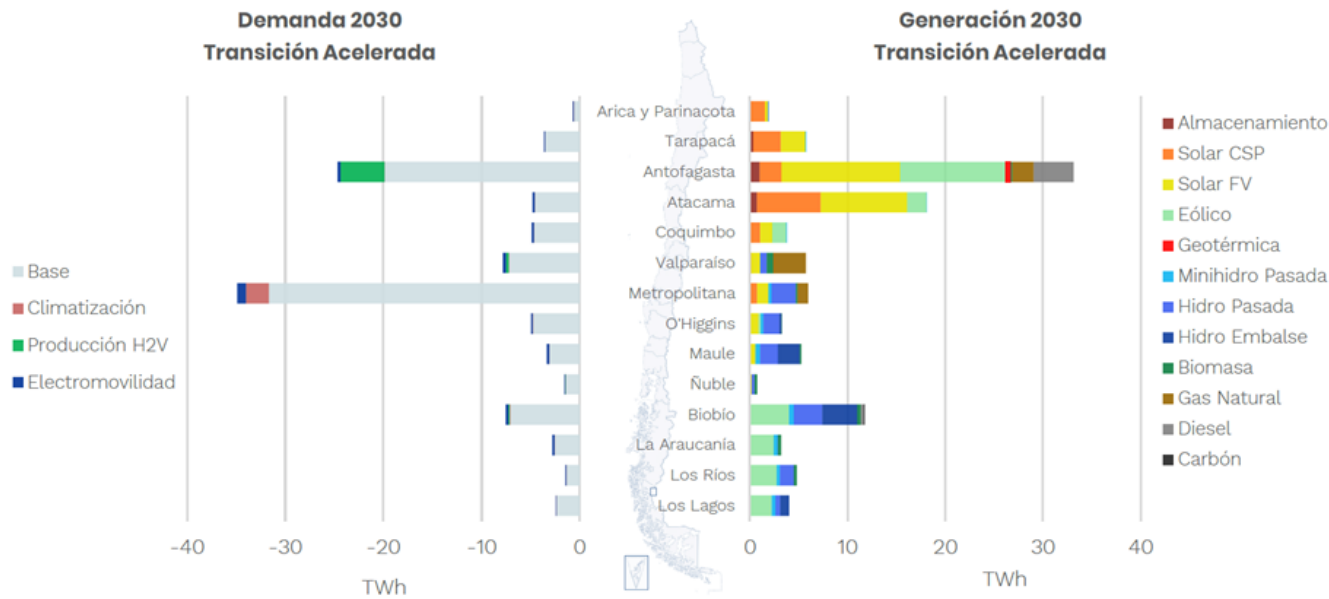


Figura 64. Proyección de oferta y demanda eléctrica del país al 2030 (Escenario TA). Fuente: PELP, 2023-2027.

Finalmente, la Figura 65 muestra la generación y la demanda eléctrica de las distintas regiones del país, proyectada para el año 2050, de acuerdo al escenario TA. Para el año 2050, la generación eléctrica local de la Región del Ñuble se estima en 3.500 GWh, mientras que la demanda anual se estima en 3.500 GWh. Es decir, de acuerdo a este escenario se estima que al año 2050 la generación con recursos locales será equivalente a la demanda eléctrica local que podrá ser abastecida completamente con recursos de generación locales.

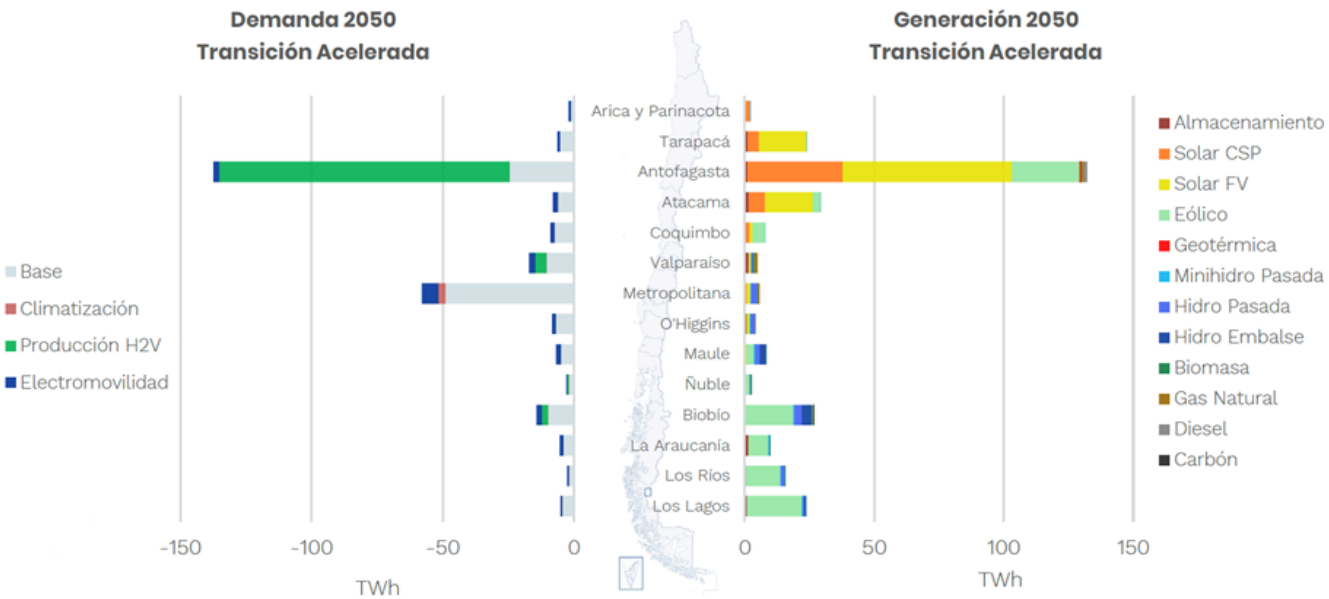


Figura 65. Proyección de oferta y demanda eléctrica del país al 2050 (Escenario TA). Fuente: PELP, 2023-2027.

De esta forma, a partir de la información antes expuesta, se infieren los siguientes puntos:

- Las proyecciones de la PELP en cuanto a crecimiento de la demanda y la generación no diferencian entre la Región de Ñuble y del Biobío, lo que puede afectar negativamente a los nuevos requerimientos de infraestructura de la Región.
- En todos los escenarios de la PELP se asume un aumento muy marginal de la demanda hasta el año 2027, lo que contrasta con el aumento sostenido de la región en los últimos años, tanto en la demanda como en la generación. Esta situación puede impactar negativamente en la identificación de requerimientos de infraestructura eléctrica en la región.
- Para el año 2030, el escenario RE estima que un 75% de la demanda de la región del Ñuble podrá ser suministrada por recursos de generación locales, mientras que los escenarios CN y TA estiman que, para ese año, un 50% de la demanda eléctrica de la Región del Ñuble podrá ser suministrada con recursos locales.

Para el año 2050, el escenario RE estima que la generación de energía eléctrica con recursos solares será mayor a la demanda de la región del Ñuble (120%), posicionando a la Región del Ñuble como exportadora neta, mientras que en los escenarios CN y TA proyectan que la generación de energía eléctrica con recursos solares será equivalente a su demanda eléctrica anual.

B. PROCESOS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

A continuación, se describen los proyectos para la Región de Ñuble, promovidos y rechazados por la Comisión Nacional de Energía (en adelante la “Comisión”) en el marco del *Proceso de Expansión de la Transmisión* más reciente (2022).

Obras promovidas por la Comisión:

- 1) **AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS 500 kV y 220 kV:** La obra es promovida para habilitar la conexión de una nueva línea en 500 kV y la conexión de nuevos proyectos de generación en 220 kV. La obra consiste en la ampliación de la barra e instalaciones principales en 500 kV y 220 kV.
- 2) **NUEVA LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS – DIGÜEÑES:** El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 500 kV y, al menos, 2.300 MVA de capacidad de transmisión por circuito a 35°C con sol, entre la subestación Entre Ríos y la nueva subestación Digüeñes, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada. Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de equipamiento de compensación serie y shunt para la línea y también todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones,

tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos.

- 3) **NUEVA S/E DIGÜEÑES:** El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Digüeñes entre las subestaciones Mulchén y Los Notros, junto con el seccionamiento de la línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros. A su vez, el proyecto considera la instalación de tres bancos de autotransformadores 500/220 kV, cada uno de 750 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con dos unidades monofásicas de reserva con conexión automática, una de las cuales será compartida entre dos de los nuevos bancos, y los respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión de cada banco.

En esta revisión se identificó, además, la existencia de varios proyectos de transmisión propuestos por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante el “Coordinador”) y otras empresas de distribución de la región, que fueron rechazados por la Comisión, ya sea por evaluación económica o por falta de metodología para soluciones conjuntas de transmisión y distribución. En total, la Comisión ha promovido en este proceso 2 proyectos de expansión y un proyecto de ampliación nacional y rechazado 9 proyectos para la Región de Ñuble. El detalle de las obras rechazadas por la Comisión en el Proceso de Expansión de Transmisión 2022 se encuentra en el Anexo 3. De estas obras, 5 corresponden a mejoras de la infraestructura eléctrica para distribución, por lo que el análisis de su impacto está fuera del alcance de este proyecto. Otras 3 obras proponen aumento de capacidad en la región (dos proyectos para la incorporación de un nuevo transformador entre ríos 500/220, y un proyecto para el suministro de la demanda en Santa Clara desde la región del Biobío), pero en base a los estudios realizados no son necesarios para el abastecimiento de la región, por lo que tampoco serán considerados en el marco de este estudio. Finalmente, el último proyecto consiste en la construcción de una nueva Línea de 220 kV entre las subestaciones Entre Ríos y Nueva Chillán. Este proyecto sí será considerado como alternativa de expansión en el marco de la planificación de la infraestructura futura en transmisión, para la región del Ñuble (ver Sección 4.4).

C. REVISIÓN DE SUPUESTOS DE LOS PROCESOS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Para complementar la información mostrada en las secciones del presente capítulo, en esta sección se presentan los antecedentes utilizados por los procesos de expansión de la transmisión, en cuanto a la previsión de la demanda eléctrica. Concretamente, se revisó el Informe Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043 de la Comisión y de la Proyección de Demanda del SEN, periodo 2021-2041, realizada por el Coordinador. El objetivo de esta revisión es identificar los supuestos y omisiones claves en la caracterización para la Región de Ñuble. Principalmente, se ha identificado que para las proyecciones de la demanda de clientes libres existe poco énfasis en las industrias que impactan principalmente a la Región de Ñuble (Forestal y Agrícola) existiendo un mayor enfoque en grandes proyectos mineros y crecimiento de infraestructura de electromovilidad y *datacenters* (solo para la Región Metropolitana). Además, se ha identificado que la Comisión no incluye una proyección de los proyectos de generación distribuida PMGD para dimensionar su impacto en la infraestructura de transmisión. En cuanto a la electromovilidad, tampoco es considerada de manera explícita por la Comisión y el Coordinador sólo considera su impacto en el transporte público en la Región Metropolitana.

a) Proyección de la demanda del Coordinador Eléctrico Nacional

La proyección de demanda del Coordinador utilizada en el proceso de expansión de la transmisión se obtiene mediante una metodología conjunta *top-down* y *bottom up*. Por una parte, la metodología *top-down* utiliza un modelo econométrico que considera indicadores económicos macro para predecir el crecimiento de la demanda. Por su parte, la metodología *bottom-up* consiste en encuestas a clientes libres y empresas de distribución sobre sus proyecciones propias de crecimiento y desarrollo de nuevos proyectos.

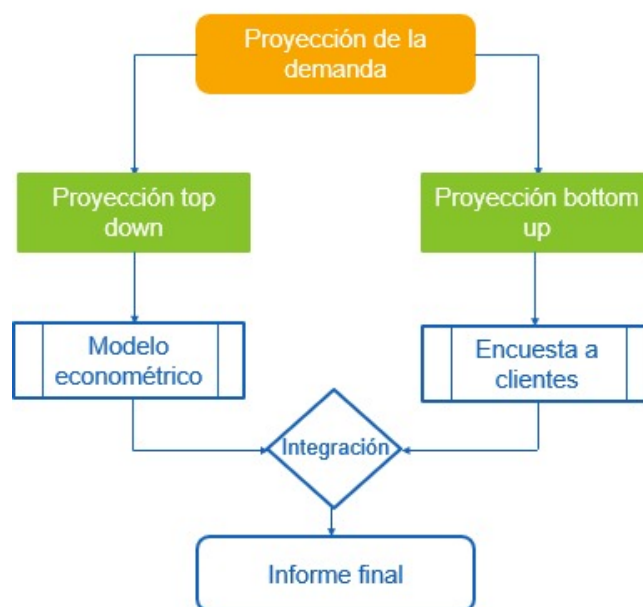


Figura 66. Metodología utilizada por el Coordinador para la proyección de la demanda de clientes libres.

Respecto a las empresas encuestadas para la proyección de la demanda en la Región de Ñuble, se observa una falta de participación de los sectores productivos de la región. Concretamente, no se encuestó a ninguna empresa con participación en la región. Del rubro forestal y agrícola, solo se encuestó a 3 empresas, pero ninguna de ellas de la Región de Ñuble. A continuación, se presenta la lista completa de empresas encuestadas por el Coordinador para proyectar la demanda. Es importante mencionar que, para este proceso SAESA, donde Frontel es una de sus filiales, no presentó sus proyecciones de crecimiento de la demanda al Coordinador.

Tabla 14. Empresas encuestadas por el CEN para su proyección de la demanda de clientes libres.

Encuestas recibidas	
1 Aguas Antofagasta S.A.	35 Empresa de los Ferrocarriles del Estado
2 Aguas Pacífico SpA	36 Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A
3 Algorta Norte S.A.	37 ENAP Refinerías S.A.
4 Anglo American Sur S.A.	38 Forestal y Papelera Concepción S.A.
5 Ascenty Chile SpA	39 Fundación Talleres Ltda.
6 Cartulinas CMPC S.A.	40 GNL Quintero S.A.
7 Cemento Polpaico S.A.	41 Inversiones y Servicios Dataluna Ltda.
8 Chile Alimentos	42 Mantos Copper S.A.
9 CIA. Minera Mantos de Oro	43 Melon S.A
10 CMPC Maderas S.A.	44 Metro Regional de Valparaíso S.A.
11 CMPC Tissue S.A.	45 Minera Antucoya
12 Codelco - División Andina	46 Minera Escondida Ltda.
13 Codelco - División Chuquibambilla	47 Minera Los Pelambres
14 Codelco - División El Teniente	48 Minera Meridian Ltda.
15 Codelco - División Gabriela Mistral	49 Minera Michilla SpA.
16 Codelco - División Ministro Hales	50 Minera Salar Blanco S.A.
17 Codelco - División Radomiro Tomic	51 Minera Spence S.A.
18 Codelco - División Salvador	52 Minera Valle Central S.A.
19 Codelco - División Ventanas	53 Moly-Cop Chile S.A.
20 Compañía Contractual Minera Candelaria	54 Occidental Chemical Chile LTDA.
21 Compañía Contractual Minera Ojos del Salado	55 Paneles Arauco S.A.
22 Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM.	56 Papeles Bío Bío S.A.
23 Compañía Minera Arqueros S.A.	57 Papeles Cordillera S.A.
24 Compañía Minera Cerro Negro S.A.	58 Petroquim S.A.
25 Compañía Minera del Pacífico S.A.	59 Santo Domingo SCM.
26 Compañía Minera Lomas Bayas	60 Sierra Gorda SCM.
27 Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	61 Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan
28 Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	62 Sociedad Contractual Minera El Abra
29 Compañía Minera Zaldívar	63 Sociedad Química y Minera de Chile S.A.
30 Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile	64 SONDA S.A.
31 Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	65 SQM Nitratos S.A.
32 Cristalerías de Chile S.A.	66 Trends Industrial S.A.
33 EKA Chile S.A.	67 Xstrata Copper - Altonorte
34 Empresa Concesionaria de Servicios Sanitarios S.A.	

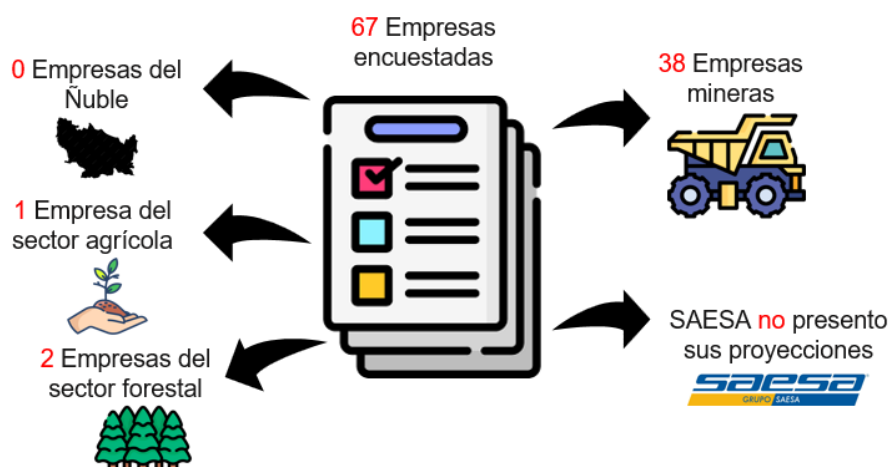


Figura 67. Resumen de las empresas encuestadas por el CEN y sus sectores productivos.

b) **Proyección de la demanda para clientes regulados en la Región de Ñuble:**

Por parte de la Comisión, para el proceso de expansión 2022 se utilizó el Estudio Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043. Entre otros, en este estudio se consideró el impacto de los vehículos eléctricos particulares. Sin embargo, sólo presentan sus proyecciones para las empresas de distribución en general y no divididas por región. A continuación, se presentan las proyecciones para la demanda de vehículos eléctricos y demanda total de Copelec.

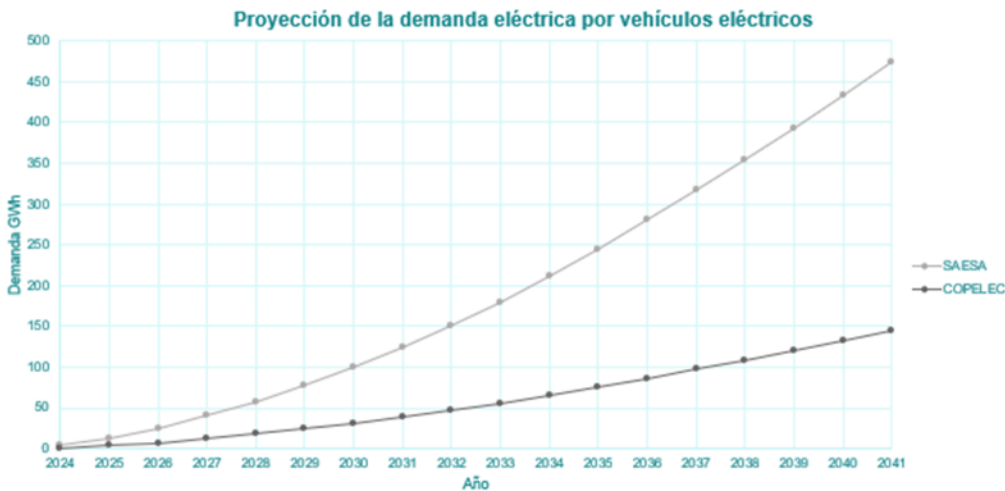


Figura 68. Proyección de la demanda de vehículos para SAESA Y Copelec. Fuente: Elaboración propia en base a resultados del programa OSE2000 del Proceso de Expansión de la Transmisión 2022 de la CNE.

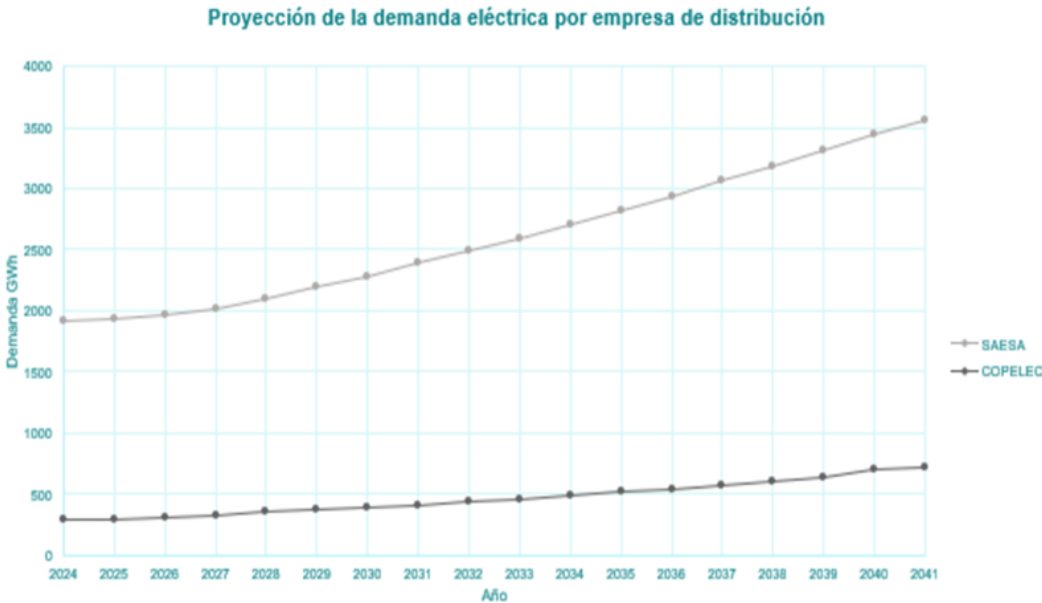


Figura 69. Proyección de la demanda eléctrica total para SAESA y CGE.

Otro aspecto importante del Estudio Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043, es que se consideran otros factores como el ahorro energético por concepto de medidas de eficiencia energética. Los resultados se presentan a nivel de subestaciones primarias, en GWh anuales. Sin embargo, los resultados de este estudio no muestran ahorros por este concepto ni para Copelec, ni para SAESA, mientras que para CGE se obtiene un ahorro aproximado de 5 GWh anuales a partir del año 2032. Dado que, al igual que con la proyección de demanda por vehículos eléctricos, no se diferencia entre las regiones donde opera el grupo CGE, no es posible estimar el ahorro por este concepto para la región del Ñuble. Otro aspecto a destacar es que en este informe no se dan mayores detalles del ahorro, por ejemplo, si es por medidas de eficiencia en los hogares o en el sector productivo.

c) Cargabilidad proyectada por la Comisión del sistema de transmisión

Para identificar los corredores críticos considerados por la Comisión en su plan de expansión de la transmisión 2022, se han revisado los flujos proyectados en los resultados del programa OSE2000 para las principales líneas de alta tensión en el sistema de transmisión del Ñuble. En general, se observa que la Comisión no proyecta ninguna condición crítica de cargabilidad para las líneas sobre 154 kV, al menos hasta el año 2032, con la excepción de la línea Monterrico-Buli 154 kV. Las siguientes figuras muestran la cargabilidad proyectada para las líneas de 154 kV, de acuerdo a las salidas del programa OSE2000, para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2022. En estas figuras, las líneas horizontales en rojo y en morado muestran los límites operacionales del corredor correspondiente, y las curvas en azul, naranja y verde muestran los flujos máximos, promedio y mínimo, respectivamente, obtenidos de la simulación de la operación durante el horizonte de planificación.

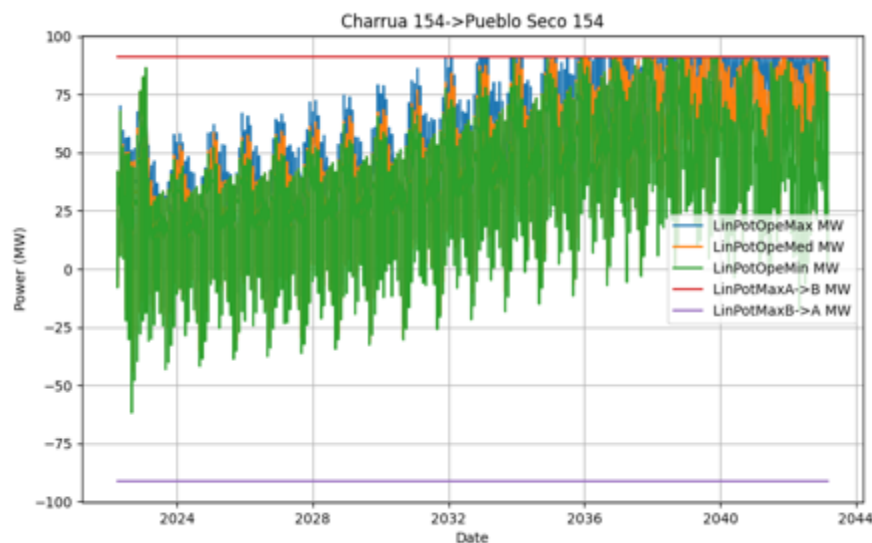


Figura 70. Flujos proyectados para línea Charrúa-Pueblo Seco 154 kV. Elaboración propia en base a resultados del programa OSE2000, para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2022, de la Comisión.

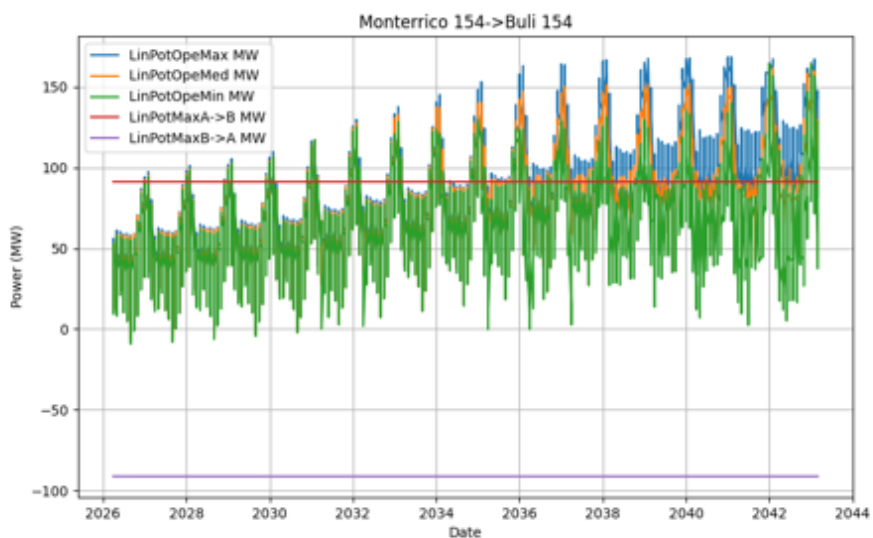


Figura 71. Flujos proyectados para línea Monterrico-Buli 154 kV. Elaboración propia en base a resultados del programa OSE2000, para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2022, de la Comisión.

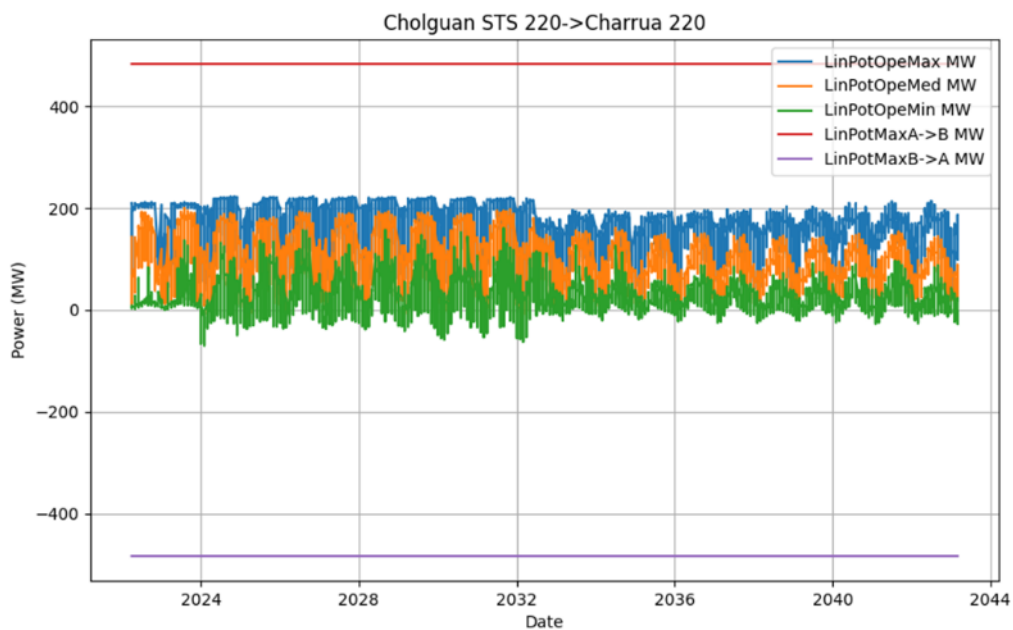


Figura 72. Flujos proyectados para línea Cholguán-Charrúa 220 kV. Elaboración propia en base a resultados del programa OSE2000, para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2022, de la Comisión.

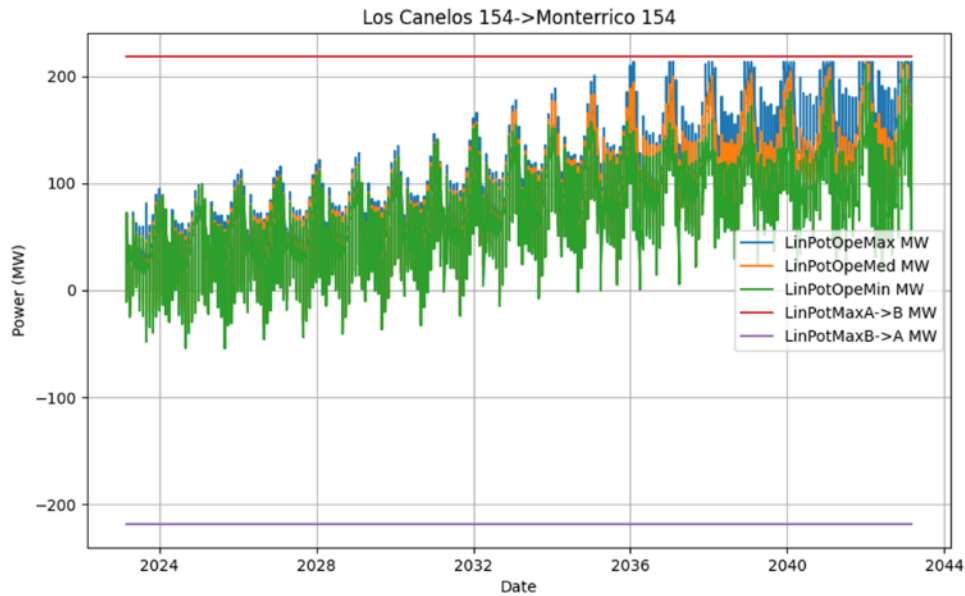


Figura 73. Flujos proyectados para línea Los Canelos-Monterrico 154 kV. Elaboración propia en base a resultados del programa OSE2000, para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2022, de la Comisión.

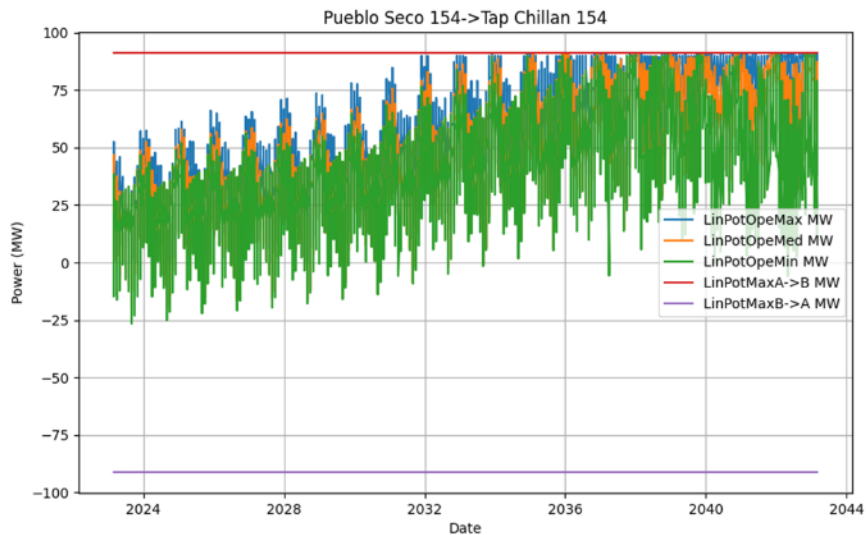


Figura 74. Flujos proyectados para línea Pueblo Seco-Monterrico 154 kV. Elaboración propia en base a resultados del programa OSE2000, para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2022, de la Comisión.

D. DISCREPANCIAS PRESENTADAS AL PANEL DE EXPERTOS

El Panel de Expertos fue creado en el año 2004 en el marco de la Ley N° 19.940, como un órgano autónomo cuya función es pronunciarse mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la Ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y de servicios de gas que las empresas eléctricas, de servicios de gas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento.

Como parte del diagnóstico de la situación actual de la Región de Ñuble, se revisaron las discrepancias presentadas ante el Panel de Expertos que afectaron a esta región. De las 377 discrepancias revisadas por el Panel de Expertos durante los años 2004 a la fecha, se encontraron 2 que afectaron a la infraestructura eléctrica de la Región de Ñuble, las que se presentan a continuación.

1) 02-2020 Disc. Plan Expansión Anual de la Transmisión 2019

Esta discrepancia fue presentada por Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) y parte del grupo SAESA en relación al “Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019”, elaborado por la CNE. La disputa correspondió al proyecto “Nueva S/E Pejerrey 220/154 kV 150 MVA, Nueva Línea San Fabián-Monterrico 1x220 kV y Nueva Línea Monterrico-Entre Ríos 1x220 kV”, cuyo objetivo era disminuir la probabilidad de pérdida de carga y su correspondiente energía no suministrada (ENS), en diversas localidades de la región, concretamente el Sistema de Transmisión Zonal E.

Para sustentar la discrepancia, el Grupo SAESA presentó simulaciones operacionales que demuestran los beneficios en términos de seguridad y resiliencia de la incorporación del proyecto en cuestión, cuya incorporación permite disminuir la sobrecarga de elementos de red en caso de contingencia, evitando así la desconexión de elementos de transmisión y, en consecuencia, la energía no suministrada. Del mismo modo, los beneficios de la implementación de estas obras también se pueden apreciar de manera cuantitativa, donde al año 2029 se logran reducciones significativas en los índices de calidad de suministro SAIFI y SAIDI, alcanzando reducciones de 55% y 18% respectivamente. Concretamente, para el año 2029 el SAIFI sin proyecto es de 4,63 interrupciones/año, mientras que con proyecto este índice baja a 2,08 interrupciones por año. Por su parte, el SAIDI sin proyecto al año 2029 se estima en 11,72 horas de interrupción/año, mientras que con proyecto el índice baja a 9,65 horas de interrupción/año.

Por su parte, la Comisión sostuvo que la obra en cuestión no cumpliría con los criterios establecidos en la Resolución Exenta 711, la cual establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. Además, la Comisión señala que existen dos desarrollos regulatorios en curso que serán insumos necesarios para futuros desarrollos metodológicos respecto a la expansión de los sistemas de transmisión zonal, donde se menciona la Norma Técnica de Disponibilidad de Suministro y Compensaciones a Clientes y el proyecto de Ley de Distribución.

Por su parte, el Panel de Expertos analizó la obra propuesta utilizando un criterio probabilístico de ENS esperada para el horizonte entre los años 2027 y 2039. La ENS se valoró con el costo de falla de corto plazo, con un valor de 13,5 USD\$/kWh para el SEN en la fecha del estudio, obteniéndose que el costo de la obra (MMUSD 53, 3) es mayor a su beneficio esperado (MMUSD 38,0). Tomando en consideración todo lo anterior, el dictamen del Panel de Expertos fue rechazar la petición. Cabe destacar que esta obra sí hubiera entrado en el plan de expansión, si el costo de falla de corto plazo hubiera sido de 18,83 USD/kWh. Esto muestra el alto impacto del valor utilizado para el costo de falla de corto plazo en la definición de obras de expansión en el SEN.

2) 07-2018 Disc. contra Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2017

Esta discrepancia fue presentada por Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Sociedad Austral de Electricidad (SAESA) y Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN) en relación al documento “Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017”, elaborado por la CNE. La obra en disputa correspondió al proyecto “S/E Cholguán – Instalación transformador de respaldo 220/13,2 kV DE 30 MVA”, cuya incorporación generaba beneficios económicos para el sistema eléctrico en tres escenarios.

A pesar de lo anterior, el 19 de abril de 2018 el Grupo SAESA desistió de la discrepancia.

Así, si bien solo existió una discrepancia atingente que afectó a la infraestructura eléctrica en la Región de Ñuble, esta evidenció que el sistema eléctrico de la Región de Ñuble tiene un margen de mejora en términos de robustez y calidad de suministro. Sin embargo, la normativa y metodología de expansión de la transmisión vigentes no permite que proyectos que demuestran tener un impacto positivo en el sistema por conceptos de calidad de suministro sean aprobados.

3.3.3 DISTRIBUCIÓN

La región cuenta con cinco empresas concesionarias de servicio público de distribución que abastecen de energía eléctrica a las diferentes comunas. Las cinco empresas son Copelec, que es una cooperativa eléctrica que distribuye la energía eléctrica, principalmente a clientes rurales, Compañía General de Electricidad (CGE), Frontel, Luz Parral y Coelcha. La Tabla 15 muestra la cantidad de clientes atendidos por cada una de las empresas concesionarias, donde se observa que Copelec, CGE y Frontel tienen mayor presencia en la región (suministro al 96% del total de clientes).

Tabla 15. Cantidad de clientes por concesionaria de distribución. Fuente: <https://energiaregion.cl/region/NUBLE>.

Empresa concesionaria	Cantidad de clientes	Porcentaje
CGE	119.798	52%
Copelec	72.016	31%
Frontel	27.408	12%
Coelcha	4.747	2%
Luz Parral	5.509	2%
Total	229.478	100%

La Figura 75 y la Figura 76 muestran la presencia de las empresas en las diferentes provincias de la Región.

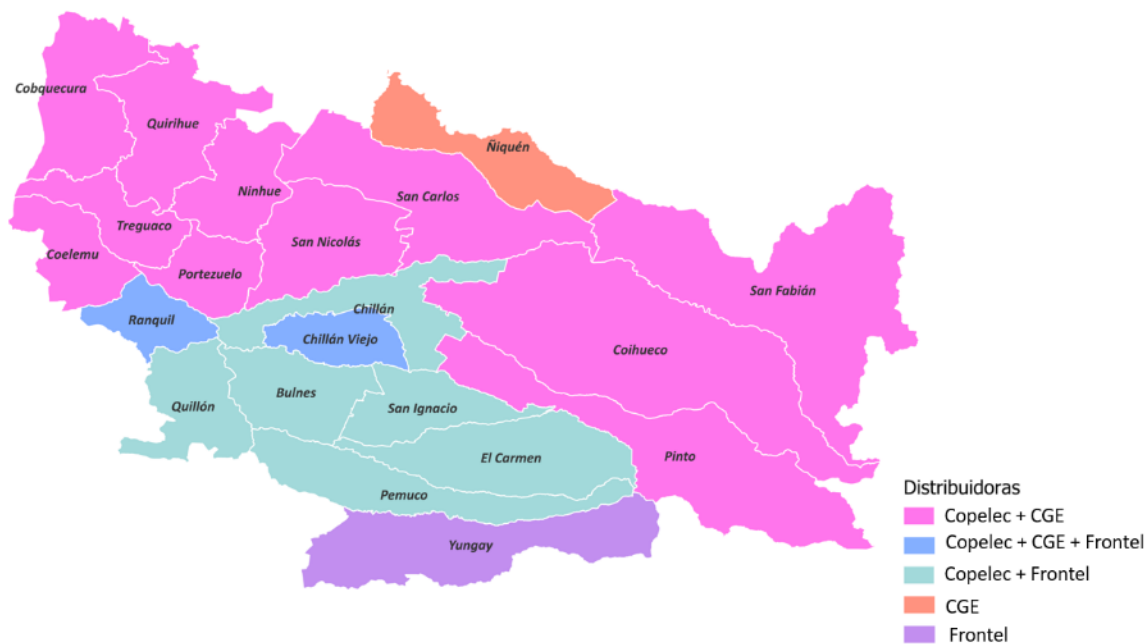


Figura 75. Presencia de empresas distribuidoras en la Región (magenta Copelec y CGE; celeste Copelec + CGE + Frontel; verde Copelec y Frontel; naranja solo CGE; morado solo Frontel). Fuente: Elaboración propia con datos de CGE, Copelec y Frontel



Figura 76. Concesión geográfica de pequeñas empresas de distribución en la Región de Ñuble (naranja Luz Parral y verde Coelche).

La Figura 77 muestra la extensión y ubicación de las líneas de CGE, Copelec y Frontel que componen el principal sistema de distribución de la Región. Se observa que Copelec es la empresa que cubre la mayor superficie,

abasteciendo principalmente a clientes agrícolas, mientras que CGE se concentra mayoritariamente en las principales ciudades (Chillán, San Carlos) y en la zona noroeste (costa).



Figura 77. Líneas de distribución en la Región de Ñuble (Azul líneas de CGE; Naranja líneas de Copelec; Verde líneas de Frontel).

La disposición de las subestaciones y de los principales alimentadores que cubren la región se muestran en las siguientes figuras. En estas figuras se muestran los niveles de tensión a la que se conectan, los alimentadores que energizan, y el número de transformadores y potencia de cada uno. La Figura 78 muestra la composición del sistema de distribución de CGE, que consta de 8 subestaciones principales de las que se conectan 33 alimentadores. La Figura 79 muestra la composición del sistema de distribución eléctrico de Copelec, con 9 subestaciones principales de las que se conectan 14 alimentadores, y finalmente en la Figura 80 se muestra la composición del sistema eléctrico de Frontel con 5 subestación principales de las que se conectan 8 alimentadores. Las figuras muestran que la cobertura de distribución es cercana al 100%, es decir territorialmente la Región cuenta con un sistema de distribución extendido que abarca toda la superficie.

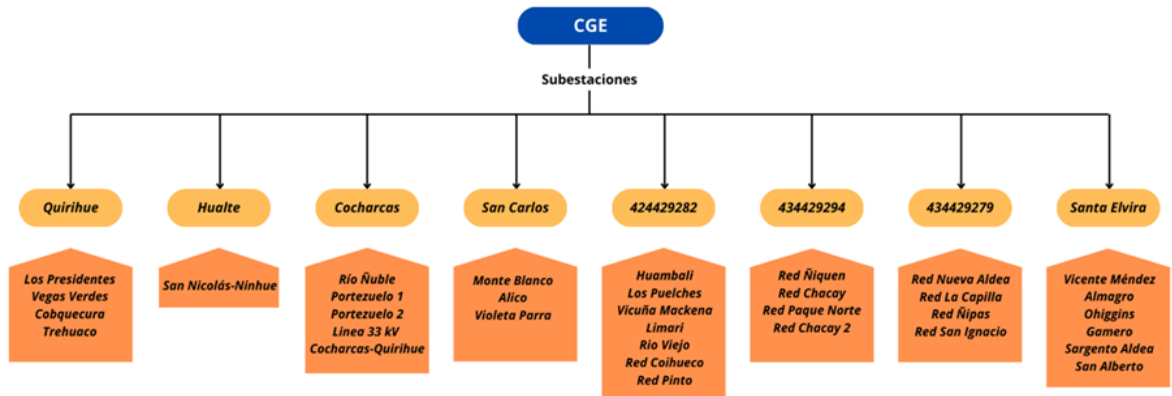


Figura 78. Composición del sistema de distribución eléctrico de CGE. Fuente: Elaboración propia con datos CGE.

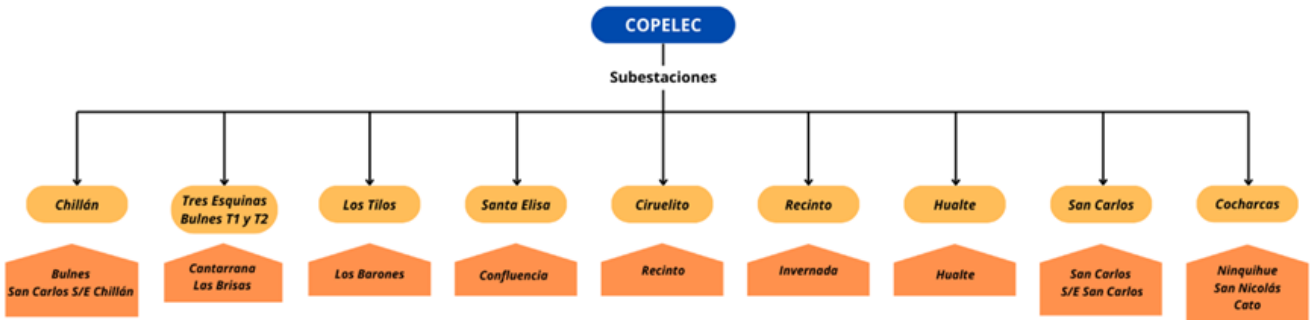


Figura 79. Composición del sistema de distribución eléctrico de Copelec. Fuente: Elaboración propia con datos Copelec.

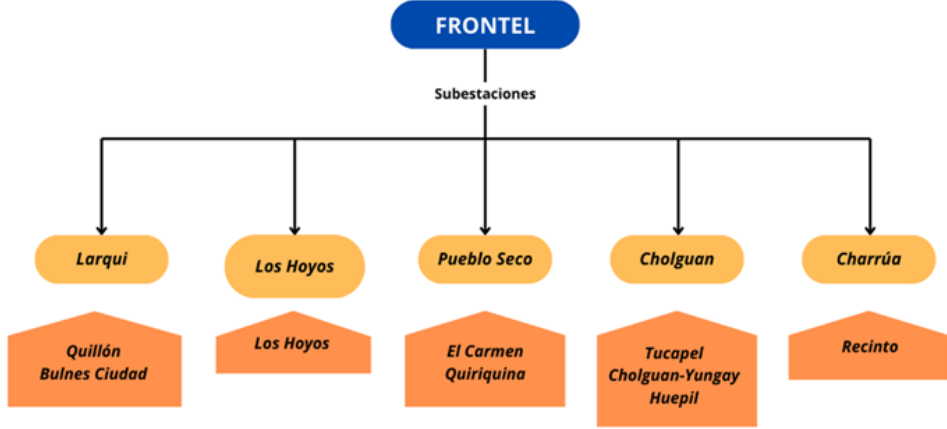


Figura 80. Composición del sistema de distribución eléctrico de Frontel. Fuente: Elaboración propia con datos Frontel

TARIFAS

Se muestra el precio de la energía por kWh para la opción BT1, para usuarios con consumo menor a 350 kWh mensuales, ofertadas por las tres empresas. Los valores de energía eléctrica por CGE, Copelec y Frontel se muestran en la Figura 81, Figura 82 y Figura 83. Las comunas en las cuales no se muestra el valor corresponden a sectores en que la distribuidora no tiene presencia.

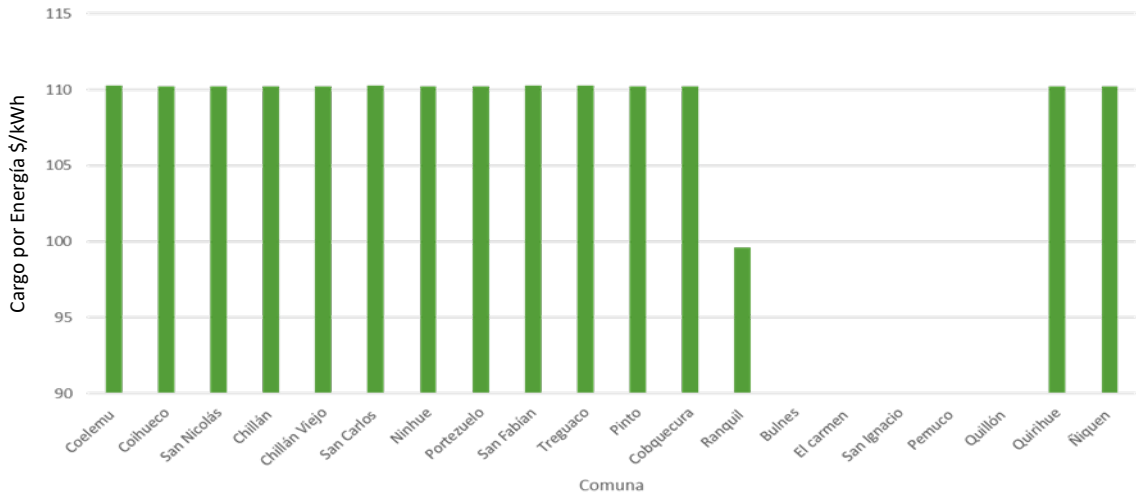


Figura 81. Valores del precio de la energía por kWh por CGE en opción tarifaria BT1 para usuarios con consumo menor a 350 kWh mensuales (valores con IVA). Fuente: Elaboración propia con datos CGE.

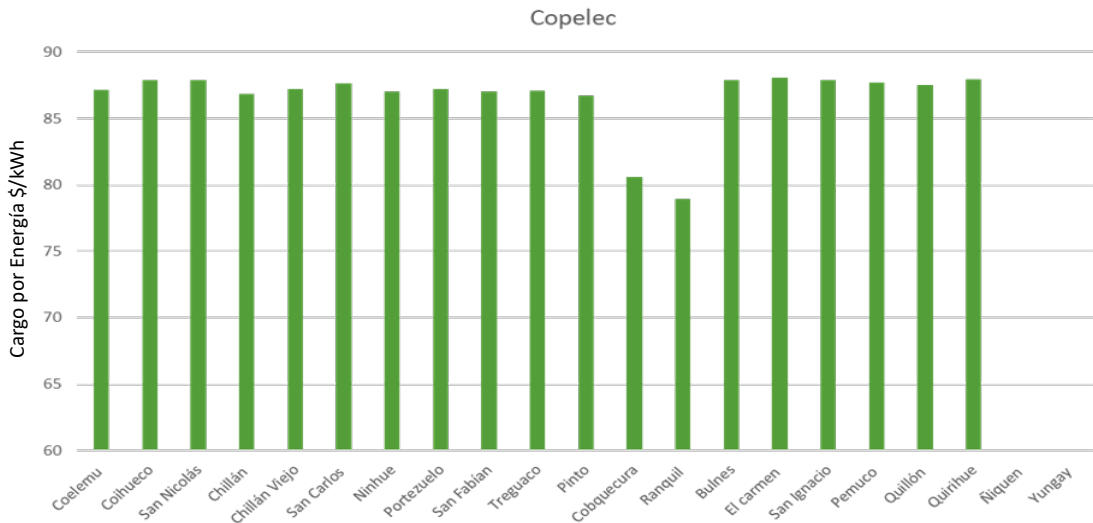


Figura 82. Valores del precio de la energía por Copelec en opción tarifaria BT1 para usuarios con consumo menor a 350 kWh mensuales (valores con IVA). Fuente: Elaboración propia con datos Copelec.

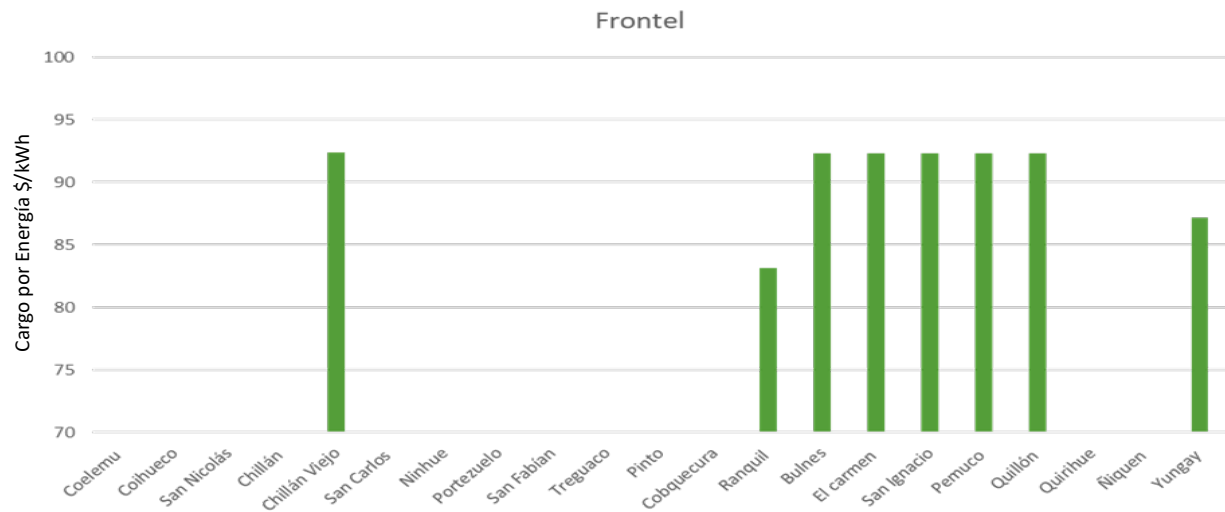


Figura 83. Valores del precio de la energía por kWh por Frontel en opción tarifaria BT1 para usuarios con consumo menor a 350 kWh mensuales (valores con IVA). Fuente: Elaboración propia con datos Frontel.

En el caso de Copelec el mayor valor del precio de la energía para usuarios con consumo menor a 350 kWh mensuales se encuentra en la comuna de El Carmen y es de 88,018 \$/kWh, mientras que el menor valor es en Ranquil con 78,967 \$/kWh. Frontel tiene el mayor valor en Chillán Viejo con 92,387 \$/kWh y el menor valor es en Ranquil con 83,172 \$/kWh. CGE presenta los mayores valores con 110,269 \$/kWh en Treguaco, el menor valor es en Ranquil con 99,604 \$/kWh. Se puede tomar Concepción, como valor de referencia, donde el precio del kWh ofertado por CGE es de 110,224 \$/kWh. La Figura 84 muestra los valores del kWh en las distintas comunas, y para las tres empresas.

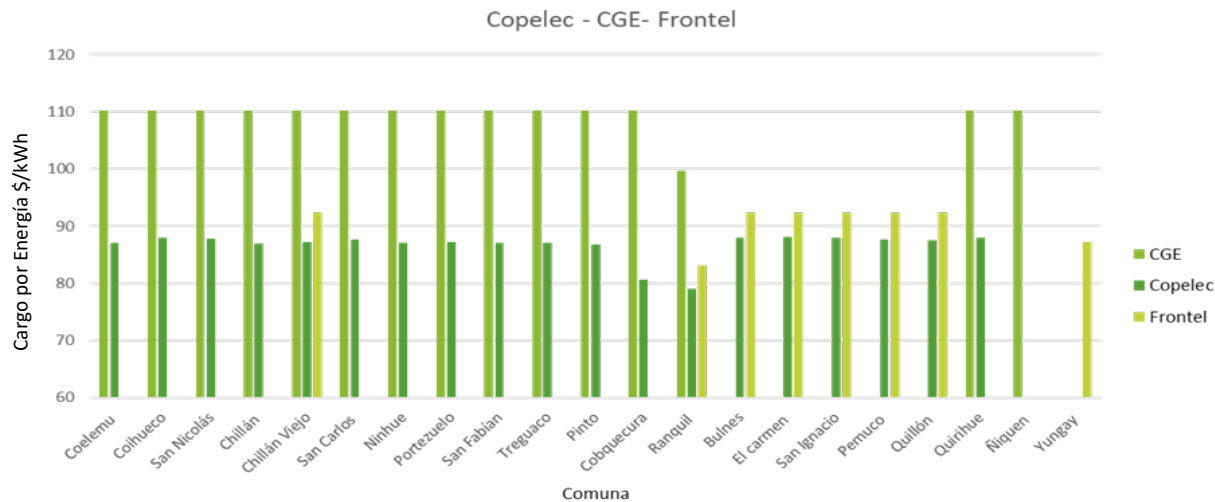


Figura 84. Valores del precio de la energía por kWh por cada empresa en opción tarifaria BT1 para usuarios con consumo menor a 350 kWh mensuales (valores con IVA). Fuente: Elaboración propia con datos de Copelec, CGE y Frontel.

3.3.4 SOLUCIONES DESCENTRALIZADAS

Para llevar a cabo la descentralización energética en la Región de Ñuble, resulta importante explorar diversas alternativas de generación de energía eléctrica y fomentar la implementación de proyectos de autoconsumo. El objetivo es impulsar el consumo de energía en base a soluciones energéticas descentralizadas, principalmente desde fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). En este contexto, es crucial realizar un análisis del estado actual y el potencial de las diferentes áreas de influencia en la región. Además, al promover el uso de soluciones energéticas descentralizadas, como proyectos de autoconsumo basados en ERNC, se fomenta la generación distribuida, reduciendo la dependencia de fuentes de generación centralizadas y contribuyendo a la sostenibilidad del sistema energético regional.

La descentralización energética no sólo fortalecería la resiliencia del suministro eléctrico en Ñuble, sino que también generaría oportunidades para el desarrollo local y la mitigación de impactos ambientales.

A. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El primer diagnóstico realizado, es el estudio actual de la generación distribuida y los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en la Región de Ñuble. En las siguientes figuras se presenta la capacidad instalada de generación distribuida a nivel de *net billing* y PMGD para las distintas comunas de la región.

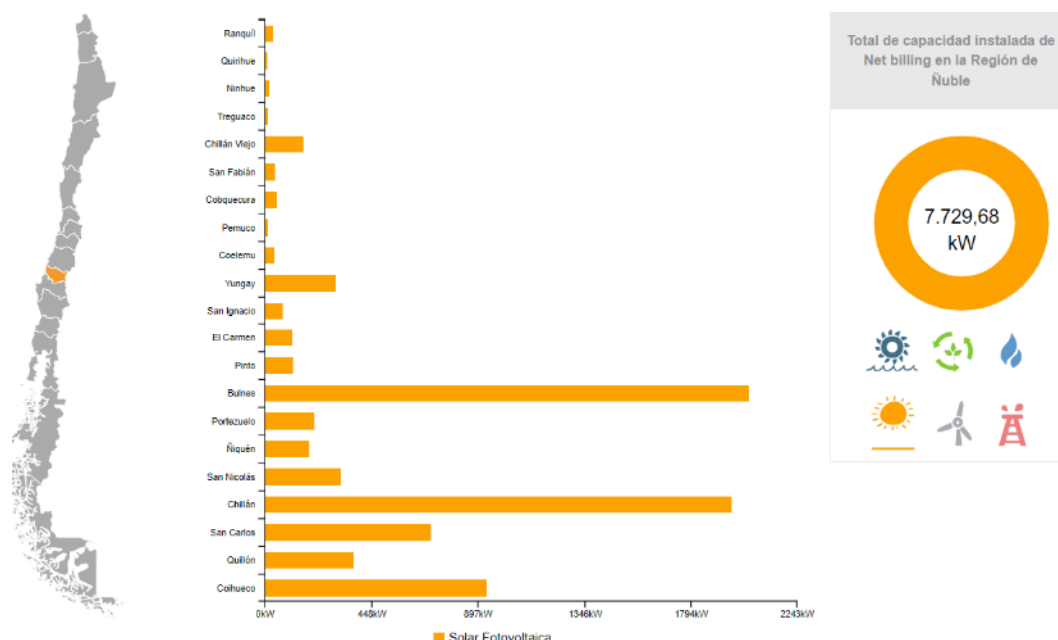


Figura 85. Net billing en la Región de Ñuble.⁴¹

Se aprecia que las comunas con mayor capacidad instalada son la comuna de Bulnes, Chillán y Coihueco, además la tecnología que se utiliza para *net billing* es la solar fotovoltaica con una capacidad instalada de aproximadamente 7.730 kW.

⁴¹ “Pequeños Medios de Generación en Chile – Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía”. Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía – Ministerio de Energía | Gobierno de Chile. Accedido el 3 de enero de 2024. [En línea]. Disponible: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/pequenos-medios-de-generacion-en-chile/>

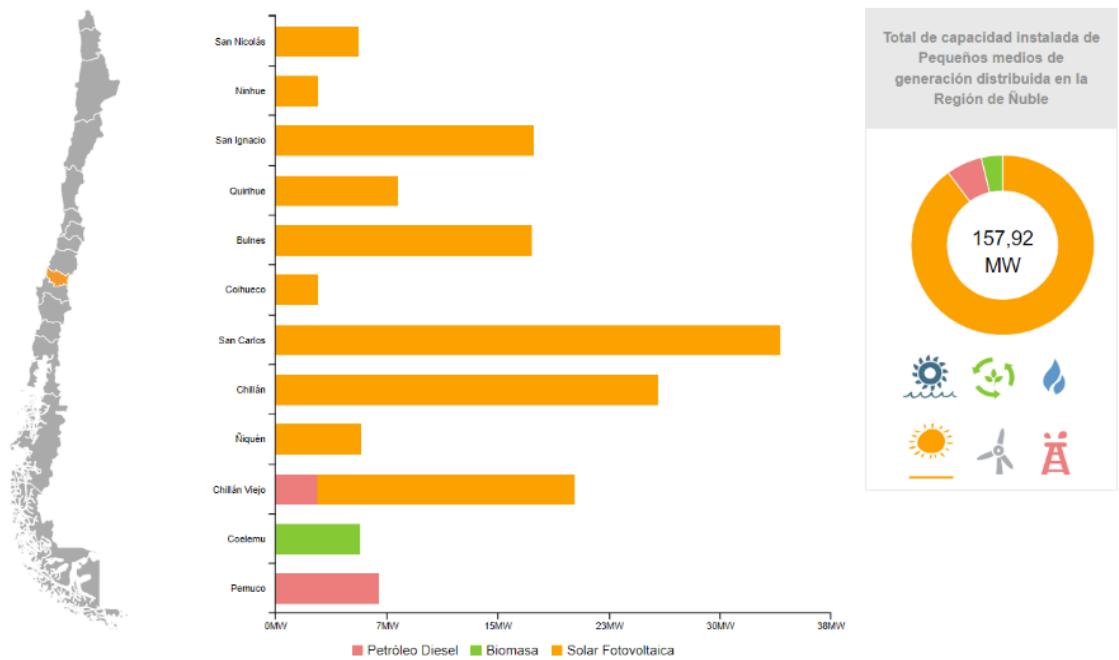


Figura 86. Capacidad Instalada de Pequeños Medios de Generación Distribuida en la Región de Ñuble.⁴²

Respecto de las PMGD, se tiene que en su gran mayoría son centrales basadas en ERNC, específicamente solares fotovoltaicas (alrededor de 158 MW de capacidad instalada) y una pequeña parte de la generación se reparte entre centrales de petróleo diésel y de biomasa.

Por otro lado, en la Tabla 16 se presentan los proyectos de techos solares públicos en la Región de Ñuble. Dichos proyectos corresponden a una iniciativa para estimular el mercado de soluciones fotovoltaicas a través de la demanda por parte del Estado para ser instalados en edificios públicos, para así contribuir a la disminución de costos en términos de suministro energético. Los beneficiados son las instituciones públicas, fundaciones y corporaciones sin fines de lucro, de carácter nacional que cumplan con un rol social y público.

Tabla 16. Proyectos de techos solares en la Región de Ñuble⁴³.

Comuna	Proyecto	Capacidad (kW)
Coelema	Liceo Domingo Ortiz de Rozas ⁴⁴	60
Coihueco	Liceo Claudio Arrau León ⁴⁵	15
San Carlos	Liceo Politécnico Ignacio Carrera Pinto ⁴⁶	40

⁴² Ídem al anterior.

⁴³ “Región de Ñuble”. Energía Región. Accedido el 3 de enero de 2024. [En línea]. Disponible: <https://energiaregion.cl/region/NUBLE>

⁴⁴ <https://techossolares.minenergia.cl/?proyecto=liceo-domingo-ortiz-de-rozas-en-construccion>

⁴⁵ <https://techossolares.minenergia.cl/?proyecto=liceo-claudio-arrau-leon-en-construccion>

⁴⁶ <https://techossolares.minenergia.cl/?proyecto=liceo-politecnico-capitan-ignacio-carrera-pinto-en-construccion>

La descentralización de la generación de energía y consumos en la Región de Ñuble se ve impulsada por la “Política Energética de Chile 2050”⁴⁷, en donde se habla directamente del tema “Desarrollo local y descentralización”. En esta propuesta se busca la implementación de desarrollos energéticos y proyectos liderados por pequeños productores y comunidades, con el respaldo de instrumentos de fomento legales y de colaboración, se presenta como una estrategia clave para impulsar el desarrollo local. Los mecanismos de asociatividad comunitaria cumplen un papel fundamental en democratizar y descentralizar el sistema energético, permitiendo la incorporación de nuevas voces y actores en proyectos de energía de mediana y gran escala. Estas iniciativas buscan aprovechar los recursos naturales locales, promoviendo así el desarrollo sostenible en las comunidades involucradas⁴⁸.

En base a la Agenda de Energía 2022- 2026, se puede corroborar la importancia de la transición energética a fuentes de energía más limpias y descentralización de la generación eléctrica, en donde se busca fomentar la generación a nivel regional para promover una matriz energética más autosuficiente. También se busca fomentar la generación distribuida junto a proyectos como el programa “Casa Solar Social” que tiene como objetivo beneficiar a 20.000 familias vulnerables con sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Además de fomentar este tipo de proyectos, se promoverán proyectos orientados al sector agrícola mediante inversión pública, a través de esquemas de propiedad conjunta y el uso de equipos más eficientes⁴⁹.

La Agenda de Energía 2022-2026 deja en evidencia que es factible la transición y descentralización energética en la Región de Ñuble, esto principalmente por la visión del gobierno de fomentar el desarrollo a nivel regional y comunal en términos de generación de energía, generación distribuida, entre otros.

Para llevar a cabo la transición energética en la Región de Ñuble, se hace indispensable aumentar la cantidad de líneas de transmisión y distribución de la Región, para que así se puedan conectar al sistema los próximos proyectos de PMGD. El problema de insuficiencia energética se enfatiza en la Región de Ñuble en donde 200 proyectos agrícolas en enero de 2022 estaban a la espera de factibilidad eléctrica debido a las limitaciones en las líneas de alimentación de energía⁵⁰. Esta situación provocó una pausa en la implementación de los proyectos, su cancelación o directamente la fuga de inversiones a otras regiones.

Debido a esta supuesta insuficiencia en capacidad de las líneas de transmisión⁵¹, se llevaron a cabo los proyectos de la Subestación Montenegro y la ampliación de la Subestación Santa Elvira, lo que aumentará la potencia disponible en la Región de Ñuble durante el 2024. A su vez, mejorará la infraestructura eléctrica actual y fortalecerá el sistema de 66kV entre las Subestaciones Chillán y Charrúa. El delegado Regional de Ñuble, Gabriel

⁴⁷ “Política Energética Nacional”. Ministerio de Energía. Accedido el 5 de enero de 2024. [En línea]. Disponible: https://www.chileagenda2030.gob.cl/iniciativas/1985/documento/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf

⁴⁸ Ídem al anterior.

⁴⁹ “Agenda de Energía 2022-2026”. Ministerio de Energía. Accedido el 5 de enero de 2024. [En línea]. Disponible: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_energia_2022_-_2026.pdf

⁵⁰ <https://mundoagro.cl/falta-de-transmision-electrica-en-la-region-del-nuble-detiene-numerosos-proyectos-agricolas/>

⁵¹ <https://www.portalminero.com/wp/transmision-en-nuble-los-proyectos-que-vienen-a-responder-a-la-necesidad-energetica-regional/>

Pradenas Sandoval destacó la nueva infraestructura y comentó que este tipo de proyectos vienen a descentralizar y descongestionar las redes eléctricas que se tienen en la Región, en donde el objetivo principal es propiciar espacios para nuevos proyectos, tanto sea de viviendas o empresas, en toda la zona centro sur de la Región de Ñuble. Este tipo de proyectos otorgará mayores posibilidades de desarrollo de centrales de generación solar, mediante paneles fotovoltaicos para proyectos de PMGD.

B. PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE MEDIANA Y PEQUEÑA ESCALA

Para avanzar a una matriz energética más limpia y amigable con el medio ambiente, un paso importante es la electrificación de los consumos, por ejemplo, en base a fuentes de generación descentralizadas en base a ERNC para así disminuir las emisiones de efecto invernadero.

En este contexto, a través del 6to fondo de Acceso a la Energía (FAE), el Ministerio de Energía, mediante la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE), ha canalizado soluciones energéticas hacia instituciones y agrupaciones con roles públicos comunitarios. En la Región de Ñuble, tres proyectos han sido beneficiados por este fondo, destacando el impacto positivo en la calidad de vida de la comunidad. El "Cecof Tres Esquinas" en Bulnes recibirá un sistema solar térmico, beneficiando a más de 3500 usuarios del establecimiento de salud. La Junta de Vecinos de Colliguay obtuvo financiamiento para un sistema solar fotovoltaico, asegurando electricidad continua para sus actividades, incluyendo atención médica y pago de pensiones. La Sede de la Unidad Vecinal N°17 "Estación Chillán" también se benefició con un sistema solar fotovoltaico destinado a mejorar las condiciones de la cocina comunitaria.

La descentralización de los consumos, resaltada por el Seremi de Energía de la Región de Ñuble, se presenta como un paso crucial para descarbonizar la matriz energética local. Estos proyectos no solo proporcionan soluciones energéticas sostenibles, sino que también contribuyen a la autonomía de las comunidades al descentralizar el suministro. El énfasis en instituciones y organizaciones sociales, mayormente compuestas por adultos mayores, subraya el impacto directo en la calidad de vida de esta demografía. Este enfoque descentralizado no solo fortalece la resiliencia ante cortes de energía, como destaca Teresa Gazmuri Vargas de la Junta de Vecinos de Colliguay, sino que también representa un avance significativo hacia una matriz energética más limpia y sostenible en la Región de Ñuble⁵².

En la búsqueda de soluciones innovadoras y sostenibles para abordar las necesidades energéticas en la Región de Ñuble, los proyectos agrivoltaicos emergen como una herramienta fundamental para promover consumos descentralizados. Estos proyectos revolucionarios buscan integrar fuentes de ERNC, específicamente a través de la implementación de sistemas fotovoltaicos, para abastecer la demanda eléctrica en los sistemas de riego agrícola.

⁵² "Vecinas y vecinos de Ñuble serán beneficiadas con Sistemas Solares Fotovoltaicos gracias al Ministerio de Energía | Ministerio de Energía |. Accedido el 3 de enero de 2024. [En línea]. Disponible: <https://energia.gob.cl/noticias/nuble/vecinas-y-vecinos-de-nuble-seran-beneficiadas-con-sistemas-solares-fotovoltaicos-gracias-al-ministerio-de-energia>

En un destacado impulso hacia la modernización y sostenibilidad agrícola en Ñuble, la Comisión Nacional de Riego (CNR) ha anunciado la instalación de 17 sistemas de riego por goteo o aspersión en seis comunas de la región. Estos proyectos, en su mayoría, emplearán energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica, consolidando a Ñuble como una de las regiones líderes a nivel nacional en este tipo de iniciativas⁵³.

Ñuble se destaca entre las tres regiones con mayor participación en el Programa de Pequeña Agricultura de la CNR, subrayando así el compromiso y éxito de la región en la implementación de proyectos de riego. En este contexto, el énfasis en la inclusión de generación de energía fotovoltaica conectada a la red destaca la visión de Ñuble hacia la sostenibilidad y la eficiencia en el uso de recursos. Los beneficiarios, como María Cecilia Fritz, reconocen la importancia de esta ayuda estatal para la pequeña agricultura, no solo facilitando las tareas de riego, sino también abriendo oportunidades para cultivos más rentables y sostenibles. En resumen, estos proyectos agrivoltaicos no solo marcan un avance significativo en la modernización agrícola de Ñuble, sino que también demuestran el papel esencial de la energía renovable en la construcción de un sector agrícola más eficiente y respetuoso con el medio ambiente⁵⁴.

Adicionalmente, cinco municipios de la Región de Ñuble buscan integrar el programa “Comuna Energética”, en donde este programa no solo permite a los municipios de la Región de Ñuble generar estrategias a largo plazo en energía y sostenibilidad, sino que también les brinda la oportunidad de acceder a capacitaciones, financiamiento y experiencias compartidas con otros municipios. Además, la posibilidad de obtener el Sello Comuna Energética, que certifica y reconoce la gestión energética local de los municipios, agrega un incentivo adicional al proceso de adhesión, acompañamiento, verificación y evaluación. Este sello no solo asesora y evalúa la gestión energética de las comunas, sino que también impulsa la descentralización energética, la eficiencia en el uso de la energía y la incorporación de las energías renovables, promoviendo la colaboración entre los diversos actores del sector público, privado y la sociedad civil. En definitiva, este enfoque fortalece la capacidad de las comunas para liderar iniciativas energéticas locales, contribuyendo al desarrollo sostenible y al bienestar de sus habitantes⁵⁵.

3.3.5 PROYECTOS DE ENERGÍA INGRESADOS AL SEIA CORRESPONDIENTE A LA REGIÓN DE ÑUBLE

Se realizó una revisión de proyectos ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) desde el año 2001 al 2023, encontrándose que fueron ingresadas 140 solicitudes por un monto de inversión de 4.868,417 MM de dólares. De estas solicitudes, 89 fueron aprobadas por un monto de 2.515,957 MM de dólares y de ellas el 88% corresponden a energía solar (Figura 88). Además, solo un 13% de los ingresos aprobados al SEIA corresponde a la tipología b1 “**Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje**” y un 3% son “**Subestaciones**”

⁵³ “Pequeña agricultura de Ñuble incorpora nuevos sistemas de riego con energías limpias”. Comisión Nacional de Riego. Accedido el 3 de enero de 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.cnr.gob.cl/pequena-agricultura-de-nuble-incorpora-nuevos-sistemas-de-riego-con-energias-limpias/>

⁵⁴ Ídem al anterior.

⁵⁵ “Cinco municipios de Ñuble buscan integrar programa “Comuna Energética”. La Discusión. Accedido el 4 de enero de 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.ladiscusion.cl/cinco-municipios-de-nuble-buscan-integrar-programa-comuna-energetica/>

(Figura 89). En tanto, de los 20 proyectos no admitidos a tramitación en Ñuble, para las mismas topologías, el 20% corresponde a b1 y el 10% a b2 (Figura 90).

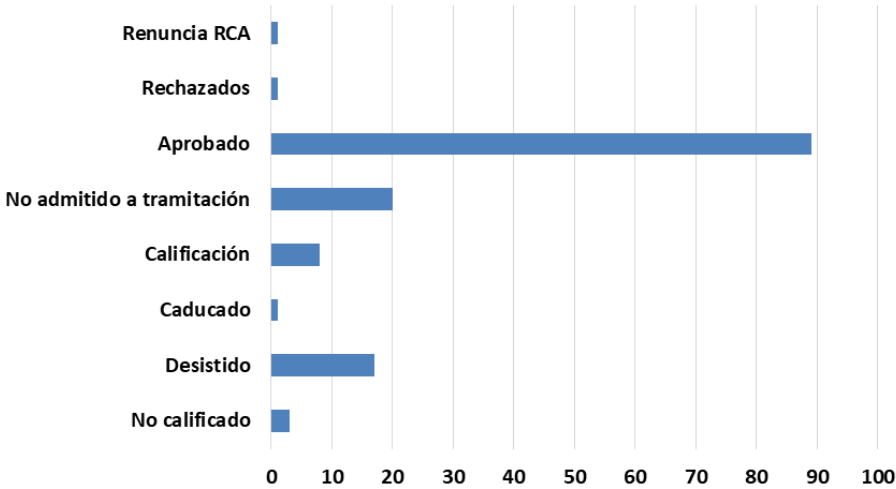


Figura 87. Número de Proyectos totales en Ñuble ingresados al SEIA, periodo 2001-2023.

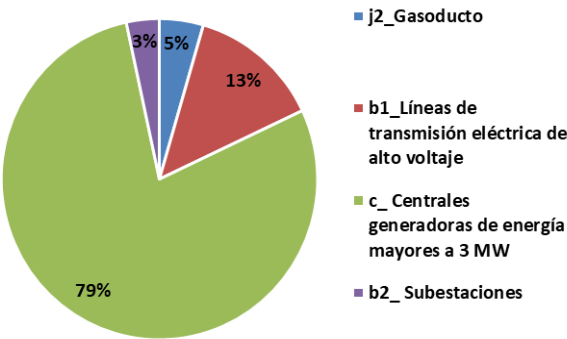


Figura 88. Porcentaje de Proyectos aprobados por tipología en Ñuble, periodo 2001-2023.

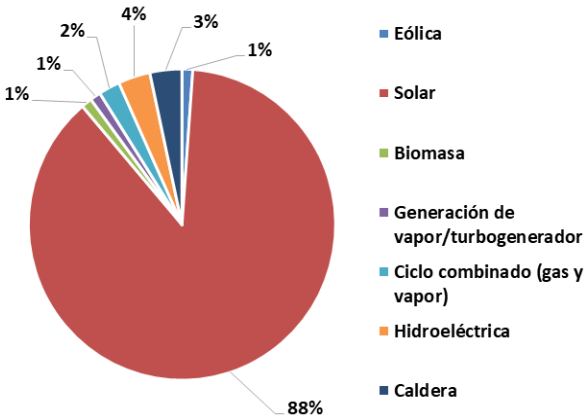


Figura 89. Porcentaje de Proyectos aprobados por tipo energía en Ñuble, periodo 2001-2023.

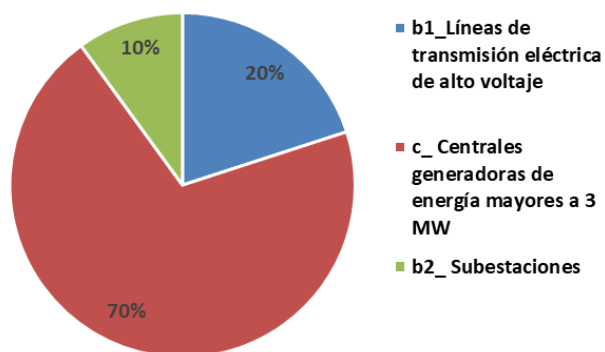


Figura 90. Porcentaje de Proyectos aprobados por tipo energía en Ñuble, periodo 2001-2023.

3.3.6 FOCOS DE INCENDIOS CONEXOS AL DESGASTE DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Durante el año 2022 la CONAF, acusó que cerca del 40% de la superficie de 18 mil hectáreas quemadas por siniestros a nivel país están asociadas a la infraestructura eléctrica, afectando a las regiones de Valparaíso y el Maule, señalando que **existe una negligencia por parte de las empresas eléctricas, principalmente en la mantención de los cables y la vegetación circundante**⁵⁶, en la que es relevante la revisión de la infraestructura eléctrica de Ñuble que este estudio levantó, dando cuenta de un importante deterioro de la infraestructura eléctrica, lo que incluye a las redes eléctricas, los transformadores y las redes de distribución, al estar expuestas a las condiciones climáticas, la sobrecarga y la falta de mantenimiento regular van sufriendo un desgaste. Asimismo, los sistemas eléctricos defectuosos pueden plantear graves riesgos para la seguridad, incluidas descargas eléctricas, electrocución y posibilidad de explosiones, así como también, un mayor gasto de energía, debido a que los sistemas eléctricos más antiguos suelen ser menos eficientes energéticamente, lo que genera un mayor consumo de energía, y mayores costos.

Es por ello, que las **empresas eléctricas deben adoptar medidas proactivas, realizar inspecciones y mantenimiento periódicos, para identificar y reemplazar componentes defectuosos y reparos necesarios que puedan prevenir posibles fallas y garantizar el funcionamiento adecuado de los sistemas eléctricos**. También, otro factor a considerar es una actualización, protecciones o modernización de las redes eléctricas con tecnologías inteligentes, como sistemas de monitoreo avanzados, que permitan la detección temprana de problemas, reduciendo el tiempo de inactividad, mejorando la confiabilidad general e implementar mejores mecanismos de protección para reducir los riesgos de incendios y daños eléctricos.

⁵⁶ Cooperativa.cl, 2022. Conaf acusó falta de mantención en el tendido eléctrico como posible causa de incendios forestales. Disponible en: <https://cooperativa.cl/noticias/pais/desastres-naturales/incendios-forestales/conaf-acuso-falta-de-mantencion-en-el-tendido-electrico-como-posible/2022-12-15/104609.html>

3.4 INFRAESTRUCTURA DE COMBUSTIBLES

En esta sección se presenta un análisis de aspectos de interés de combustibles no asociados directamente a la producción de electricidad en la región.

Pellet

La Región de Ñuble produce muy poco Pellet. Solamente tiene dos plantas de producción, una en Coelemu y la otra en Ranquil cuya producción es menor a la demanda de esta región, convirtiéndose en una región deficitaria en cuanto a producción. De acuerdo con Achbiom, al año 2022 se consumieron en Chile alrededor de 220.000 toneladas de pellets. De éstas, 5.086 toneladas fueron consumidas en la Región de Ñuble, lo que representa un poco más del 2% del consumo nacional. Comparado con años anteriores el consumo de Pellet ha estado bajando, mientras que el consumo de leña sigue incrementándose.

Gas Natural Licuado

Chile cuenta con abastecimiento de gas natural desde la década de los 70, cuando la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) comenzó a distribuir el combustible en la región de Magallanes. El gas natural llegó a la zona central de Chile en 1997, gracias al Protocolo de Integración Gasífera firmado por Chile y Argentina en 1995 que permitió la llegada de gas natural argentino.

La “crisis del gas” (con sucesivas fallas en el suministro argentino de gas natural), que se prolongó por 5 años desde 1994, motivó al gobierno de Chile y a los distintos usuarios de este recurso a impulsar la construcción de terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL) en el centro y norte del país para importar el combustible desde distintos orígenes. En 2009 comenzó a operar el terminal de regasificación de GNL Quintero, en la región de Valparaíso, y a mediados de 2010 el terminal de regasificación GNL Mejillones, en la bahía de Mejillones, región de Antofagasta. El suministro argentino de gas natural fue reanudado en 2018.

Recientemente, la empresa Innergy informó que Biobío y Ñuble contarán con gas natural argentino gracias a un acuerdo de importación impulsado por el Ministerio de Energía de Chile y la Embajada y la Secretaría de Energía de Argentina, que mantiene las cantidades del anterior contrato —vigente entre junio de 2022 y septiembre de 2023— y lo proyecta hasta diciembre de 2024. Esto permite cubrir la temporada invernal y de mayor demanda residencial para calefacción, y parcialmente el consumo industrial, con los beneficios ambientales asociados al combustible.

Las zonas donde se cuenta con suministro de gas natural son Talcahuano, Penco, Lirquén, Laja, Nacimiento, Coronel, Arauco, Nueva Aldea, Pemuco y Charrúa. Para ello existe un Gasoducto llamado Gasoducto del Pacífico que tiene 670 kilómetros de longitud y que parte en Neuquén, pasa por la Región de Ñuble y llega a Talcahuano como se observa en la siguiente figura.

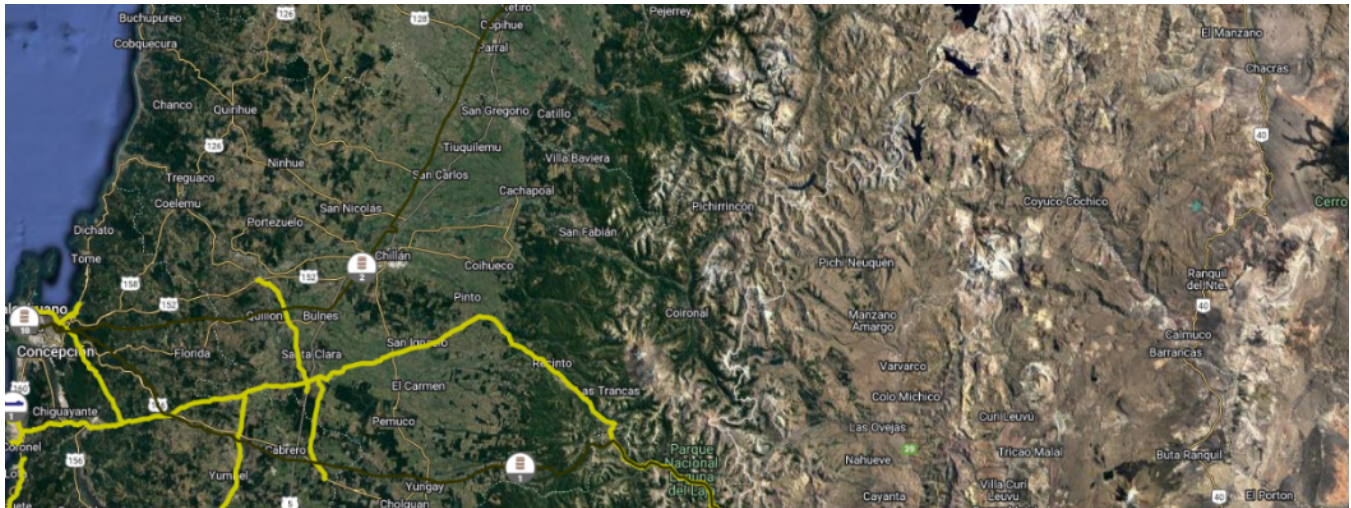


Figura 91. Gaseoducto del Pacífico. Fuente, CNE, Energía Maps.

Combustibles Líquidos

Los servicentros para venta al público de combustibles líquidos en Ñuble, están emplazados con alta concentración en la ruta central panamericana con una disminuida oferta de venta en sectores rurales. En la Figura 92 se muestra la distribución de lugares de puntos de ventas de combustible en la región.

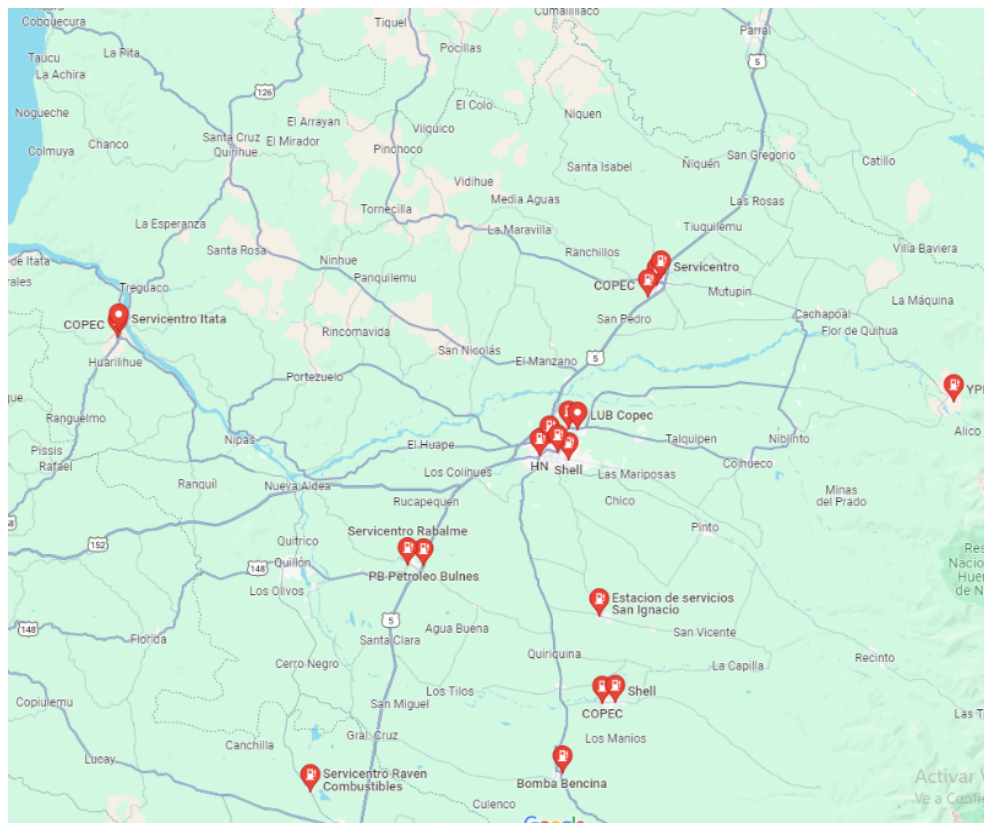


Figura 92. Mapa de centros de venta de combustibles líquidos en Ñuble. Fuente: Elaboración propia utilizando Google Maps.

3.5 TEMÁTICAS TRANSVERSALES

3.5.1 ECONOMÍA

En esta sección se describen los aspectos económicos más relevantes que permiten analizar el crecimiento y desarrollo económico que puedan afectar en la planificación energética de la Región de Ñuble. Se analizan aspectos de crecimiento económico regional, exportaciones, indicadores laborales y potencial de creación de empleos directos asociados a proyectos de ERNC destinados a la región.

Entre los aspectos económicos relevantes se analizan las cuentas regionales de Ñuble provistas por el Banco Central, las variables de desempleo del INE y las exportaciones regionales entregadas por Aduanas.

A. CUENTAS NACIONALES PARA LA REGIÓN DE ÑUBLE

Como indicador de crecimiento económico, se considera el PIB anual de la Región de Ñuble separado por sector económico y el PIB trimestral asociado a algunos sectores económicos definidos por el Banco Central. De la información de la Tabla 16, ordenada por actividad económica e importancia relativa al PIB regional, se deduce que Ñuble es una región bastante pequeña en términos de PIB y, aproximadamente representa el 1,2% del Producto Interno Bruto nacional. Sin embargo, hay sectores que son más importantes que este promedio. En la última columna de la Tabla 16 se muestra la participación sectorial y se observa que el sector agropecuario silvícola tiene una participación de 5,5% del PIB sectorial, lo que es mucho mayor a la participación promedio regional que es de un 1,2%. Por ello se dice que Ñuble es una Región Agrícola. Algo similar ocurre con el sector construcción, el sector de administración pública, servicios personales, de vivienda e inmobiliarios, restaurante y hoteles que tiene una leve participación superior al promedio regional, tal como se puede observar en la Tabla 17.

Respecto al crecimiento anual de la región, se puede estimar que éste ha sido en promedio un 3,6% entre el año 2013 y el año 2022, superando al crecimiento del PIB nacional con una media de un 2,1% en el mismo periodo. Respecto al mismo indicador, se observa que durante la pandemia tuvo una caída mayor que el promedio nacional, y del mismo modo finalizada la pandemia, la subida en la recuperación también fue mayor que el indicador nacional.

Tabla 17. PIB por actividad económica, Región de Ñuble, a precios del año anterior encadenado, referencia 2018 (miles de millones de pesos encadenados). Fuente: Elaboración propia en base a Cuentas nacionales, Banco Central de Chile.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Partic. 2023	País 2023	Partic. 2023
Producto interno bruto	2,438.58	2,433.33	2,559.88	2,704.17	2,677.83	2,863.93	2,869.93	2,764.49	3,092.60	3,171.35	3,160.51	100.0%	185,514	1.7%
Agropecuario-silvícola	313.86	285.78	306.68	325.77	313.64	339.35	338.09	351.43	342.42	346.67	344.88	10.9%	6,095	5.7%
Industria manufacturera	552.82	540.33	585.88	631.14	584.52	641.01	620.79	606.44	599.10	535.60	499.14	15.8%	18,029	2.8%
Servicios de vivienda e inmobiliarios	263.41	271.94	281.91	289.10	298.27	309.30	316.57	319.04	336.85	351.43	366.87	11.6%	16,334	2.2%
Servicios personales	393.38	411.08	423.62	450.45	461.04	476.82	474.17	392.34	497.32	569.25	595.24	18.8%	27,520	2.2%
Construcción	167.48	152.39	154.83	161.92	140.49	170.55	177.92	170.21	196.92	212.13	223.53	7.1%	12,200	1.8%
Administración pública	114.52	117.23	121.27	126.27	130.43	135.64	145.85	156.49	167.90	174.47	177.16	5.6%	9,940	1.8%
Restaurantes y hoteles	61.12	66.83	63.84	58.21	62.82	64.91	68.71	41.42	49.71	60.85	59.80	1.9%	4,000	1.5%
Transporte, información y comunicaciones	168.57	174.92	190.22	204.27	215.54	223.77	225.05	215.20	243.63	255.11	246.11	7.8%	18,309	1.3%
Comercio	166.39	165.20	178.91	191.17	197.14	219.53	208.41	220.45	291.06	272.99	254.52	8.1%	19,053	1.3%
Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	55.42	60.16	55.61	61.66	66.04	66.93	66.20	68.35	74.01	78.95	82.89	2.6%	7,196	1.2%
Servicios financieros y empresariales	187.85	189.20	197.66	201.58	198.70	208.51	219.67	220.96	269.59	282.40	280.09	8.9%	31,060	0.9%
Minería	4.54	5.33	5.55	6.58	6.83	6.98	7.83	7.49	6.98	8.66	10.61	0.3%	14,430	0.1%
Pesca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.62	0.66	0.50	0.55	0.41	0.45	0.0%	1,348	0.0%
PIB Nacional	169,864	172,909	176,630	179,726	182,166	189,435	190,637	178,925	199,204	203,305	203,750			

Al observar el PIB trimestral en la Figura 93, se puede ver la existencia de una tendencia positiva en el crecimiento trimestral de la economía regional de Ñuble. Por otro lado, en color naranja y en el eje de la derecha se observa la variación del PIB trimestral, la cual ha oscilado fuertemente en el período, pero con una tendencia positiva. De hecho, en los últimos dos trimestres, ha habido un crecimiento positivo y superior al crecimiento nacional.

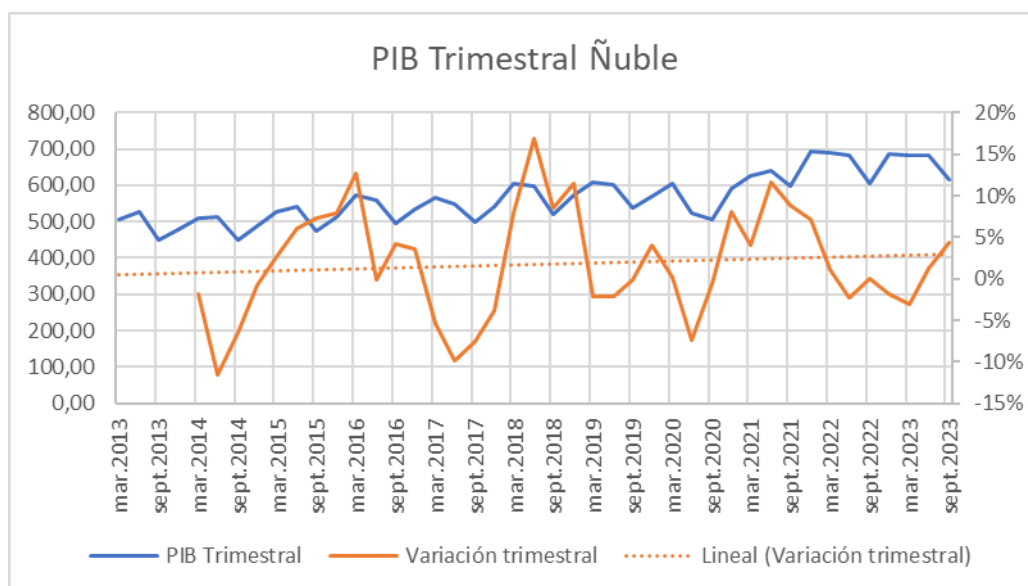


Figura 93. PIB trimestral de Ñuble. Fuente: Elaboración propia usando datos del banco Central de Chile.

B. EXPORTACIONES

Las exportaciones en la Región de Ñuble están orientadas principalmente a la industria forestal y a la industria agrícola. El año 2022, un 65% de las exportaciones fueron de origen forestal y un 31% de origen agrícola. En cuanto a montos, se exportaron 743 millones de dólares en productos forestales y 351 millones en productos agrícolas. Le siguen a estos otras manufacturas por 20 millones y productos de vinos por 4 millones de dólares. La información se muestra en el siguiente gráfico.

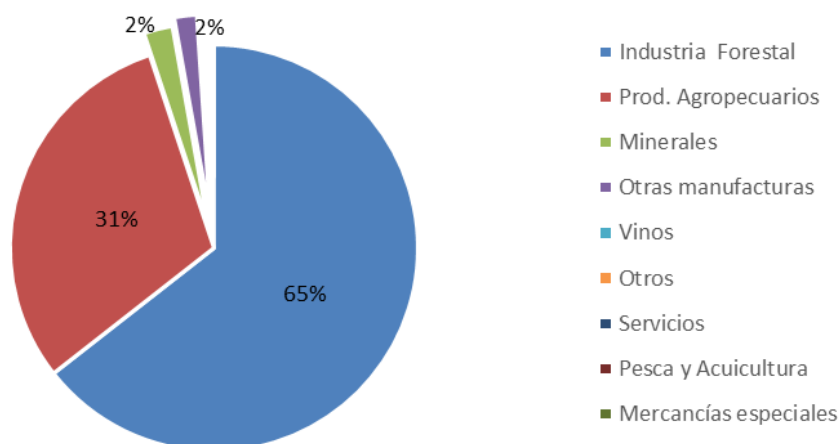


Figura 94. Exportaciones de la Región de Ñuble, año 2022. Fuente: Servicio Nacional de Aduanas.

En la siguiente tabla se muestra el número de empresas, las ventas anuales y el número de trabajadores por sector económico en la Región de Ñuble. Se observa de esta tabla que el principal sector económico en cuanto a ventas, es el sector comercio, pero en número de trabajadores es mucho más importante el sector agrícola, ganadería, silvicultura y pesca. Posteriormente, le sigue en importancia el sector industria manufacturera y la construcción. Esto no debiera confundirse con el PIB ni con el análisis de exportaciones más arriba. Esto solo muestra que el valor de las ventas es alto aunque el valor agregado que representan estas ventas y que se refleja en el PIB es mucho menor y eso ocurre porque la mayor parte de estos productos no se fabrican en Ñuble, son traídos de otros países u otras regiones. Tampoco se relaciona con la figura anterior de exportaciones ya que este es en su mayoría comercio interno o consumo local. No es sorprendente que el valor del comercio sea tan alto en ventas viendo el registro del SII, ya que parte de las ventas de las exportaciones no están completamente registradas en la Región donde se produce sino que en la ubicación geográfica de las casas matrices. Por lo tanto las ventas de exportaciones de muchos de estos productos se registran en la R.M. Por ello la industria manufacturera tiene un porcentaje menor de las ventas totales comparada con comercio.

Tabla 18. Principales empresas en Ñuble por sector económico. Fuente: SII, año 2022.

Rubro económico	Número de empresas	Ventas anuales en UF	Número de trabajadores dependientes informados
G - Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	12.289	53.339.053	24.426
A - Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	7.768	31.171.617	43.961
C - Industria manufacturera	2.954	17.988.666	9.148
F - Construcción	2.725	9.380.299	12.002
H - Transporte y almacenamiento	3.768	9.125.696	8.479
L - Actividades inmobiliarias	783	3.684.420	991
N - Actividades de servicios administrativos y de apoyo	1.067	3.551.578	8.154
I - Actividades de alojamiento y de servicio de comidas	2.585	3.368.476	5.752

Q - Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social	786	2.976.601	10.808
P - Enseñanza	315	1.976.212	15.230
M - Actividades profesionales, científicas y técnicas	1.104	1.789.375	2.052
E - Suministro de agua; evacuación de aguas residuales, gestión de desechos y descontaminación	301	1.272.855	1.701
K - Actividades financieras y de seguros	345	1.177.070	252
R - Actividades artísticas, de entretenimiento y recreativas	283	701.394	755
J - Información y comunicaciones	357	503.199	579
S - Otras actividades de servicios	931	499.742	2.819
B - Explotación de minas y canteras	85	458.136	472
D - Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	59	351.669	91
Sin información	92	18	64

C. INDICADORES LABORALES

La información referida a indicadores laborales de la Región de Ñuble se muestra en la Tabla 19. En la segunda columna de la tabla, se observa la fuerza de trabajo regional. Esta variable ha ido creciendo hasta el año 2019 de forma sostenida, pero el año 2020 y el año 2021 cae fuertemente producto de la pandemia, mientras que el año 2022 y 2023 se logró una recuperación parcial, ya que no se alcanzó a utilizar toda la fuerza de trabajo que había sido ocupada hasta el 2019. Por lo tanto, todavía falta por reestablecer aproximadamente 10.000 empleos en la Región de Ñuble. Si se observa la población desocupada, esta se ha ido reduciendo en el tiempo excepto el año 2023 que comienza a aumentar ya que la economía no ha sido capaz, durante los años 2022 y 2023, de absorber la desocupación. Esto se ratifica en las últimas 3 columnas de la Tabla 19, donde se observa una tasa de desocupación que crece en el tiempo a 9,4% el año 2023, y además se tiene una tasa de ocupación y una tasa de participación que, si bien ambas han crecido los últimos años, aún no llegan a los niveles que tenían previos a la pandemia. Llama la atención que la población que está fuera de la fuerza de trabajo ha ido creciendo en el tiempo, pasando de 168.000 personas previo a la pandemia, a superar las 190.000 el año 2023, es decir, 23.000 personas, en términos comparativos aún están fuera de la fuerza de trabajo y por lo tanto no les interesa trabajar o si lo hacen, es en forma informal y no están registradas en las estadísticas. Adicionalmente si se toma la columna Fuerza de Trabajo (inactivos potencialmente activos), se observa que existe un número de potencialmente activos similar a la prepandemia, es decir, son personas que podrían trabajar y lo hacen esporádicamente pero no están buscando trabajo. Esto refuerza aún más la idea de trabajo informal, el cual además es muy difícil de medir.

Tabla 19. Datos Laborales promedios para la Región de Ñuble (años 2010-2023), en miles. Fuente: Elaboración propia en base a Encuesta Nacional de Empleo, INE-Chile.

Año	Población en edad de trabajar (Total)	Fuerza de trabajo (Total)	Población ocupada (Total)	Población desocupada (Total)	Población desocupada (Cesantes)	Población desocupada (Buscan trabajo por primera vez)	Fuera de la fuerza de trabajo (Total)	Fuera de la fuerza de trabajo (Iniciadores)	Fuera de la fuerza de trabajo (Inactivos potenc. activos)	Fuera de la fuerza de trabajo (Inactivos habituales)	Tasa de desocupación	Tasa de ocupación	Tasa de participación
2010	373.3	199.2	181.8	17.4	15.4	2.0	174.0	1.1	36.3	136.6	8.7	48.7	53.4
2011	377.7	212.5	193.5	19.0	16.4	2.6	165.2	0.9	44.6	120.1	8.9	51.2	56.3
2012	382.2	224.7	206.4	18.3	16.0	2.3	157.5	0.8	44.1	112.8	8.2	54.0	58.8
2013	386.5	224.5	208.4	16.1	13.9	2.1	162.0	1.6	41.8	118.5	7.2	53.9	58.1
2014	390.6	226.8	209.4	17.4	15.2	2.2	163.8	1.3	41.2	121.3	7.7	53.6	58.1
2015	394.6	228.5	211.7	16.8	14.9	2.0	166.1	1.5	41.5	123.2	7.4	53.6	57.9
2016	398.7	240.5	223.8	16.7	14.7	2.0	158.2	1.7	35.8	120.7	6.9	56.1	60.3
2017	403.0	236.5	218.0	18.4	16.7	1.7	166.5	2.0	36.1	128.4	7.8	54.1	58.7
2018	407.5	242.4	221.9	20.5	18.1	2.4	165.1	1.5	25.9	137.7	8.5	54.4	59.5
2019	411.8	243.3	224.9	18.4	15.1	3.3	168.6	1.7	27.9	139.0	7.6	54.6	59.1
2020	416.1	216.9	196.3	20.6	18.5	2.1	199.2	1.1	53.4	144.6	9.6	47.2	52.1
2021	419.8	225.0	206.6	18.4	16.8	1.6	194.7	1.2	33.5	160.0	8.2	49.2	53.6
2022	423.2	231.0	211.7	19.3	17.5	1.8	192.2	1.1	32.5	158.7	8.4	50.0	54.6
2023	426.3	234.8	212.7	22.1	20.1	2.0	191.5	1.1	32.6	157.7	9.4	49.9	55.1

D. CREACIÓN DE EMPLEOS DIRECTOS POR PROYECTOS DE ERNC

La creación de empleo de los proyectos ERNC es un aspecto socioeconómico que cada vez cobra más relevancia en el análisis de la transición energética. En concreto, el despliegue de las tecnologías de generación de electricidad con fuentes renovables, y en particular las distribuidas, aportan a la economía local mediante la atracción de inversión y la creación de empleos directos que pueden ser cubiertos por mano de obra local⁵⁷. Basándose en los datos entregados por los 12 proyectos de ERNC presentados al SEIA entre los años 2022 y 2023, específicamente, utilizando los datos asociados a la cantidad de trabajadores (promedio y máximo) por mes que se necesitan en las fases de construcción, operación y cierre, se calcularon factores de empleo (trabajadores-mes/MW) por tecnología (eólico y solar fotovoltaica) y tipo de proyecto (de gran escala y PMGD). La Tabla 20 muestra un resumen del rango de factores de empleo para dichos proyectos. Cabe considerar que 2 de los 3 proyectos eólicos incluyen BESS; los 3 proyectos solares fotovoltaicos de gran escala incluyen BESS; y 4 de los 6 proyectos solares fotovoltaicos que son PMGD incluyen BESS.

Tabla 20. Factores de empleo de proyectos de ERNC presentados durante 2022 y 2023 al SEIA para ser ejecutados en la Región de Ñuble. Fuente: Elaboración propia en base a datos del SEIA.

Fase del proyecto		Eólico (proyectos entre 187–256 MW)	Solar fotovoltaico (proyectos entre 67–256 MW)	Solar fotovoltaico (proyectos PMGD)
Construcción	Duración	24 meses	8–20 meses	6–14 meses
	Trabajadores-mes/MW (promedio)	0,59–1,43	0,64–1,52	0,83–3,96
	Trabajadores-mes/MW (máximo)	0,78–2,67	0,94–3,33	1,67–7,43
Operación	Duración	30–40 años	30–40 años	30–35 años

⁵⁷ ONU. El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe. Disponible en: <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>

	Trabajadores-mes/MW (promedio)	0,04–0,05	0,04–0,10	0,08–0,69
	Trabajadores-mes/MW (máximo)	0,04–0,13	0,10–0,19	0,21–0,92
Cierre	Duración	12–18 meses	6–11 meses	4–8 meses
	Trabajadores-mes/MW (promedio)	0,36–0,59	0,27–0,98	0,29–3,96
	Trabajadores-mes/MW (máximo)	0,51–1,07	0,43–2,12	0,63–7,43

Con los factores de empleo por fase que se muestran en la Tabla 20, se puede calcular la cantidad de puestos de trabajos directos que se crearían por proyecto. A modo de ejemplo, un proyecto eólico de 200 MW de capacidad instalada crearía en promedio: 204 puestos de trabajo al mes en la fase de construcción, durante 24 meses; 10 puestos de trabajo al mes en la fase de operación, durante 35 años; y 98 puestos de trabajo al mes en la fase de cierre, durante 14 meses. Del mismo modo, un proyecto solar fotovoltaico de 100 MW de capacidad instalada crearía en promedio: 100 puestos de trabajo al mes en la fase de construcción, durante 13 meses; 7 puestos de trabajo al mes en la fase de operación, durante 35 años; y 53 puestos de trabajo al mes en la fase de cierre, durante 8 meses. Y, un proyecto solar fotovoltaico (PMGD) de 9 MW de capacidad instalada crearía en promedio: 23 puestos de trabajo al mes en la fase de construcción, durante 8 meses; 3 puestos de trabajo al mes en la fase de operación, durante 30 años; y 20 puestos de trabajo al mes en la fase de cierre, durante 6 meses.

3.5.2 POLÍTICAS PÚBLICAS

Con el objetivo de recopilar antecedentes sobre políticas públicas que puedan tener implicancia y/o tener que considerarse en la proyección de la demanda de energía y en el desarrollo de proyectos energéticos en la Región de Ñuble, en esta sección se presenta lo encontrado al respecto en documentos de cobertura regional y nacional.

En relación a los documentos sobre políticas públicas en materia energética, de cobertura regional y comunal que han sido desarrolladas para la Región de Ñuble, sólo se identificó la “Estrategia Regional de Desarrollo de Ñuble 2030”⁵⁸(ERD Ñuble 2030) y que la comuna de Chillán Viejo es la única comuna de esta región que contará con una “Estrategia Energética Local”, la cual se encuentra en proceso de elaboración.

Luego de revisar la ERD Ñuble 2030, se identificó que se declaran como “acciones estratégicas”:

- Diagnosticar las necesidades de suministro de energía y elaborar programa para mejorar la seguridad de suministro;
- Promover y desarrollar iniciativas que permitan avanzar en la reducción de costos de consumo y en la incorporación de ERNC, especialmente en lugares apartados;
- Generar programas de eficiencia energética en la Industria;
- Fomentar la descarbonización en la generación de energía en la región;

⁵⁸ <https://goredenuble.cl/wp-content/uploads/2024/01/ERD-FINAL.pdf>

- Incentivar el uso de tecnologías y fuentes de ERNC que sean eficientes y menos contaminantes para calefacción y enfriamiento;
- Fomentar el mejoramiento de aislación en edificaciones y la construcción con materiales sustentables.

Sin embargo, dichas acciones no cuentan con metas concretas. Por lo tanto, se observa que la región carece de políticas, planes y estrategias en materia energética y con metas específicas, tales como porcentaje de generación con ERNC para algún año en articular, porcentaje de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en algún sector energético, entre otros. Esto implica que no se cuenta con antecedentes de políticas públicas locales para la proyección de la demanda e infraestructura energética de la región.

Respecto a los documentos sobre políticas públicas en materia energética de cobertura nacional, se identificaron metas concretas que se podrían considerar para elaborar la proyección de la demanda de energía y de la infraestructura energética que se proyectará implementar en el territorio bajo análisis. La siguiente tabla muestra un resumen de las principales metas energéticas de política y estrategias nacionales para los años 2030, 2035, 2040 y 2050.

Tabla 21. Principales metas energéticas de política y estrategias nacionales. Fuente: Elaboración propia basada en información de política y estrategias nacionales.

Política o estrategia	Metas al 2030	Metas al 2035	Metas al 2040	Metas al 2050
Transición Energética de Chile: Política Energética Nacional (Actualización 2022)	80% de generación eléctrica desde fuentes renovables. - Retirar y/o reconvertir totalmente las centrales a carbón. 2.000 MW en sistemas de almacenamiento de energía en el SEN. 100 MW de participación de organizaciones indígenas o locales rurales en la matriz de generación eléctrica. - Todos los nuevos proyectos energéticos incorporan medidas de resguardo de los ecosistemas, tales como el enfoque de pérdida neta cero de biodiversidad. 100% de los hogares con acceso a electricidad. 100% de leña seca en todos los centros urbanos.	100% de las ventas de vehículos livianos y medianos nuevos, y las nuevas incorporaciones de transporte público urbano (buses y taxis), será vehículos cero emisiones. 15% de combustibles cero emisiones (como el H2V) en los usos energéticos finales no eléctricos.	- Chile cuenta con los más altos estándares del mundo en confiabilidad y resiliencia del sistema energético. 100% del parque de buses y taxis de transporte urbano público y privado será vehículos cero emisiones, asegurando contar con la infraestructura necesaria para lograrlo. 100% de hogares acceden a energía para satisfacer necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y cocción de alimentos a partir de fuentes de energía limpia de bajas emisiones.	100% energía cero emisiones en generación eléctrica. 6.000 MW en sistemas de almacenamiento de energía en el SEN. 500 MW de participación de organizaciones indígenas o locales rurales en la matriz de generación eléctrica. 1 hora máximo de indisponibilidad de suministro eléctrico promedio en el país, con menor nivel de dispersión a nivel comunal en relación con el 2021. 60% vehículos particulares y comerciales son cero emisiones. - Se alcanza al menos un 70% de combustibles cero emisiones (tales como hidrógeno verde y sus derivados, y

	• 100% de edificaciones públicas nuevas son “consumo energía neta cero”, considerando un óptimo rendimiento energético de sistemas de calefacción, agua caliente, refrigeración e iluminación.			combustibles sintéticos) en los usos energéticos finales no eléctricos. • 10% de las viviendas existentes tienen un estándar de energía neta cero. • Al menos 35% del parque construido total de viviendas (nuevas y existentes), tienen un acondicionamiento térmico equivalente a la nueva versión de la reglamentación térmica. • 100% de edificaciones nuevas, residenciales y no residenciales, son “consumo energía neta cero”, considerando un óptimo rendimiento energético de sistemas de calefacción, agua caliente, refrigeración e iluminación. • Al menos 500.000 usuarios conectados a redes de calefacción distrital. • 90% de la energía para calor y frío en la industria proviene de fuentes sostenibles.
--	--	--	--	--

Estrategia Nacional de Electro-Movilidad		• 100% de las nuevas incorporaciones de transporte público urbano será vehículos cero emisiones. • 100% de las ventas de vehículos livianos y medianos nuevos será cero emisiones. • 100% de las ventas de maquinaria (minera, forestal, construcción y agrícola) de más de 560 kW de potencia será cero emisiones.	• 100% de las ventas de maquinaria (minera, forestal, construcción y agrícola) de más de 19 kW de potencia será cero emisiones.	• (meta al 2045) 100% de las vetas de transporte de carga y buses interurbanos será cero emisiones.
Estrategia Nacional de Calor y Frío	• 45% del total de energía utilizada para generar calor y frío es sostenible.			• 80% del total de energía utilizada para generar calor y frío es sostenible.
Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	• 25 GW de capacidad de electrólisis para producir H2V (asociado a 40 GW de capacidad renovable).	• 90 GW de capacidad de electrólisis para producir H2V (asociado a 145 GW de capacidad renovable).	• 125 GW de capacidad de electrólisis para producir H2V (asociado a 200 GW de capacidad renovable).	• 188 GW de capacidad de electrólisis para producir H2V (asociado a 300 GW de capacidad renovable).

3.5.3 MEDIOAMBIENTE

A. REVISIÓN Y REFERENCIACIÓN DE NORMAS DE SEGURIDAD LABORAL RELACIONADAS CON OBRAS CIVILES Y EN ESPECÍFICO TRABAJOS ELÉCTRICOS

La finalidad del desarrollo de este subtema es aportar y facilitar el acceso a las normas nacionales que tienen implicancia en proyectos de infraestructura y explotación de sistemas eléctricos. Se indican aquellas normas que sean de aplicación obligatoria y, en caso de no contar con regulación explícita para algún tema, se indica cuál normativa se aplica en términos voluntarios.

En primer lugar, las actividades laborales en Chile en función de las materias de seguridad laboral están regidas, en el ámbito privado, por el *Código del trabajo*⁵⁹ como supervigilante de las situaciones generales. De igual forma, en el ámbito público, se rigen bajo el *Estatuto administrativo*⁶⁰. La ley que define la forma de administrar las materias de seguridad laboral en Chile es la Ley N°16.744, la que *Establece Normas sobre Accidentes del Trabajo y Enfermedades Profesionales*⁶¹.

Por otro lado, las condiciones higiénicas y sanitarias de los lugares de trabajo en Chile están regidas por el D.S. 594 del Ministerio de Salud⁶² y su cumplimiento es obligatorio. En caso de que las empresas tengan más de 25 trabajadores contratos, deberán obligatoriamente constituir el Comité Paritario de Higiene y Seguridad. Este estamento técnico está compuesto por representantes patronales y de los trabajadores y sus acuerdos son de implementación obligatoria⁶³.

Asimismo, en Chile es obligación de los empleadores la entrega y el entrenamiento adecuado de los Equipos de Protección Personal (EPP). La certificación de calidad de los EPP contra riesgos ocupacionales debe ser realizada bajo normas chilenas oficiales y es obligatoria^{64 65}.

Gran parte de las actividades de construcción o habilitación de infraestructura de transmisión y distribución consideran trabajos en altura. En Chile se define como cualquier trabajo que se realiza sobre 1,8 metros de altura medidos desde la superficie de trabajo, a cuyos trabajos aplican las normas definidas en el Decreto Exento

⁵⁹ https://www.dt.gob.cl/legislacion/1624/articles-95516_recurso_1.pdf

⁶⁰ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=236392>

⁶¹ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=28650>

⁶² <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=167766>

⁶³ Decreto Supremo N° 54 de 1969, del Ministerio del Trabajo y Previsión Social. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=8336>

⁶⁴ Decreto Supremo N° 18 del 23/03/1982, del Ministerio de Salud. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=7603>

⁶⁵ <https://www.minsal.cl/wp-content/uploads/2017/11/Reglamento-EPP-final-para-consulta-pública2017.pdf>

N°1159⁶⁶. Además, la Asociación Chile de Seguridad ha elaborado un conjunto de recomendaciones técnicas aplicables⁶⁷.

Dada la importancia de las actividades de generación, transmisión y distribución, el Ministerio de Energía publicó un reglamento específico que establece las exigencias mínimas que deben ser consideradas en el diseño, construcción, puesta en servicio, operación, reparación y mantenimiento de toda instalación de consumo de energía eléctrica hasta el punto de conexión del cliente final con la red de distribución, para que su funcionamiento sea en condiciones seguras para las personas y los equipos⁶⁸. En situaciones particulares y como términos de referencia se utilizan normativas del rubro de la minería y se asume además, que ciertas imposiciones de empresas mandantes, son de cumplimiento obligatorio.

En Chile no contamos con normas específicas para trabajos asociados a riesgos eléctricos, sin embargo, se reconoce como referencia las Normas NFPA 70E y 2112. Al ser normas internacionales protegidas no es posible adjuntar copia de ellas. Se indica estudio del Instituto de Salud Pública respecto a comparación y aplicación de cada una de ellas⁶⁹. En las ocasiones en que no se dispone de normas específicas para riesgos no recurrentes, se consulta el reglamento específico de las actividades mineras⁷⁰.

Respecto a las normativas, se destacan los estándares mínimos requeridos para la instalación y puesta en marcha de un proyecto de transmisión. Para ello se debe revisar el Anexo Técnico: “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” del Sistema de Transmisión (ST) de la Comisión Nacional de Energía⁷¹, cuyo objetivo es *definir las exigencias mínimas de diseño de las instalaciones del ST, a efectos de que éstas garanticen el cumplimiento de los objetivos de seguridad y calidad de servicio*. El Coordinador Eléctrico Nacional será el encargado de exigir el fiel cumplimiento de esta, además, de informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el grado de cumplimiento de estas disposiciones, entre otras actividades. Cabe mencionar, que las exigencias generales de diseño están detalladas en el artículo 8 del Anexo Técnico⁶⁷: Exigencias Mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión de la Comisión Nacional de Energía las que se resumen a continuación en el siguiente diagrama (Figura 95).

⁶⁶ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=247502>

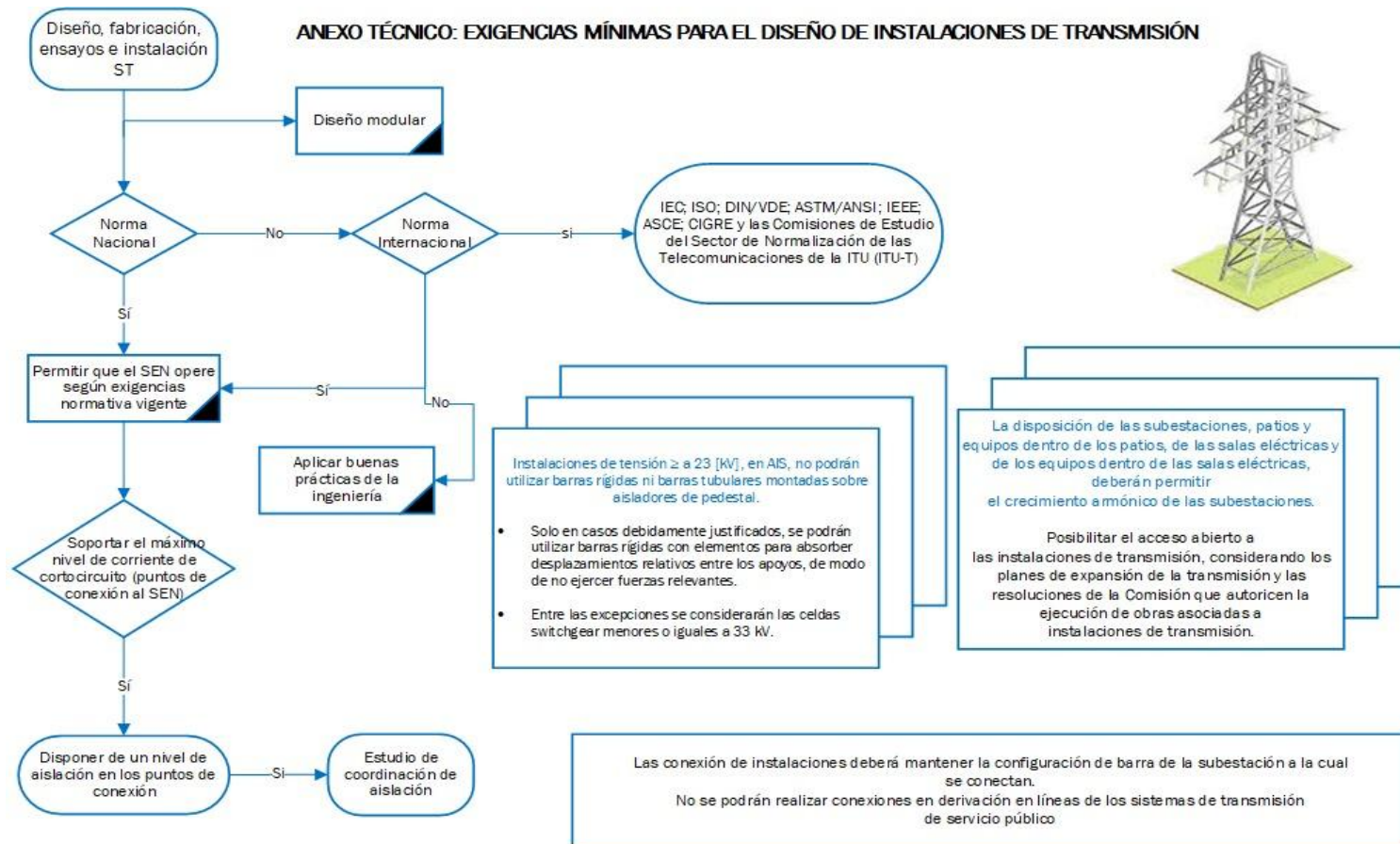
⁶⁷ https://www.achs.cl/docs/librariesprovider2/empresa/01_caidas.pdf

⁶⁸ Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1143069>

⁶⁹ <https://www.ispch.cl/sites/default/files/Nota%20Técnica%20N°%2041%20Diferencias%20de%20Protección%20entre%20los%20Estándares%20NFPA%202112%20y%20NFPA%2070E.pdf>

⁷⁰ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=221064>

⁷¹ Comisión Nacional de Energía, 2020. Anexo Técnico: Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/EXIGENCIAS-M%C3%8DNIMAS-DE-DISE%C3%91O-DE-INSTALACIONES-DE-TRANSMISI%C3%93N.pdf>



OTRAS EXIGENCIAS: SISMICAS; DE DISEÑO CIVIL; EXIGENCIAS GENERALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES Y DE SUS MALLAS DE PUESTA A TIERRA; EXIGENCIAS MÍNIMAS DE DISEÑO DE EQUIPOS PRIMARIOS; SUBESTACIONES; EMPLAZAMIENTO DE SUBESTACIONES, ENTRE OTRAS.

Figura 95. Resumen del Anexo Técnico de exigencias mínimas del sistema de transmisión. Fuente: Elaboración propia.

B. ANTECEDENTES SOBRE TEMÁTICAS AMBIENTALES ASOCIADAS A LA ENERGÍA ELÉCTRICA QUE AFECTAN A LA REGIÓN DE ÑUBLE

La noción del desarrollo que involucran las actividades productivas, genera una intervención o una transformación del territorio de uso local, público y/o rural, lo que a veces provoca conflictos o resistencia en la sociedad que han sido parte importante de su identidad territorial. Esto se evidencia en las regiones del sur, donde el modelo de desarrollo chileno ha generado malestar en la población, demostrándose desde el año 2014 hasta la fecha, por las denuncias realizadas al Tribunal Ambiental de Valdivia. En este contexto, la Región de Ñuble tiene 13 conflictos ambientales declarados asociadas a actividades productivas, de contaminación y vulneración de derechos, de los cuales se pueden resumir en: contaminación por emisiones (GEI) y material particulado (PM 2,5); contaminación de los recursos suelo y agua; conflictos asociados a la extracción de áridos; entre otros. Cabe mencionar, que estos son frecuentemente mencionados en la prensa local⁷². A continuación, en los siguientes puntos, se señalan los conflictos que están relacionados directamente con la energía eléctrica.

CONFLICTOS SOCIO AMBIENTALES CON CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

La Central Termoeléctrica El Campesino en Bulnes, de propiedad conformada por Andes Mining Energy (AME) y la francesa EDF, era un proyecto de generación eléctrica que no fructificó. Este proyecto ingresó al sistema de evaluación ambiental en noviembre de 2014, y consideraba en su conjunto una central de ciclo combinado a gas natural, declarando una capacidad de 640 MW, una línea de transmisión de doble circuito en 500 kV y una subestación seccionadora para su conexión e inyección de energía al Sistema Interconectado Central (SIC), la empresa debía instalar dos centrales solares de 300 MW cada una entre 2022 y 2023 con una inversión de US\$600 millones. Este es un buen ejemplo de la problemática de relaciones con las comunidades. La situación central de este proyecto, fue la oposición de la comunidad, ya que la operación de esta termoeléctrica significaría una magnitud de intervención territorial y, de acuerdo con la comunidad, el proyecto podría causar daño al medioambiente, afectando actividades económicas, perdiendo fuentes laborales, y degradando la calidad de vida de la población.

Otro proyecto que fue rechazado por la ciudadanía organizada en el **Comité Pemuco Sin Termoeléctricas**, fue la **Central Las Arcillas** de la empresa E-CL (Engie Energía Chile), el cual fue aprobado el 2018 con una capacidad instalada de diseño de 480 MW y que utiliza gas natural de ciclo-combinado. La comunidad de Pemuco presentó su malestar, a pesar de que su funcionamiento sea a través de un sistema de gas natural, conectado al Gasoducto del Pacífico. Esto generó manifestaciones por parte de la población de la comuna de Pemuco, expresando su malestar sobre implicancias que tienen este tipo de generadores de energía.

Por otra parte, los habitantes del Valle de Atacalco de la comuna de Pinto, desde un inicio manifestaron un gran rechazo en la aprobación de la Resolución de Calificación Ambiental (febrero de 2018) para la instalación del proyecto central **hidroeléctrica Halcones** de la empresa Aaktei. Territorio que afecta a la **Reserva Nacional Ñuble, la cual fue declarada Reserva Mundial de la Biosfera por la Unesco**. Organizaciones ambientales como Diguillín

⁷² Cristian Acuña, Pablo Rivas y Juan Rivas. (2021). Ecología política de las tensiones y conflictos socio ambientales en la Región de Ñuble. 2. 23-46.

Libre, hicieron un reclamo ante el Comité de Ministros, en contra de la RCA, en agosto de 2018 se presentó un recurso de invalidación en contra de la RCA, que fue rechazado por la Comisión de Evaluación Regional en 2020, ambas resoluciones fueron reclamadas ante el Tribunal Ambiental, porque a juicio de los demandantes el estudio de impacto ambiental (EIA), presenta omisiones que dificultan la participación ciudadana⁷³. En septiembre 2022, en sentencia definitiva del Tercer Tribunal Ambiental, acogió la reclamación presentada en contra de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable del proyecto Pequeña **Central Hidroeléctrica de Pasada Halcones**, de la empresa Aaktei Energía SpA, en la Región de Ñuble. Los reclamantes alegaron que las observaciones ciudadanas presentadas durante el proceso de participación ciudadana (PAC) no fueron debidamente consideradas. Una de las observaciones indicaba que el proyecto **afectaría la fauna silvestre, en específico, el hábitat del Huemul, y las medidas de mitigación y compensación comprometidas por el titular del proyecto no eran suficientes**. En la revisión de antecedentes, el Tribunal determinó que en las medidas de compensación, específicamente en el **“Plan de Conservación de Hábitat con Propietarios Privados Vecinos y Cercanos a Áreas Protegidas”**, al no estar determinado el predio que es objeto de la compensación, no se pudo efectuar un análisis de los atributos ambientales de éste, dado que la selección definitiva de dicho predio quedó pendiente para una etapa posterior a la RCA y antes del inicio de obras⁷⁴.

CONTAMINACIÓN POR EMISIONES DE GASES

El principal emisor de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en nuestro país es el sector energía, en el año 2018 significó el 77% de las emisiones totales y son producto principalmente de la quema de carbón mineral y gas natural para la generación eléctrica y, así como también, el utilizar combustibles líquidos para el transporte terrestre, lo cual desde 1990 ha aumentado sus emisiones en un 159% y en el 2016 en un 1%⁷⁵.

En Chile, durante los meses de invierno los índices de contaminación aumentan considerablemente, un 84% de las comunas presenta uno o más riesgos climáticos altos y los riesgos para biodiversidad, a nivel nacional, se refleja en la pérdida de flora y fauna por cambios en las precipitaciones y las temperaturas, impactando en la distribución geográfica de ciertas especies, donde el riesgo más alto está concentrado entre la Región de Ñuble y de Los Ríos⁷⁶.

Por otra parte, además de las emisiones producidas por las empresas eléctricas, otro foco contaminante que afecta a la Región de Ñuble, son las fuentes de emisión de CO₂ y material particulado (MP 2,5) antropogénicas estacionarias, cuyos niveles de contaminación atmosférica son altos en período invernal debido al intenso

⁷³ Cristian Acuña, Pablo Rivas y Juan Rivas. (2021). Ecología política de las tensiones y conflictos socio ambientales en la Región de Ñuble. 2. 23-46.

⁷⁴ Diario Constitucional.cl, 2022. Tercer Tribunal Ambiental acoge reclamación por Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable del proyecto “Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Halcones”. Disponible en: <https://www.diarioconstitucional.cl/2022/09/16/tercer-tribunal-ambiental-acoge-reclamacion-por-resolucion-de-calificacion-ambiental-rca-favorable-del-proyecto-pequena-central-hidroelectrica-de-pasada-halcones/>

⁷⁵ SOFOFA, 2022. Propuestas Mesa Medio Ambiente Sofofa. Hacia un Desarrollo Sostenible. Disponible en: <https://web.sofofa.cl/wp-content/uploads/2022/01/PROPUESTAS-MESA-MEDIO-AMBIENTE-SOFOFA-0501-1.pdf>

⁷⁶ Ídem al anterior.

consumo de biomasa (leña) para uso de calefacción domiciliaria. Los episodios críticos de la región se ubican en la intercomuna de Chillán y Chillán Viejo, donde aumentaron un 75% las emisiones en comparación al año 2022⁷⁷.

Una de las estrategias de la Secretaría Regional Ministerial del Medio Ambiente de Ñuble en calidad de aire y cambio climático fue implementar el Programa de Recambio de Calefactores, financiamiento Fondo Nacional Desarrollo Regional del Gobierno Regional de Ñuble. El cual, durante este año, benefició a 8.331 familias a través de la entrega de calefactores, correspondientes a equipos con tecnología a Pellet, Aire Acondicionado y Kerosene. Lo que contribuye a disminuir aproximadamente unas 583 toneladas por año de PM 2,5; 71.700 toneladas por año CO₂eq y 58 toneladas de carbono negro en la región⁷⁸.

C. PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON OBRAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN ÑUBLE

Es evidente, que cualquier cambio estructural sobre el territorio como la instalación o construcción de una infraestructura lineal o puntual o cualquier crecimiento urbanístico, provoca impactos en el medioambiente. ***Los impactos potenciales en la fase de instalación de una línea eléctrica son similares a los que se pueden dar en cualquier tipo de instalación o construcción de una obra civil*** y que, en la mayoría de los casos, se pueden evitar o minimizar aplicando buenas prácticas o bien, restaurando áreas afectadas que temporalmente son ocupadas. De igual forma, las líneas eléctricas de transmisión y distribución generalmente generan un rechazo en la comunidad, en buena medida porque no engloban beneficios directos y, también en parte, por el hecho de que se consideran como un factor de riesgo para la salud de los habitantes y modifican o afectan el paisaje cercano a la población⁷⁹.

En los siguientes puntos se detalla la información recopilada, respecto a la identificación de proyectos de energía ingresados al SEIA desde el año 2001 al año 2023, correspondientes a la Región de Ñuble, previamente presentados en el punto 3.3.5. Además de considerar y determinar cualitativamente los Impactos medioambientales que se asocian a proyectos de transmisión y distribución de electricidad.

IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES ASOCIADOS A PROYECTOS ELÉCTRICOS

Definir los parámetros y la objetividad de los distintos tipos de impactos medioambientales, considerando la heterogeneidad y tipología diversa, es un asunto muy complejo, más aún si el propósito es establecer una identificación ponderada global de los distintos impactos. Estos impactos dependen del territorio, de los recursos naturales y de la población existente, además de las características de construcción, diseño de las líneas eléctricas y sus obras anexas. En este sentido, la construcción de líneas eléctricas tanto de transmisión como de distribución

⁷⁷ ECLP 2050. Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile Camino a la Carbono Neutralidad y Resiliencia a más tardar al 2050 Capítulo 1. Chile, país vulnerable frente al cambio climático.

⁷⁸ Cristian Acuña, Pablo Rivas y Juan Rivas. (2021). Ecología política de las tensiones y conflictos socio ambientales en la Región de Ñuble. 2. 23-46.

⁷⁹ Ministerio de Energía, 2017. Análisis de las condicionantes para el desarrollo de líneas de transmisión, desde la distribución a las dinámicas socioambientales. Centro UC, Cambio Global. Disponible en: file:///C:/Users/usuario/Desktop/InformeFinal_Análisis_de_las_condicionantes_para_desarrollo_de_LT.pdf

admiten la segmentación y fragmentación del territorio, afectando a los suelos y a la vegetación. Asimismo, el mantener líneas, significa la poda constante de exceso de vegetación para la prevención de incendios, las medidas para minimizar el impacto en aves por electrocución o por colisión, respetar la normativa asociada a campos electromagnéticos generados debido a la corriente eléctrica alterna que circula por los conductores y los transformadores de poder.

Por tanto, **la identificación de los impactos ambientales que se podrían presentar durante las etapas de planificación, construcción y operación de un proyecto eléctrico, son fundamentales para realizar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)**⁸⁰. De igual manera, constituye el punto de partida para diseñar los instrumentos de medidas que son necesarios para la mitigación, conservación y protección de distintos factores asociados a lo visual (paisaje), al suelo, al campo electromagnético, a la fauna, vegetación, emisiones (GEI) y en lo social (ver Figura 96).



Figura 96. Impactos asociados a proyectos de transmisión y distribución de electricidad (elaboración propia.⁸¹).

⁸⁰ Ramón Folch; Josep M. Palau Garrabou y Anna Moreso Ventura, 2012. El transporte eléctrico y su impacto ambiental reflexiones y propuestas para la mejora de la evaluación ambiental. Asociación Española de Evaluación de Impacto Ambiental, España, ISBN: 978-84-939747-2-5.

⁸¹ Ramón Folch; Josep M. Palau Garrabou y Anna Moreso Ventura, 2012. El transporte eléctrico y su impacto ambiental reflexiones y propuestas para la mejora de la evaluación ambiental. Asociación Española de Evaluación de Impacto Ambiental, España, ISBN: 978-84-939747-2-5.

Actualmente, la Región de Ñuble enfrenta una compleja situación de déficit energético, lo cual implica el requerimiento de nuevas inversiones o una mejora en el ámbito del sector eléctrico. Esto se entrelaza con la consideración e importancia de los factores que se asocian al medioambiente. La instalación de líneas de transmisión como de distribución eléctrica conllevan impactos ambientales, ya que estos abarcan extensos terrenos, afectando las características físico-químicas del terreno, de los recursos naturales, de la población existente y del paisaje, este último es afectado por las características constructivas y de diseño de las torres de alta tensión y de sus obras anexas. Es por ello, que los proyectos eléctricos se encuentran dentro de la realización de una Evaluación de Impacto Ambiental, EIA, lo que está indicado la Ley N°19.300 (LBGMA), *artículo 8: “los proyectos o actividades señalados en el artículo 10 sólo podrán ejecutarse o modificarse previa evaluación de su impacto ambiental, de acuerdo a lo establecido en la presente ley”*. En este sentido, las potenciales empresas que instalen proyectos eléctricos en la Región de Ñuble, deberán someterse obligatoriamente al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, según indica la Ley N°19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente (LBGMA), de acuerdo a lo establecido en su artículo 10: *“Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualesquiera de sus fases, que deberán someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental”*.

CRITERIOS DE AFECTACIÓN TERRITORIAL E IMPACTO AMBIENTAL

Según el Artículo 10, de la Ley 19.300, los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualesquiera de sus fases, deberán someterse al Sistema De Evaluación De Impacto Ambiental (SEIA), en este caso, sería: b) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones, para ello se deben evaluar diversos criterios que permiten o no llevar a cabo este tipo de iniciativas. Según el Ministerio de Energía, en general los proyectos de generación eléctrica se conectan a la red eléctrica utilizando sistemas de transmisión dedicados, es decir, líneas que se planifican y ejecutan de manera privada, y que conectan los respectivos proyectos con los sistemas de transmisión nacional y/o zonal. Por tanto, la Planificación Energética a Largo Plazo, PELP, identifica provincias o zonas candidatas a Polos de Desarrollo de Generación utilizando criterios como la dimensión Social-ambiental-territorial. Esta dimensión, aborda aquellos criterios que recogen la sensibilidad del territorio en sus diferentes ámbitos, tales como, las Variables Ambientales Territoriales. A través de este criterio y con su consideración en distintos momentos de la planificación energética de largo plazo, busca que las provincias candidatas consideren estas variables y su grado de condicionamiento o incidencia en la generación de energía en base a fuentes renovables⁸².

El sector eléctrico, tiene grandes desafíos desde el lado de la transmisión, debido a que los proyectos presentan problemas en distintas etapas de su planificación, construcción y operación, lo cual provoca que finalmente estos no puedan realizarse, causando por ejemplo distorsiones en los precios de la energía, o que las empresas vean limitada su entrega de energía al sistema, debilitando el mercado de la energía. Es por ello, que la operación del sistema eléctrico debe ser confiable y resiliente, para operar de forma continua, buscando resolver los desafíos

⁸² Ministerio de Energía, PELP. Informe Técnico Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica Provincia de Tocopilla Región de Antofagasta, https://eae.mma.gob.cl/storage/documents/04_Anteproyecto_Informe_T%C3%A9cnico_PDGE_Tocopilla.pdf.pdf

energéticos del futuro, considerando la problemática del cambio climático, la dependencia de los combustibles fósiles, y la variabilidad de los recursos que suministran la electricidad, como el viento, el sol y el agua⁸³.

Este desafío, debe afrontarse con una estrecha colaboración entre los diversos actores que participan en la implementación y puesta en marcha de proyectos de transmisión, desde ministerios, comunidades, asociaciones indígenas, sector público y privado, con la finalidad de generar proyectos, programas e iniciativas públicas que sean pertinentes a la realidad socioeconómica de los hogares, y que consideren variables culturales y territoriales relevantes y sean sostenibles en el tiempo.

Dentro de las variables territoriales, que ejercen presión sobre el desarrollo de un proyecto, se encuentra el uso de suelo para la instalación de torres de transmisión, debido a que los permisos para gestionar su uso son demasiado engorrosos y sus tiempos de aprobación son largos, o las empresas presentan la documentación a destiempo, provocando una paralización de los proyectos. Por ejemplo, en Chillán, un suelo rural para el desarrollo de actividades industriales acogidas al art. 55, especialmente emplazadas en los bordes de la ruta 5, y cuyos sectores contiguos a zonas urbanas que permiten la actividad productiva de impacto intercomunal han visto una lenta consolidación de su suelo para dichos fines. A lo anterior se suma la competencia del sector inmobiliario, debido a loteos residenciales irregulares en áreas sin provisión de servicios básicos, que en algunos casos se emplazan en áreas de riesgo y/o suelos de alto valor agrícola⁸⁴.

Asimismo, respecto a las variables medioambientales, el cambio climático, afecta a las líneas de transmisión provocando algunas veces incendios, producto de las altas temperaturas que se registran en la región en los periodos de verano. Esta situación hace que las empresas eléctricas tengan que “botar carga”⁸⁵, con el objeto de asegurar continuidad de servicio, no obstante, esto produce un racionamiento eléctrico. De igual manera, un sobre calentamiento, provoca incendios en los sistemas, lo cual puede afectar a la biodiversidad donde está inserta la línea de transmisión o subestación eléctrica. Por ejemplo, el Coordinador Eléctrico Nacional y las empresas distribuidoras de la región indicaron que: “Cabe señalar que las temperaturas superaron los 41°C, por lo que para tener una afectación lo más acotada posible, en coordinación con las empresas transmisoras y distribuidoras de la zona, a las 14:42 horas se instruyó una reducción de 5 MW de consumos en S/E Chillán por control transferencia en Línea 154 kV Charrúa - Pueblo Seco. A las 16:48 horas ya se han recuperado el 100% de los consumos reducidos en esa subestación”⁸⁶.

⁸³ Ministerio de Energía, 2021. Informe ambiental complementario. https://energia.gob.cl/sites/default/files/16_informe_ambiental_complementario_integrado.pdf

⁸⁴ Revista Industria, 2023. Altas temperaturas en líneas de transmisión obligan a racionar suministro eléctrico en Ñuble. <https://www.emb.cl/electroindustria/noticia.mvc?nid=20230206w8&ni=altas-temperaturas-en-lineas-de-transmision-obligan-a-racionar-suministro-electrico-en-nuble>

⁸⁵ Ministerio de Vivienda y Urbanismos, 2019. Actualización Plan Regulador Intercomunal de Chillán y Chillán Viejo – PRICH. Informe Ambiental. https://eae.mma.gob.cl/storage/documents/02_IA_PRI_Chill%C3%A1n-Chill%C3%A1n%20Viejo.pdf.pdf

⁸⁶ La Tercera, 2023. Incendios que afectan a Chillán y zonas cercanas obligaron a racionar el suministro eléctrico por dos horas. Disponible en: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/altas-temperaturas-en-chillan-y-zonas-cercanas-obligan-a-racionar-el-suministro-electrico/Z4EQXMCSGNB5ZJAC523CSCROKA/>

D. REVISIÓN Y PRESENTACIÓN DE ESTADÍSTICAS DE INCENDIOS RELACIONADAS CON OBRAS ELÉCTRICAS EN LA REGIÓN DE ÑUBLE

Según la estadística informada por CONAF, 2023⁸⁴, los incendios forestales a nivel nacional por diversas causas fueron de 133.405 de acuerdo a la Distribución nacional de la ocurrencia (N°) de incendios según causalidad. Para el mismo período, del total de 133.405 incendios ocurridos, 3.600 incendios fueron atribuibles a causas eléctricas (2,7%), como por ejemplo, producto de cortes de cable: caída de tendido eléctrico o postación, crecimiento de vegetación bajo tendido eléctrico, por faena forestal, entre otros (Figura 83).

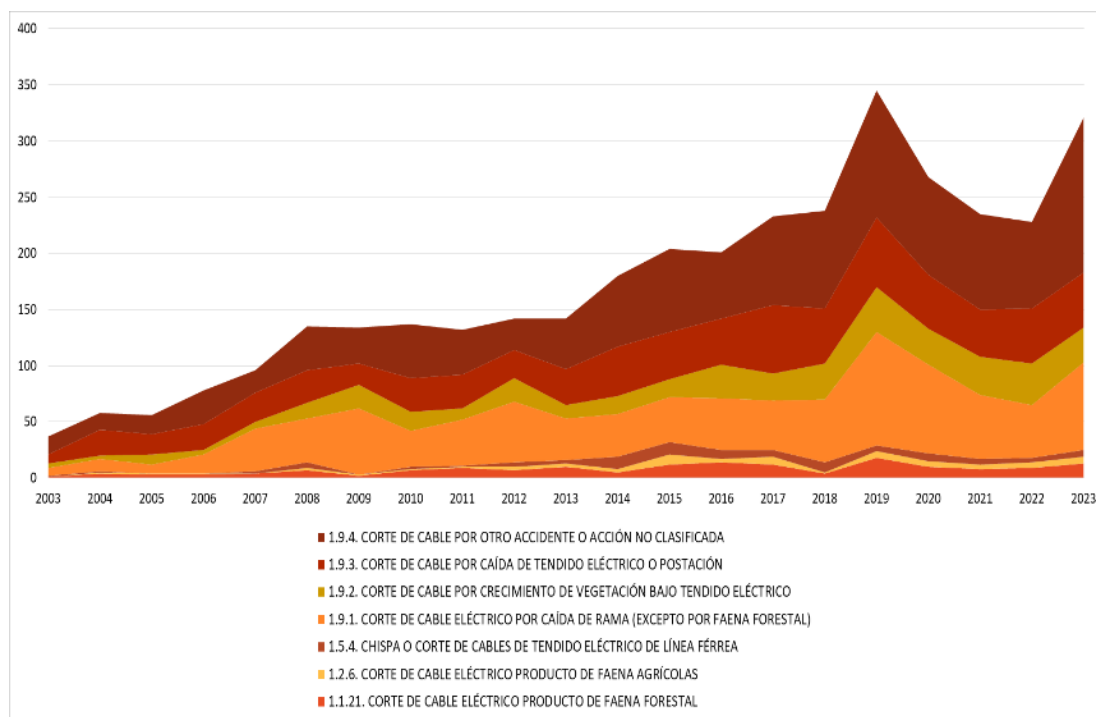


Figura 97. Gráfica de Causas específicas ocurridas (N°) a nivel nacional de incendios del tipo eléctrico periodo 2003 a 2023⁸⁷.

Las regiones más afectadas por incendios en el último lustro fueron: Maule (35,1 %), Biobío (19,2%) y O'Higgins (14,4%). Segregando por regiones, las que presentaron mayor superficie afectada en el último período anual (2020-2021) fueron: La Araucanía, con 12.094,6 ha, que corresponde al 34,09% y Valparaíso con 6.943,70 correspondiente a 19,5% del total. También se observa que la Región de Biobío y Maule experimentaron una afectación de 5.857,0 ha y 4.901,0 ha, correspondientes al 16,5% y 13,8% del total respectivamente. Ñuble se encuentra por debajo de estos valores con un 4,7% (1.676 ha).

⁸⁷ CONAF, 2023. Estadística histórica. Disponible en: <https://www.conaf.cl/incendios-forestales/incendios-forestales-en-chile/estadisticas-historicas/>

Tabla 22. Superficie nacional afectada por total incendios forestales por región 2016 a 2021 (ha)⁸⁸.

Región	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	Promedio 5 años
Arica y Parinacota	0,5	3,3	24,8	22,8	9,2	12,1
Tarapacá	0,0	0,0	1,0	1,0	6,8	1,8
Antofagasta		0.0		54,3	3,2	19,2
Atacama	42,2	61,7	52,7	51,5	7,5	43,1
Coquimbo	3.639,8	1.116,4	275,3	229,9	200,3	1.092,4
Valparaíso	27.118,1	5.716,0	4.397,2	8.837,7	6.943,7	10.602,5
Metropolitana	53.235,7	5.735,6	2.784,1	3.460,1	953,4	13.237,4
O'Higgins	105.542,9	2.268,2	5.146,3	4.621,3	1.538,2	23.823,4
Maule	252.556,1	2.807,8	7.297,5	23.280,9	4.901,8	58.168,8
Ñuble			4.076,9	2.386,9	1.676,2	2.713,3
Biobío	119.409,1	6.728,4	10.477,7	16.695,9	5.857,7	31.833,7
La Araucanía	8.361,5	13.876,5	27.942,1	41.816,0	12.094,6	20.818,1
Los Ríos	94,5	432,9	549,0	586,4	232,2	379,0
Los Lagos	127,3	631,6	1.271,2	182,3	813,4	605,2
Aysén	7,5	55,1	15.713,0	35,8	36,8	3.169,6

3.5.4 TERRITORIO, VIVIENDA Y URBANISMO

Cabe señalar que la Región de Ñuble, a diferencia de otros territorios, posee un porcentaje significativo de población rural (30,6%)⁸⁹. Por otra parte, de las veintiún comunas que integran Ñuble, nueve de ellas poseen la categoría de urbanas. En cuanto a materia educacional, el promedio de años de escolaridad es menor al promedio nacional, incrementándose esta diferencia en el sector rural. Una de las brechas importantes en sectores rurales corresponde al ineficiente uso de energía, sobre todo, en las viviendas, donde Ñuble no está ajeno a ello. El ápice urbanismo y territorio, forma parte fundamental para alimentar el propósito de este estudio, toda vez que con un diagnóstico multisectorial e interdisciplinario se pretende concentrar información que coadyuve posteriormente ser utilizada en una mejor planificación de la infraestructura energética habilitante para el fomento de la actividad industrial y agrícolas con un enfoque en el desarrollo sostenible.

⁸⁸ CONAF, 2022. Estadística por incendios forestales 1977 a 2021. Disponible en: <http://bcn.cl/2vih2>

⁸⁹ Censo 2017

El análisis de la dimensión de urbanismo y territorio será abordado multi escalaramente, en tres etapas, con foco en los asentamientos humanos de la región.

1. A escala regional se analizarán datos globales de los centros poblados principales, pueblos y ciudades, enfocándose en las dinámicas de crecimiento en el número de habitantes (datos del INE, censos 1992, 2002 y 2017) y superficie urbana (área urbana consolidada elaboradas por el MINVU a partir del año 1993), y sobre la tendencia de aquellas amenazas climáticas que podrían afectar la demanda de consumo de energía, principalmente para calefacción y refrigeración.
2. A escala intraurbana, se trabajará con la ciudad de Chillán-Chillán Viejo, evaluando la Vulnerabilidad Energética Territorial a escala de distrito censal.
3. Finalmente, se evaluarán los instrumentos y estrategias pertinentes, relacionados con los asentamientos humanos, energía y clima principalmente.

A. CRITERIOS Y VARIABLES AMBIENTALES PARA LA SENSIBILIZACIÓN DEL TERRITORIO

Actualmente, el proceso de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que establece las condiciones para la oferta y el consumo energético proyectado, a través de una expansión segura, eficiente y sostenible del sistema eléctrico, es responsabilidad del ministerio de energía según la Ley General de Servicios Eléctricos.

A su vez, la Ley general de Servicios Eléctricos (2007) en el artículo 87° establece que el Ministerio de Energía deberá entregar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) un informe que contenga la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales, obtenidos de organismos sectoriales correspondientes, esto durante el primer trimestre de cada año. El documento antes mencionado corresponde al denominado “Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales” (CVAT)⁹⁰. El informe CVAT, por lo tanto, busca ser un refuerzo en el proceso de planificación de la transmisión, sensibilizando sobre los escenarios existentes en los territorios, de este modo se promueve un desarrollo energético sostenible y compatible con cada territorio.

Para los efectos del informe CVAT (2023) en el mismo se proponen las siguientes definiciones:

- Variable ambiental: el 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 del sistema de transmisión susceptibles de generar efectos en la condición de base.
- Variable Territorial: aquellas que hayan sido establecidas en un instrumento de ordenamiento, planificación, o gestión territorial (de escalas regional, metropolitana, intercomunal, comunal), y que inciden o condicionan el emplazamiento de la transmisión.

⁹⁰ Es importante señalar que el Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (CVAT) para el proceso de Planificación de la Transmisión es un documento creado, de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 87° de la Ley 20.936 que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”, y dirigido a la Comisión Nacional de Energía. Los antecedentes asociados a este documento son de carácter interno y se han compilado para los fines dispuesto en la Ley, por lo tanto, se dispone del documento sólo para consulta.

Desde estas definiciones y de acuerdo con la dificultad que pudiesen representar las distintas variables identificadas para la habilitación de un proyecto de transmisión, es que el informe CVAT define una escala de valoración: Alto, Medio y Bajo; esto desde un criterio jurídico y normativo. A partir de ello se presenta la Tabla 23 que muestra los niveles de condicionamiento de las variables ambientales, cuya importancia radica en el cuidado de los recursos naturales y la biodiversidad para el desarrollo tanto de sectores productivos como la mantención de los ecosistemas.

Tabla 23. Nivel de condicionamiento variables ambientales. Fuente: CVAT, 2023.

Variables	Nivel de Condicionamiento		
	Alto	Medio	Bajo
Ambientales	• Reserva de Región Virgen • Parque Nacional • Monumento Natural • Parques Marinos • Humedales de importancia internacional o Sitios Ramsar • Humedales / Sitios prioritarios de conservación de biodiversidad con efectos para el SEIA • Bosque Nativo de preservación o conservación • Humedales Urbanos • Monumentos históricos • Zonas típicas o pintorescas • Potencialidad Paleontológica • Sitios del patrimonio mundial • Terrenos indígenas (con derechos reconocidos)	• Reserva Nacional • Reserva Forestal • Santuario de la Naturaleza • Reservas Marinas • Áreas Marino Costera Protegida • Acuífero que alimenta vegas y bofedales en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Atacama • Sitios prioritarios de conservación de biodiversidad con efectos para el SEIA • Bosque Nativo de uso múltiple • Suelos con capacidad agrícola de clases I a III • Área de explotación minera • Bien nacional protegido	• Sitios definidos en las Estrategias Regionales de Biodiversidad • Reservas de la Biósfera • Iniciativas de conservación privada

En cuanto a la Tabla 24, muestra los niveles de condicionamiento de las variables territoriales, las cuales definen el contexto normativo y/o indicativo dentro del cual se desarrolla la transmisión eléctrica, en cuanto a estas variables que son reconocidas dentro de los instrumentos de planificación territorial (IPT), estos últimos serán abordados más adelante en el desarrollo de este informe.

Tabla 24. Nivel de condicionamiento variables territoriales. Fuente: CVAT, 2023.

Variables	Nivel de Condicionamiento		
	Alto	Medio	Bajo
Territoriales	• Inmueble Conservación Histórica PRC • Zona de Conservación Histórica PRC • Espacio costero marino para pueblos originarios	• Áreas de protección de recursos de valor natural previo a modificación de artículo 2.1.18 OGUC (IPT) • Áreas de desarrollo indígena • Zonas de interés	• Plan regulador intercomunal / metropolitano • Áreas de Riesgo del PRI/PRMS • Plan regulador comunal • Áreas de Riesgo del PRC • Zonificación del borde costero • Atractivos turísticos

A partir de lo anteriormente mencionado, se propone revisar los niveles de condicionamiento de las variables ambientales en el caso de la región de Ñuble, para ello se tomaron las distintas variables según nivel de

condicionamiento y se elaboraron cartografías. En el caso de la Figura 98, se presentan las variables ambientales con un nivel bajo de condicionamiento, es posible observar que las variables se ubican principalmente en el sector cordillerano de Ñuble, en menor medida en algunos sectores de la cordillera de la costa y costeros de la misma región.

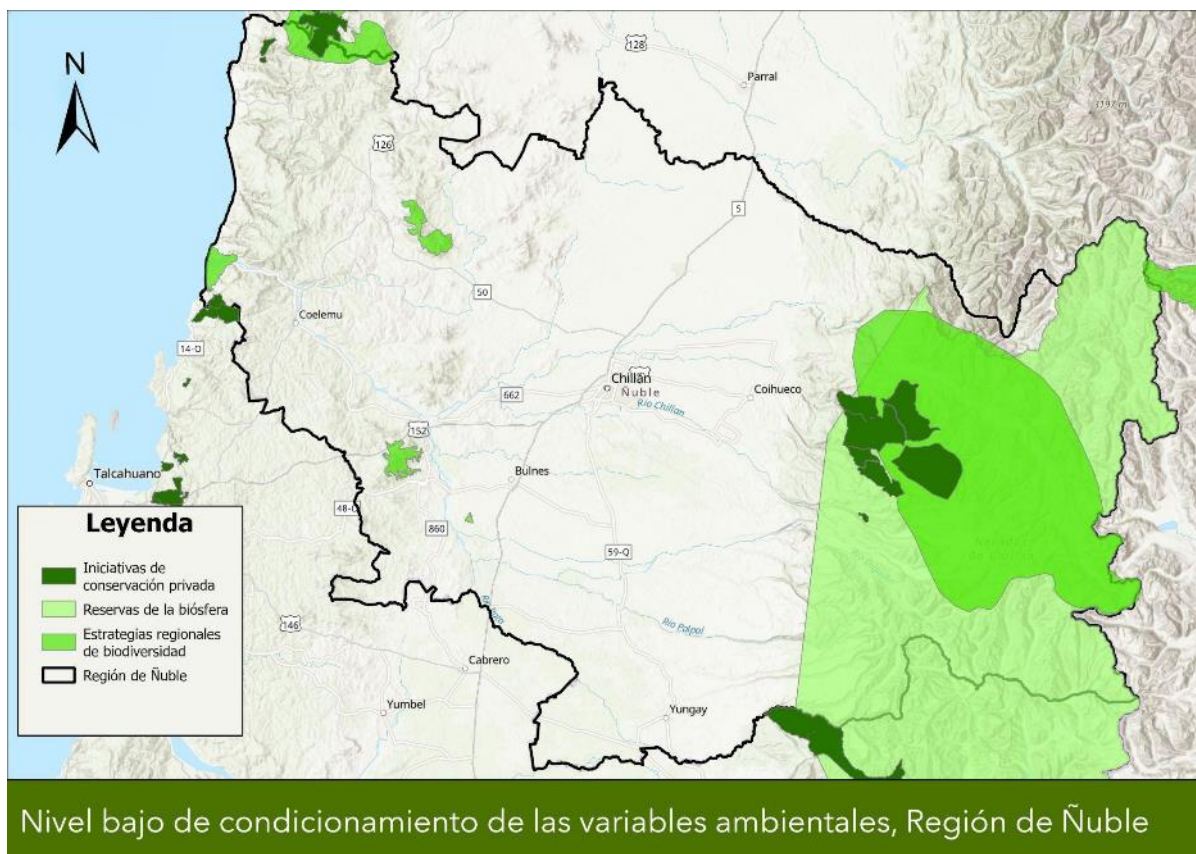


Figura 98. Nivel bajo de condicionamiento de las variables ambientales, región de Ñuble. Fuente: Elaboración propia en base a SIMBIO (2023).

En el caso de la Figura 99, se identifican las variables ambientales con un nivel medio de condicionamiento, estas se emplazan principalmente en el valle central de la región de Ñuble puesto que corresponden en su mayoría a la variable “suelos con capacidad agrícola de clases I a III”, esto es de suma importancia pues esta región tiene un fuerte desarrollo de la agricultura como actividad económica, esto se ve reflejado en el Pladeco de la comuna de Chillán que destaca a esta actividad como uno de sus principales motores económicos⁹¹. Además, se observan otras iniciativas de conservación de biodiversidad en la zona cordillerana y desembocadura de ríos.

⁹¹ I.M. Chillán. (2019). Plan de Desarrollo Comunal (Pladeco) comuna de Chillán.

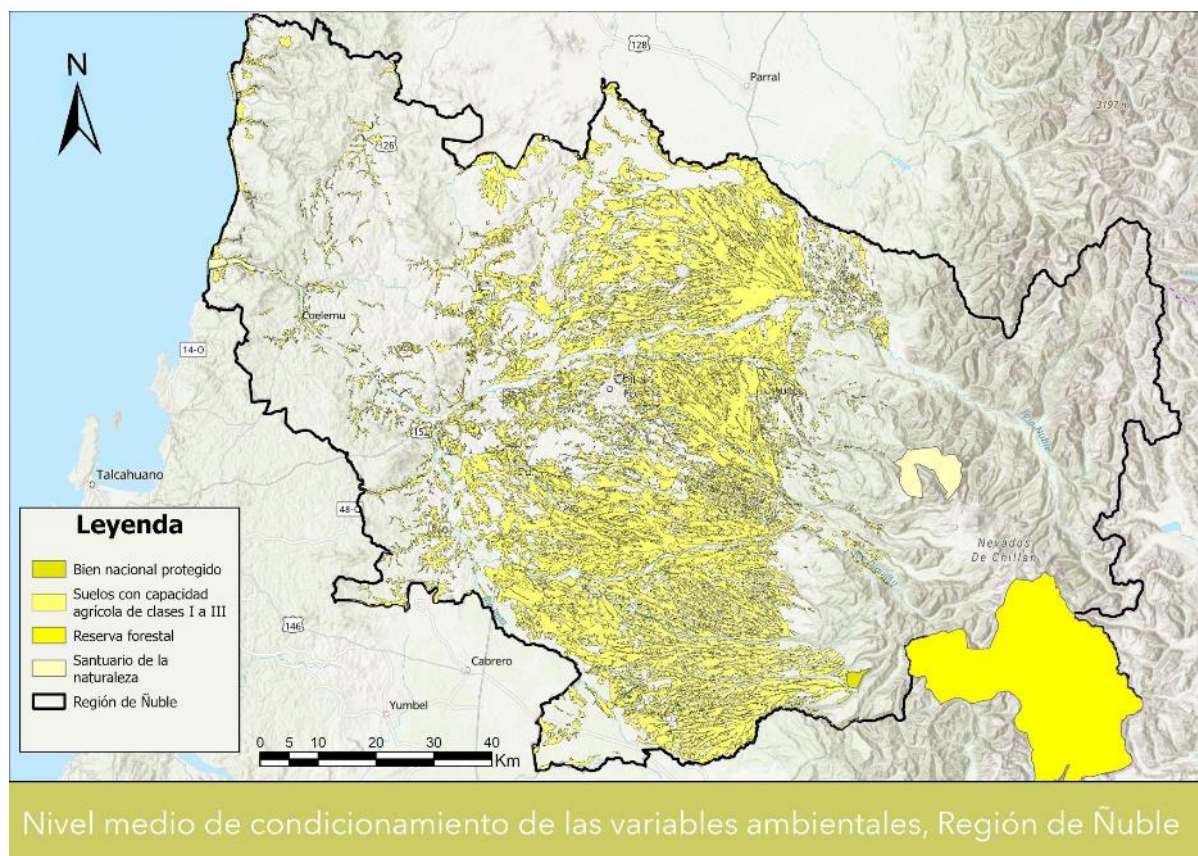


Figura 99. Nivel medio de condicionamiento de las variables ambientales, región de Ñuble. Fuente: Elaboración propia en base a SIMBIO (2023) y MINAGRI (2023).

En el caso de la Figura 100, es posible identificar principalmente que la potencialidad paleontológica se distribuye en mayor medida en la región, sin embargo, esto no condiciona la ubicación y desarrollo de proyectos energéticos sino que da un antecedente de una mayor probabilidad de hallazgo de sitios arqueológicos o paleontológicos, en caso de ser así, se debe informar inmediatamente al Consejo de Monumentos Nacionales (CMN) y a la Dirección General de Obras Públicas (MOP). En el caso de los bosques nativos de preservación se encuentran en menor medida en zonas cordilleranas y precordilleranas, lo mismo para el caso de los humedales urbanos.

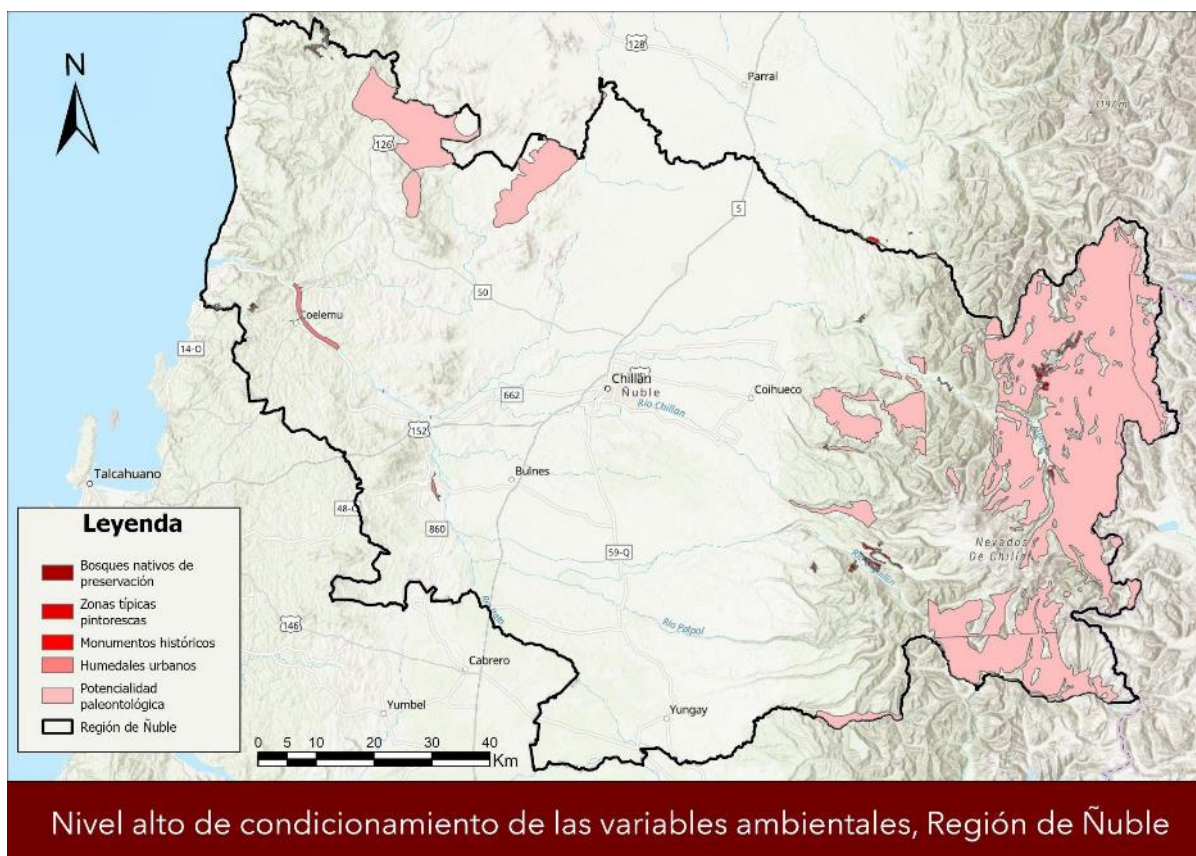


Figura 100. Nivel alto de condicionamiento de las variables ambientales, región de Ñuble. Fuente: Elaboración propia en base a SIMBIO (2023), CMN (2024) y CONAF (2024).

B. ANÁLISIS DE CENTROS POBLADOS DE LA REGIÓN

En el informe sobre entidades pobladas elaborado por el instituto nacional de estadísticas⁹², incluye 32 localidades para la Región de Ñuble. De estos, solo 8 son ciudades, con 5.000 o más habitantes según los datos del Censo realizado el año 2017.

⁹² INE, 2019.

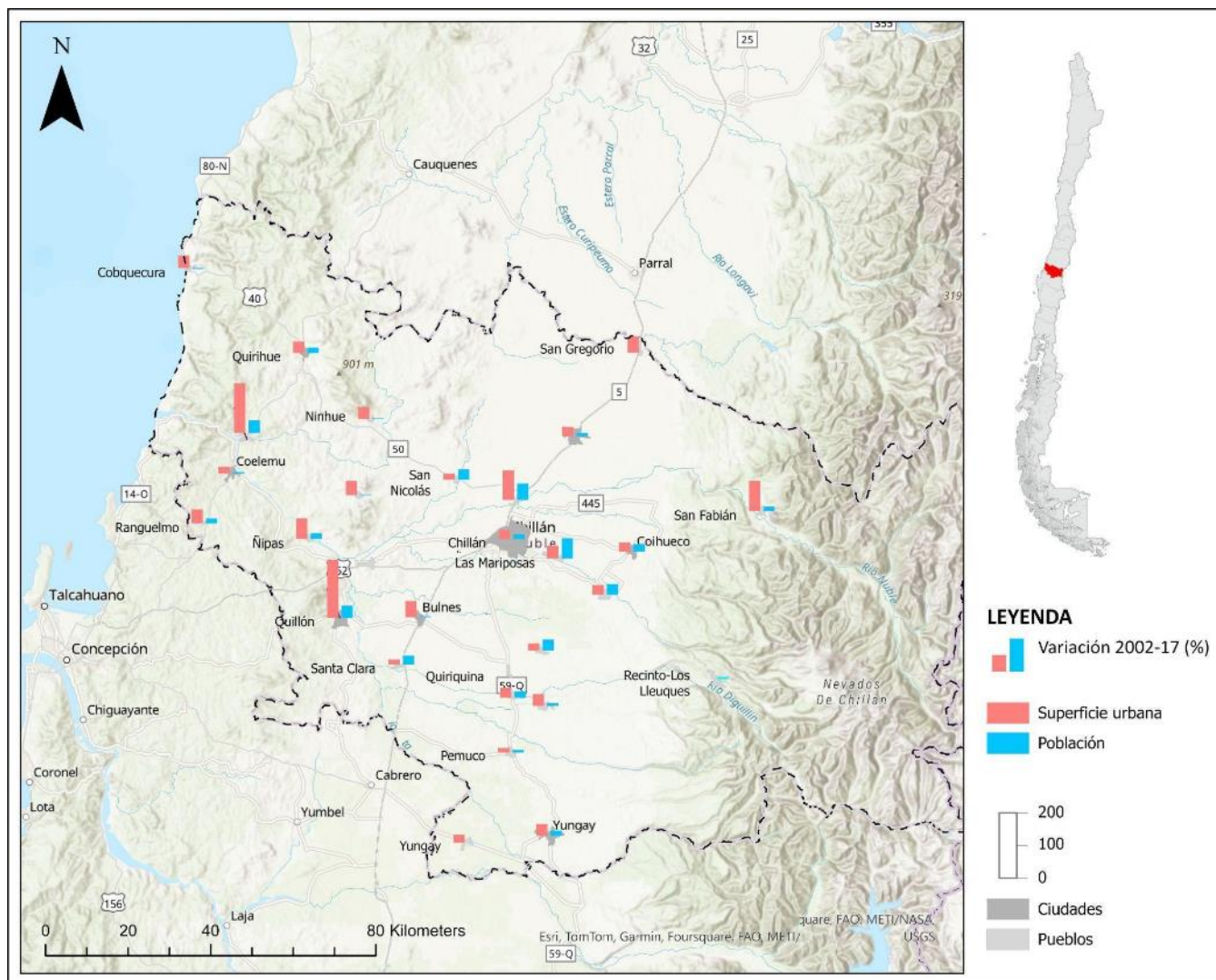


Figura 101. Variación superficie y población total 2002-2017, principales asentamientos humanos Fuente: elaboración propia a partir de Censo 2002 y 2017 y áreas urbanas consolidadas MINVU.

En la Figura 102 se observan los crecimientos porcentuales de habitantes entre periodos censales en las localidades de la Región de Ñuble. El examen de estos porcentajes permiten ordenar las siete comunas con sus urbes censadas, entre ellas figuran El Emboque (120%), Las Mariposas (65%) ambas de la comuna de Chillán, Puente Ñuble (55%) de la comuna de San Nicolás, seguidas por Chillán Viejo (45%), Treguaco (42%), Quillón (41%) y San Ignacio (37%) todas ellas capitales de comunas con iguales nombres.

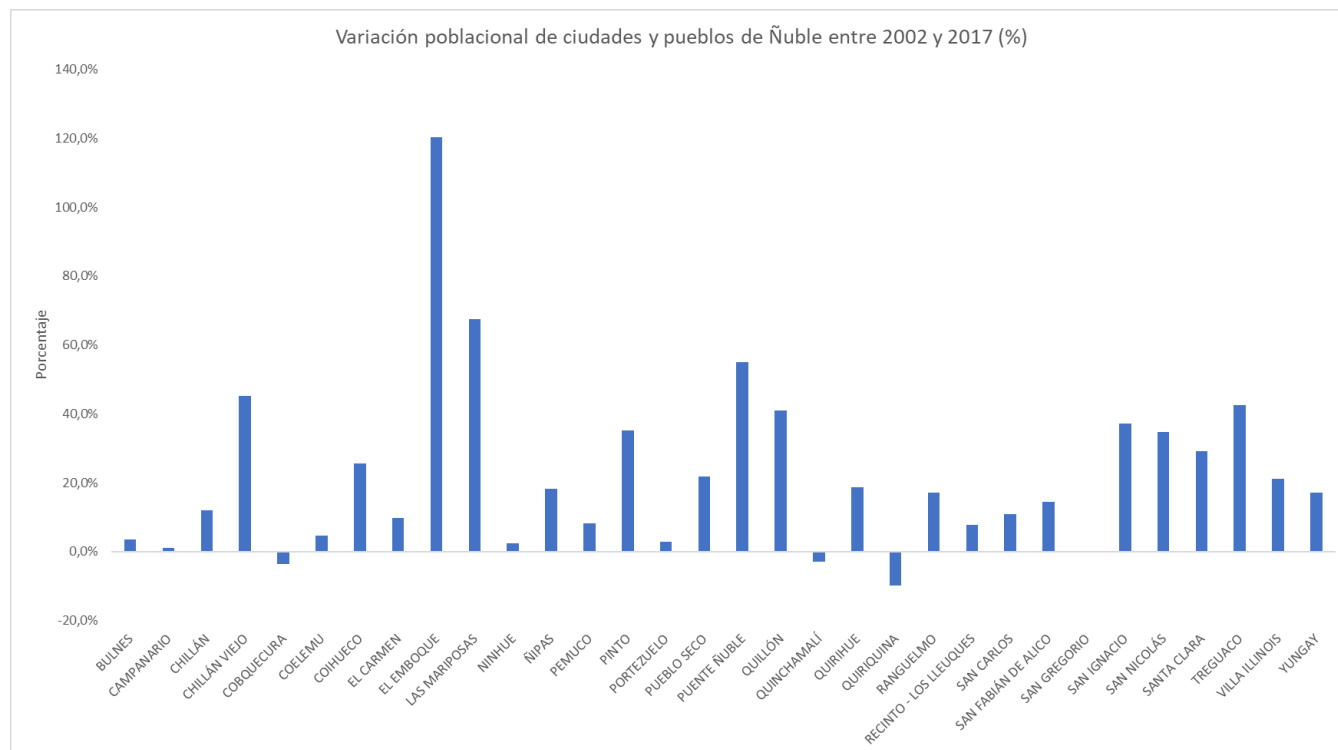


Figura 102. Variación poblacional de ciudades y pueblos de Ñuble entre 2002 y 2017 Fuente: Elaboración propia con datos del INE, censos 1992, 2002 y 2017).

Revisando las estadísticas de los censos anteriormente indicados, en la Figura 103 se grafican los incrementos poblacionales absolutos entre los años 2002 y 2017, observando un notorio aumento poblacional de Pinto, San Ignacio, Puente Ñuble y San Nicolás. Cabe hacer notar que el incremento poblacional absoluto mide la cantidad de nuevos habitantes en las localidades. Sin embargo, el incremento porcentual nos entrega un indicador tendencial, es decir, la velocidad de crecimiento poblacional, lo que implica un mejor parámetro para proyecciones a mediano y largo plazo.

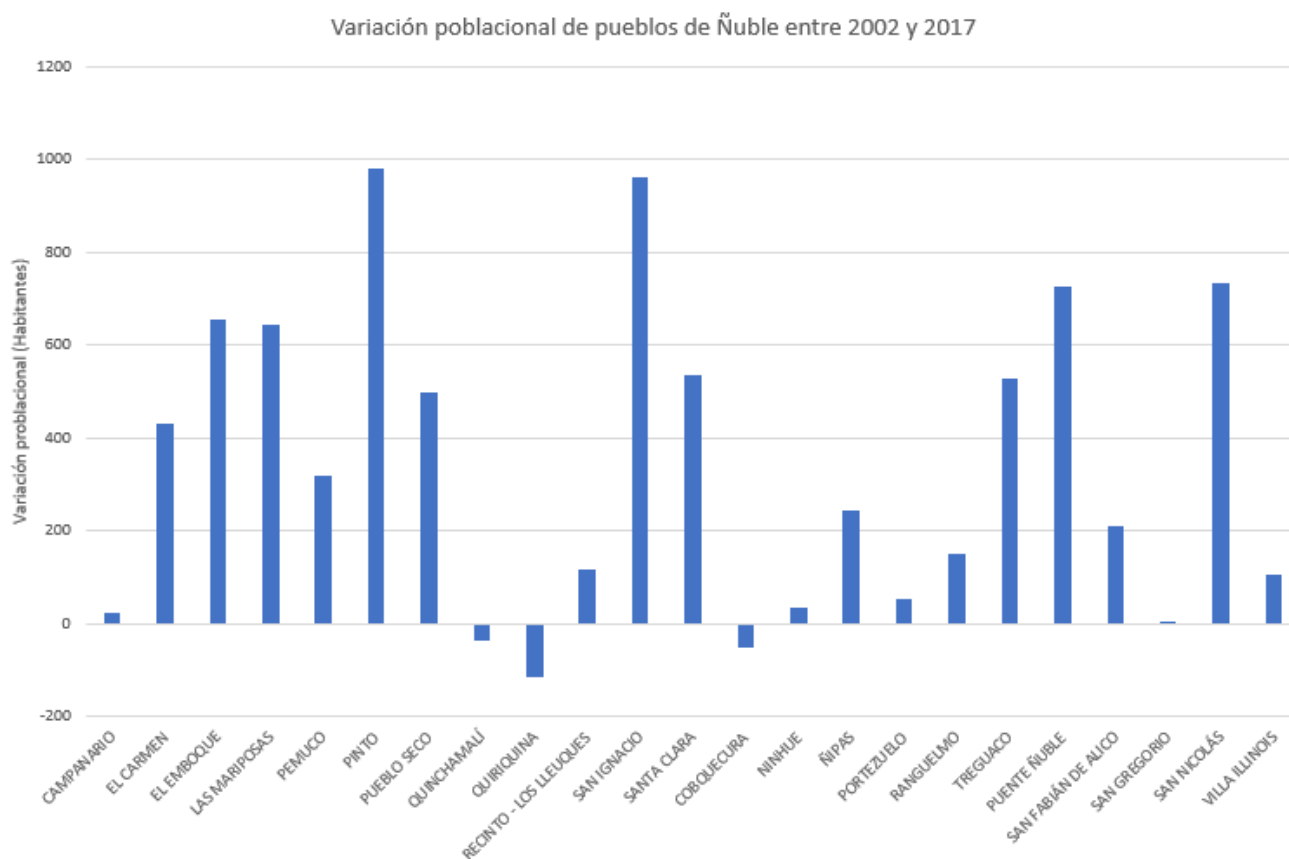


Figura 103. Variación poblacional de pueblos de Ñuble entre 2002 y 2017 Fuente: Elaboración propia con datos del INE, censos 1992, 2002 y 2017).

Los datos observados en la tabla anterior constituyen una base de cálculo referencial a desarrollar durante este estudio, para estimar una proyección de la demanda potencial de energía, toda vez que dice relación con el número de viviendas emplazadas en las localidades censadas con las categorías de pueblo⁹³.

⁹³ Ver en anexo 2: tabla de datos centros poblados

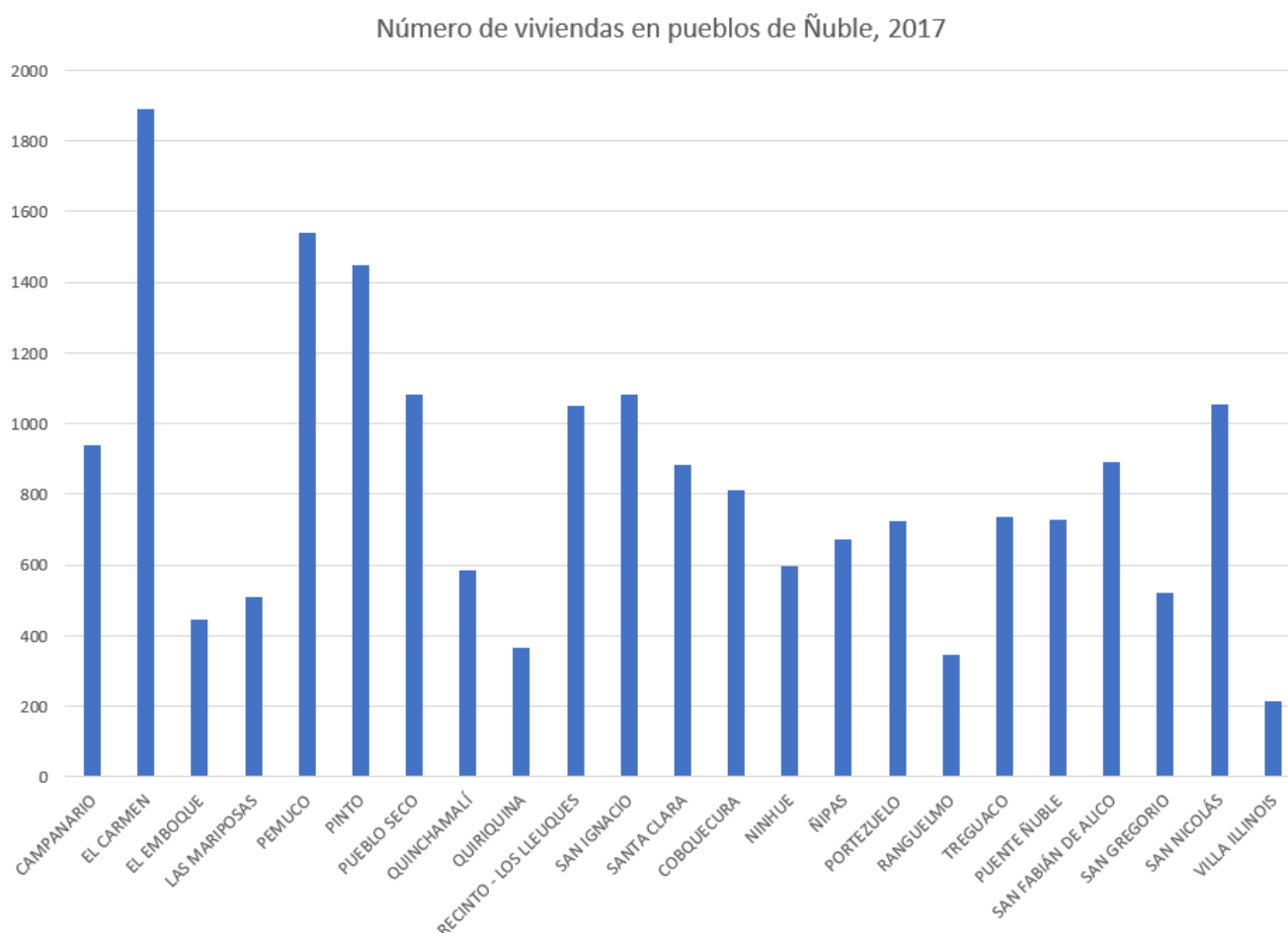


Figura 104. Número de viviendas en pueblos de Ñuble 2017 Fuente: Elaboración propia con datos del INE, censos 1992, 2002 y 2017).

C. VULNERABILIDAD ENERGÉTICA TERRITORIAL, CHILLÁN-CHILLÁN VIEJO

Según la definición que entrega la Red de Pobreza Energética (2020)⁹⁴, la vulnerabilidad energética territorial corresponde a “la propensión de un territorio a no garantizar el acceso equitativo – en cantidad y calidad – a servicios energéticos resilientes que permitan el desarrollo humano y económico sostenible de su población”, afectando de manera diferenciada a zonas y barrios de una ciudad.

Lo anterior se relaciona con la probabilidad de que existan problemas de acceso o inequidad en los servicios energéticos, como también de impactos relacionados a amenazas socio naturales en el territorio. A su vez, esta probabilidad se relaciona directamente con la sensibilidad y resiliencia del sistema sociotécnico de energía en cada territorio. Además, la unión de estas últimas características tiene relación con la disponibilidad, precios, demanda energética, confiabilidad, seguridad y tecnologías, entre otras, usadas para los servicios energéticos de un determinado territorio (RedPE, 2020).

⁹⁴ RedPE (2020). Vulnerabilidad energética territorial: desigualdad más allá del hogar. Santiago, Chile: Red de Pobreza Energética. Disponible en www.pobrezaenergetica.cl

CONSTRUCCIÓN DE UN INDICADOR DE VULNERABILIDAD ENERGÉTICA TERRITORIAL

Para el cálculo de la vulnerabilidad energética territorial (VET) se construyó un indicador multidimensional basado en las propuestas de Guiñez (2023)⁹⁵ y Aguilera (2022)⁹⁶ contruidos para el frío del invierno (ciudad de Valdivia) y el calor del verano (ciudad de Arica) respectivamente, a partir de lo establecido por Amigo et al. (2019)⁹⁷.

El indicador incluye tres criterios o dimensiones que se observan en la Tabla 25. Los tres criterios se dividen a su vez en 13 subcriterios, los cuales se presentan a continuación, junto con sus respectivas ponderaciones.

Tabla 25. Criterios y subcriterios para la construcción del índice de vulnerabilidad energética territorial (VET).

Criterio	Sub-criterio	Verano	Invierno	Fuente	Escala
Condición de la vivienda (0,35)	% materialidad de techo vulnerable	0,2	0,2	Censo, 2017	manzana
	% materialidad de piso vulnerable	0,2	0,2		
	% materialidad de pared vulnerable	0,2	0,2		
	% tipología de vivienda vulnerable	0,3	0,3		
	% origen del agua vulnerable	0,1	0,1		distrito censal
Sociodemográfico (0,35)	dependencia demográfica	0,3	0,3	Censo, 2017	manzana
	densidad poblacional	0,2	0,2		distrito censal
	hacinamiento	0,2	0,2		
	Tasa persona que nunca asistieron a educación formal (TNA)	0,1	0,1		

⁹⁵ Guiñez, P. (2023). Evaluación de la vulnerabilidad energética territorial y pobreza energética en la ciudad de Valdivia, Chile. Memoria para optar al título profesional de Geógrafo, Universidad de Chile.

⁹⁶ Aguilera, S. (2022). Análisis de la vulnerabilidad energética territorial frente a la amenaza de isla de calor urbana en la ciudad de Arica. Memoria para optar al título profesional de Geógrafo, Universidad de Chile.

⁹⁷ Amigo, C. (2019). Cultura y vulnerabilidad energética territorial: el problema de la contaminación en Coyhaique. Tesis para optar al grado de Magíster en Análisis Sistémico aplicado a la Sociedad, Universidad de Chile.

	Tasa persona con estudios superiores (TES)	0,1	0,1		
Territorial (0,3)	Vegetación disponible por manzana	0,3	0,4	NDVI, Landsat (2013 - 2023)	30 metros / manzana
	Distancia a espacios verdes	0,3	-		
	Temperatura de emisión superficial	0,4	0,6	Landsat (2013 - 2023)	90 metros / manzana

La obtención del índice consta de cuatro pasos metodológicos, que se describen a continuación:

1. **Obtención de cada subcriterio**, según fuente y escala indicada en la Tabla 25. Todos los datos se asociaron con las manzanas censales 2017. Cada subcriterio se describe en la Tabla 26.

Tabla 26. Descripción de los subcriterios utilizados en el índice VET.

Sub-criterio	Descripción
% materialidad de techo vulnerable	Las categorías consideradas como techo vulnerable incluyen cubierta de paja, coirón, totora o caña, materiales precarios (lata, cartón, plásticos, etc.) o aquellas viviendas sin cubierta sólida de techo
% materialidad de piso vulnerable	Para el piso, se considera la cubierta de tierra como vulnerable.
% materialidad de pared vulnerable	Las materialidades de pared vulnerables son: tabique sin forro interior (madera u otro), adobe, barro, quincha, pirca u otro artesanal tradicional y materiales precarios (lata, cartón, plásticos, etc.).
% tipología de vivienda vulnerable	Se incluyen habitación en casa antigua o conventillo, mediagua, mejora, rancho o choza.
% origen del agua vulnerable	Se consideran vulnerables aquellas viviendas que obtienen el agua desde un pozo o noria, camión aljibe o río, vertiente, estero, canal, lago, etc.
Dependencia demográfica	La tasa de dependencia demográfica se calcula sumando adultos mayores (65 o más años) y niños (0 a 14 años), dividido en adultos activos laboralmente (15 a 64 años)
Densidad poblacional	La densidad poblacional corresponde al número total de personas por manzana dividido por su superficie (m2).

Hacinamiento	El nivel de hacinamiento se calculó a partir del número total de habitantes dividido el número de habitaciones exclusivas como dormitorio.
Tasa persona que nunca asistieron a educación formal (TNA)	Es el total de personas que nunca asistió a educación formal multiplicado por cien y dividido por el total de habitantes.
Tasa persona con estudios superiores (TES)	Es el total de personas con estudios superiores multiplicado por cien y dividido por el total de personas.
Vegetación disponible por manzana	Para obtener la vegetación por manzana se calculó el Índice Normalizado de Diferencia Vegetacional (NDVI) promedio de verano (dic-feb) e invierno (jun-ago) de la última década (2013-2023), considerando todas las imágenes del satélite SENTINEL, de resolución espacial de 10 metros, disponibles en el software <i>Google Earth Engine</i> a través del siguiente código: https://code.earthengine.google.com/123bc6b07e258621fe5bc47dfd823fc7
Distancia a espacios verdes	A partir del NDVI promedio de verano e invierno, se calculó la distancia lineal a espacios verdes utilizando la herramienta <i>Euclidean distance</i> del software ArcGIS pro. Se consideraron espacios verdes aquellos parches vegetales con NDVI superior a 0,25 (0,15-0,2) y superficie igual o mayor a 5000 m2.
Temperatura de emisión superficial (LST)	La LST se obtuvo a partir de imágenes Landsat diurnas (OLI-8, producto T1_SR), llevando a cabo un re-escalamiento a 30 metros. Se utilizó el algoritmo de cálculo de la temperatura de la superficie terrestre de Ermida et al. (2020), en código abierto para <i>Google Earth Engine</i> , se aplicó al promedio de las imágenes de verano (dic-ene-feb) e invierno (jun-jul-ago), entre los años 2013 y 2023.

2. **Estandarización de los datos**, para lo que se utilizó la normalización de mínimo-máximo, que consiste en llevar todos los valores de cada subcriterio en el rango 0 y 1, de nula a máxima vulnerabilidad ocupando la fórmula:

$$Z = \frac{X - \text{valor mínimo}}{[\text{valor máximo} - \text{valor mínimo}]}$$

3. **Cálculo de cada criterio**, a través de una suma lineal ponderada en cada caso, utilizando los coeficientes o pesos asignados a cada subcriterio.

Así, por ejemplo, para la obtención del criterio territorial (CT) se llevó a cabo la siguiente operación en cada manzana de la ciudad de Chillán:

$$CT = (VDM * 0,3) + (DEV * 0,3) + (TES * 0,4)$$

Donde,

VDM, vegetación disponible por manzana

DEV, distancia a espacios verdes

TES, temperatura de emisión superficial

4. **Cálculo VET**, aplicando una vez más una suma lineal ponderada, integrando los resultados de cada criterio y considerando los coeficientes de la Tabla 25, 0,35 para los criterios de condiciones de la vivienda y sociodemográfica y 0,3 para el criterio territorial.

5. **Clasificación del índice de VET.**

Como resultado se obtienen valores que van del 0 al 1, donde 0 corresponde a ausencia de vulnerabilidad y 1, una condición de vulnerabilidad muy alta. Así, se pueden considerar 5 categorías:

- a. VET mayor a 0 y menor a 0,2: muy baja vulnerabilidad
- b. VET mayor a 0,2 y menor a 0,4: baja vulnerabilidad
- c. VET mayor a 0,4 y menor a 0,6: media vulnerabilidad
- d. VET mayor a 0,6 y menor a 0,8: alta vulnerabilidad
- e. VET mayor a 0,8 y menor a 1: muy alta vulnerabilidad

RESULTADOS VET

En primer lugar, los resultados parciales, asociados a cada subcriterio muestran que sería el indicador territorial el que alcanzaría valores más altos de vulnerabilidad, con un máximo de 0,81 y 0,96 en verano e invierno, respectivamente. Por el contrario, los menores valores se encuentran en la condición de la vivienda, que llega a 0,38 (sin variaciones durante el año). Respecto a esto último, es importante señalar que el indicador no incluye el año de construcción de la vivienda, dato que podría relacionarse con el aislamiento térmico de las viviendas.

Si bien no se encuentra disponible el dato sobre el año de construcción de las viviendas, si se asocian las manzanas de la ciudad con los límites urbanos consolidados elaborados por el MINVU, cerca del 80% de ellas ya existían antes del límite del 2002, lo que podría significar con un alto porcentaje de las viviendas en dichas manzanas no cumplirían con el aislamiento térmico establecido por la norma NCh 853 para el año 2000 (criterios para el techo) y luego, para el 2007 (criterios para toda la envolvente, piso, muro y techo)⁹⁸. Por el contrario, cerca del 10% de las manzanas son posteriores al año 2007. Además, es importante considerar que los grados de aislamiento que

⁹⁸ Este método constituye una aproximación y no considera permisos de construcción posteriores al interior de los límites urbanos consolidados. Así mismo, se entiende que podrían existir viviendas con buenos estándares de aislamiento previos a la norma, o viviendas autoconstruidas que no incorporen los criterios de la norma térmica luego de su implementación.

establece la norma térmica en Chile han sido definidos para el frío, por lo que aislamiento del calor sigue siendo un desafío que atender en las ciudades, sobre todo aquellas mediterráneas interiores, como Chillán, que se verán expuestas a cada vez más altas temperaturas.

Los resultados del índice de vulnerabilidad energética territorial para las comunas de Chillán y Chillán Viejo oscilan entre 0 y 0,45, (Figura 105). La mayor cantidad de manzanas se concentra entre los 0,15 y 0,35, con algunas variaciones entre momento del día (diurno – nocturno) y estación del año (verano – invierno).

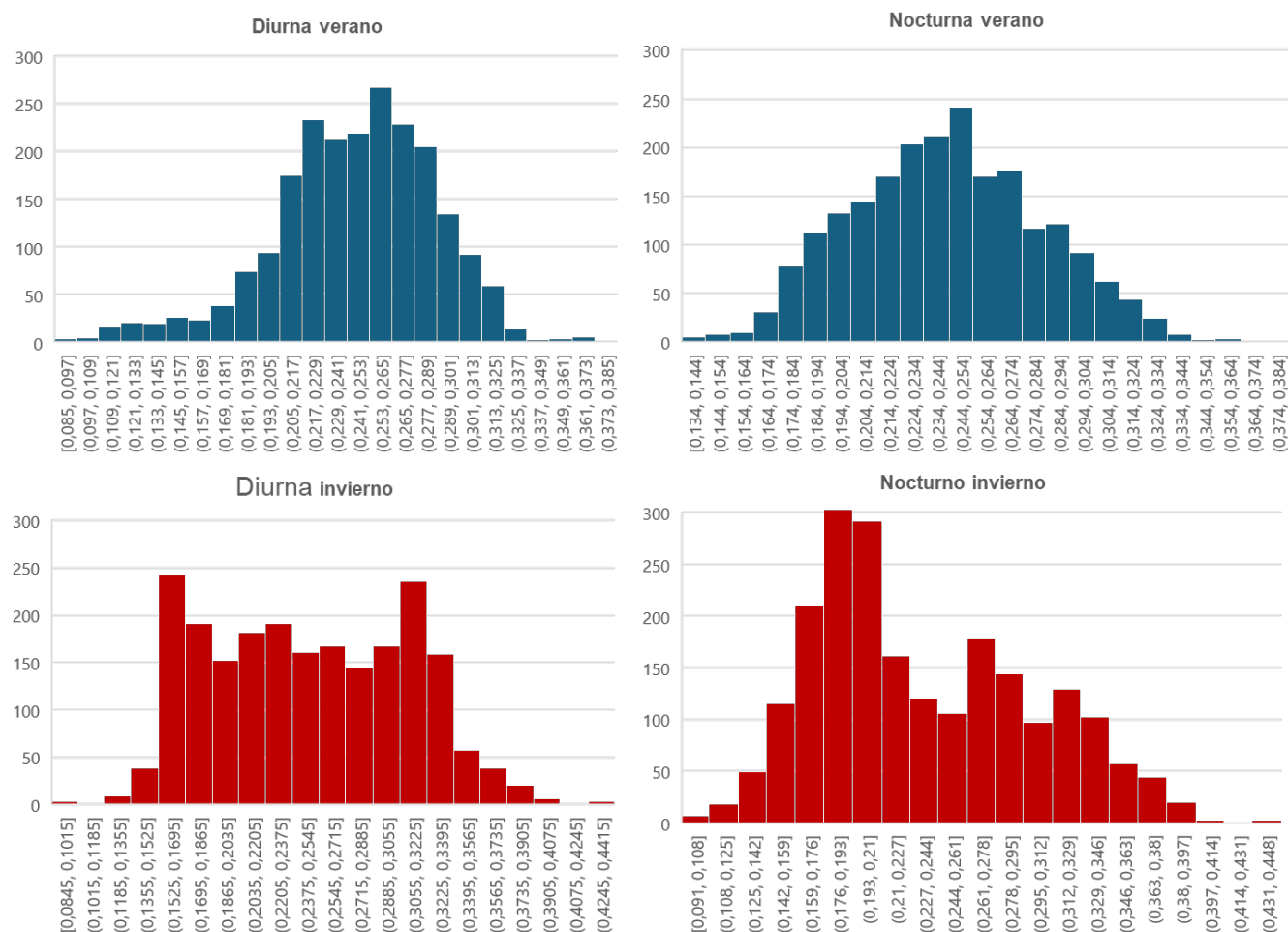


Figura 105. Valores del índice de VET para Chillán y Chillán Viejo en 4 escenarios: diurno, nocturno, verano e invierno.

Como se muestra en la cartografía (Figura 106) existe una importante heterogeneidad espacial. El sector sur-oriente de la ciudad (comuna de Chillán) y sur-poniente (Chillán Viejo) presentan los valores más altos, para ambas estaciones. Esto significa que estos sectores reúnen condiciones que los vuelven más sensibles a la exposición de altas y bajas temperaturas, aumentando la necesidad de contar con equipos de climatización al interior de sus viviendas.

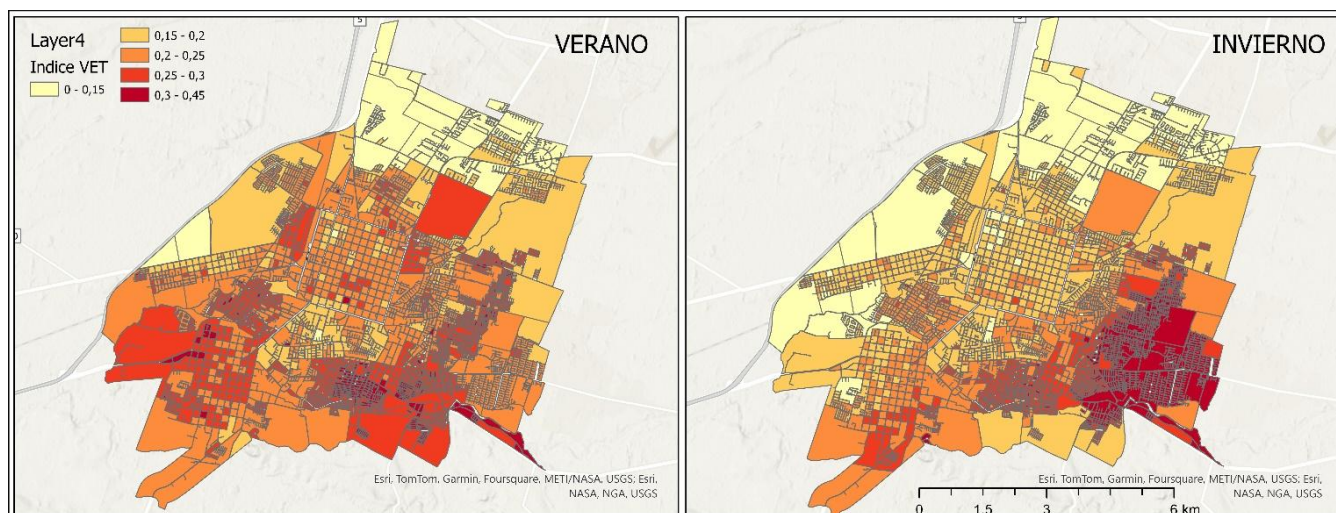


Figura 106. VET por manzana, verano e invierno.

EVALUACIÓN DE RIESGOS CLIMÁTICOS ASOCIADO A LA VET

Con el cálculo de la vulnerabilidad territorial disponible por manzana para 4 escenarios: diurno y nocturno, de verano e invierno, nos propusimos completar el análisis calculando el riesgo, a través de la fórmula, utilizada por el Atlas de Riesgo Climático, ARCLIM (Henríquez et al, 2020)⁹⁹.

$$R_i = \frac{(E + V + A)}{3}$$

Donde,

R: índice de Riesgo climático

E: indicador normalizado de Exposición

V: indicador normalizado de Vulnerabilidad

A: indicador normalizado de Amenaza

Como dato de exposición se consideró al total de población por manzana y para la amenaza, se escogieron algunas amenazas climáticas calculadas para los meses de verano (diciembre - febrero) e invierno (junio – agosto), para el

⁹⁹ Henríquez, C.; Qüense, J.; Contreras, P.; Guerrero, N.; Smith, P. y González, F., 2020. Informe Proyecto ARCLim: Ciudades. Centro de Cambio Global UC, Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia y CEDEUS coordinado por Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia y Centro de Cambio Global UC para el Ministerio del Medio Ambiente a través de La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Santiago.

presente (1980-2010) y futuro (2035-2065). Los valores de las comunas de Chillán y Chillán Viejo se encuentran estandarizados considerando los datos de 50 ciudades chilenas para cada una de las amenazas.

Tabla 27. Valores amenazas climáticas por calor y frío, presente y futuro¹⁰⁰. Fuente: elaboración propia a partir de datos del ARCLIM (2020) y su estandarización.

Estación	Indicador		Chillán		Chillán Viejo	
			Presente	Futuro	Presente	Futuro
Verano	<i>Taxmax_mean</i>	Promedio temperatura máxima diaria	29°C (0,61)	30,5°C (0,71)	29,2°C (0,66)	30,8°C (0,75)
	<i>Quite_hot_days</i>	N° días relativamente cálidos (T° máxima > 28°C)	61,1 (0,76)	73,9 (0,86)	62,4 (0,78)	75,1 (0,87)
	<i>Hot_days</i>	N° días calurosos (T° máxima >30°C)	36,1 (0,91)	53,3 (0,91)	39,5 (0,92)	56,7 (0,93)
Invierno	<i>Coldest_day</i>	Temperatura máxima del día más frío	9,2°C (0,69)	10,2°C (0,68)	9,5°C (0,71)	10,5°C (0,69)
	<i>Coldest_night</i>	Temperatura de la noche más fría	-3°C (0,41)	-1,9°C (0,4)	-2,6°C (0,43)	-1,5°C (0,42)
	<i>Cool_day</i>	Días fríos (Temperatura mínima inferior a percentil 90)	9,5 (0,88)	3,2 (0,74)	9,4 (0,75)	3,1 (0,7)

Considerando que la ciudad de Chillán, incluidas las comunas de Chillán y Chillán Viejo poseen 2.166 manzanas que albergan a 196.056 habitantes. Los resultados del riesgo en la estación de verano, presentados en la Tabla 28, muestran que:

- En el presente, el 26,5% (574 manzanas) de las manzanas, equivalentes al 59% (115.358 habitantes) de la población se exponen a días relativamente cálidos, lo que se asocia a una máxima superior a 28°C, superior al umbral de confort térmico ambiental definido por Olgay (27,1°C) para la temperatura del aire (Smith y Henríquez, 2019)¹⁰¹. Para el futuro, se estima que el número de manzanas y la cantidad de población expuesta a esta vulnerabilidad podría aumentar cerca de 10 puntos porcentuales.
- Los días calurosos (sobre 30%) afectan al 15% de las manzanas y el 46% de la población en el presente, y para el futuro, la población expuesta podría aumentar a 22% y 55% respectivamente, según las proyecciones al futuro.

¹⁰⁰ Entre paréntesis aparece el valor de la amenaza estandarizado para Chillán y Chillán Viejo.

¹⁰¹ Smith, P. & Henríquez, C. (2019). Perception of Thermal Comfort in Public Spaces in the City of Chillán (Chile) During a Warm Summer. Urban Climate 30.

Por su parte, los resultados para la estación de invierno, muestran que:

- Cerca de un 10% de las manzanas, que albergan a cerca del 38% de la población, experimentan un valor superior a 0,5 para la amenaza climática asociada a noches frías, con una temperatura que oscila entre -3° y 1,5°C (Tabla 28).
- Es mayor la proporción de población expuesta a días fríos, con el 20% de manzanas y 53% de la población con valores mayores a 0,5.
- Los riesgos asociados a las tres amenazas climáticas evaluadas experimentan una disminución entre el presente y el futuro. Sin embargo, este cambio no representa más del 1% para los días y noches fríos.
- La mayor disminución se observa en los días más fríos, que pasa 37% de las manzanas y 68% de la población en el presente, a 24% y 57% respectivamente, para el escenario futuro.

Tabla 28. Valor promedio de riesgo presente y futuro, y cantidad de manzanas y población con riesgo superior a 0,5 en cada amenaza evaluada.¹⁰²

Estación	Indicador	Temporalidad	Promedio	Manzanas sobre 0,5	Población sobre 0,5
Verano	Taxmax_mean	Presente	0,505	939	145.027
		Futuro	0,506	946	145.477
	Quite_hot_days	Presente	0,456	574	115.358
		Futuro	0,489	823	136.404
	Hot_days	Presente	0,408	342	91.253
		Futuro	0,440	492	107.340
Invierno	Coldest_day	Presente	0,433	472	105.097
		Futuro	0,430	455	103.344
	Coldest_night	Presente	0,335	227	75.965
		Futuro	0,332	224	74.749
	Cool_day	Presente	0,490	809	134.454
		Futuro	0,447	541	111.710

Bajo un escenario en que las condiciones de vulnerabilidad asociadas a la ausencia de aislamiento térmico de las viviendas, las personas que experimentan mayores niveles de riesgo climático, referidos en este caso a temperaturas, mínimas, máximas o eventos meteorológicos extremos asociados, deberían entre otras cosas, implementar estrategias que permitan climatizar sus viviendas para alcanzar niveles adecuados de temperatura. La climatización se puede necesitar para calefaccionar o refrigerar las viviendas, dependiendo de la estación del año y la amenaza climática que se enfrenta. Para la calefacción es posible escoger entre diferentes fuentes de energía, entre ellas la utilización de leña puede significar un problema ambiental que expone a la población a

¹⁰² El valor 0,5 como umbral para definir el número de manzanas y población expuesta se seleccionó ya que permite identificar a quienes están en la mitad superior del índice.

contaminación al interior de su vivienda, sobre todo cuando se accede a leña húmeda, sin certificación. En ambos casos, el uso de equipos eléctricos también resulta una solución. Sin embargo, lo anterior podría enfrentarse promoviendo estrategias que apunten al reacondicionamiento térmico de viviendas antiguas.

El acceso y calidad de la fuente de energía varía entre la población, determinando diferencias en su capacidad de respuesta, principalmente asociado con el ingreso. El nivel socioeconómico resulta un buen indicador, considerando que los niveles más vulnerables serían la población D y E. Al analizar los niveles de vulnerabilidad energética de la población de acuerdo con su NSE, observamos que los valores más bajos se asocian a la población ABC1, que corresponde a aquella con mayores ingresos que a su vez, contaría con los recursos materiales para responder a la amenaza (Figura 107).

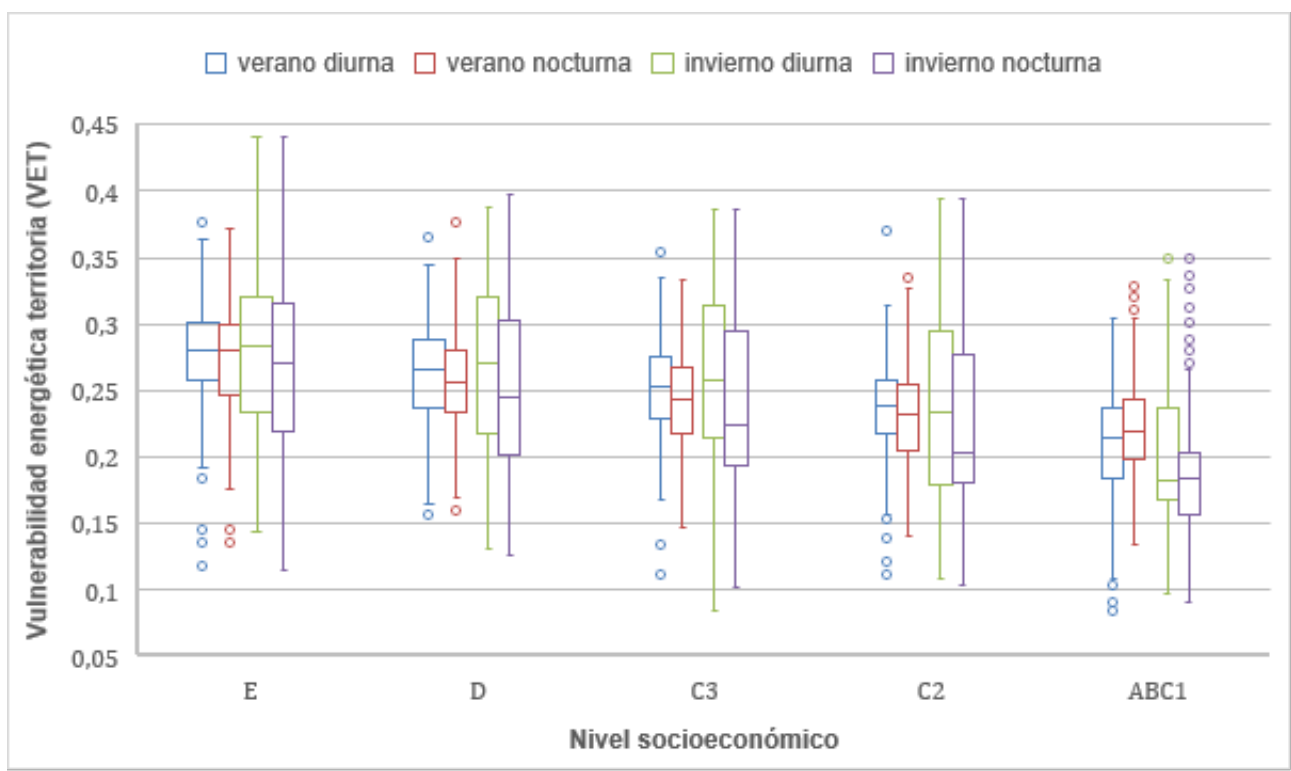


Figura 107. VET por nivel socioeconómico.

D. ANÁLISIS DE INSTRUMENTOS Y ESTRATEGIAS ASOCIADAS AL SECTOR

De manera complementaria a lo analizado en la Sección 3.5.2, para caracterizar la vulnerabilidad energética de Ñuble, fueron revisados los instrumentos indicados en la Tabla 29. De esta manera se puede observar aquellos instrumentos territoriales que coadyuvan a disminuir la vulnerabilidad energética en ciudades seleccionadas para este fin, en la región de Ñuble.

Tabla 29. Instrumentos de interés para la caracterización de la vulnerabilidad energética.

Escala	Instrumento/Estrategia	Año
--------	------------------------	-----

Regional	Estrategia Regional de Desarrollo 2020-2028	2020, Actualizado el 2023
Intercomunal	Plan Regulador Intercomunal Chillán-Chillán Viejo	2022
Comunal	Planes Reguladores Comunal de Chillán	2019-2024
	Planes Reguladores Comunal de Chillán Viejo	2023-2028
	Estrategias Energéticas Local de Chillán Viejo	2023

Las principales iniciativas relacionadas con energía y contenidas en estos instrumentos son presentados a continuación.

ESTRATEGIA REGIONAL DE DESARROLLO 2020-2028

Examinado la Actualización de la Estrategia Regional de Desarrollo, aprobada a fines del 2023, se extraen los siguientes elementos que resultan ser impulsores para la promoción de infraestructura energética habilitante para el fomento a la actividad industrial en regiones del país hacia un desarrollo productivo sostenible, en este caso para la región de Ñuble.

La Tabla 30 lista las acciones estratégicas en la Estrategia Regional de Desarrollo, ordenadas por eje, lineamiento y objetivo, que buscan contribuir a la descarbonización de Ñuble.

Tabla 30. Acciones ERD Ñuble relacionadas con la descarbonización de la Región. Fuente: Estrategia Regional de Desarrollo de Ñuble, 2020-2028.

Eje	Lineamiento	Objetivo	Acciones
TERRITORIO Y MEDIO AMBIENTE	1.1. Desarrollo territorial planificado, integrado, equitativo, resiliente y sostenible	1.1.1. Planificar el territorio de manera equilibrada e integrada.	1.1.1.1. Elaborar o actualizar los instrumentos de planificación territorial regional. 1.1.1.2. Asesorar en la elaboración de instrumentos de planificación comunal. 1.1.1.3. Identificar, diseñar e implementar acciones para territorios especiales de la región.

Eje	Lineamiento	Objetivo	Acciones
	1.2. Habitabilidad y servicios para el bienestar territorial	1.2.1. Impulsar programas de mejoramiento de la habitabilidad.	1.2.1.1. Apoyar la ejecución de medidas del plan habitacional regional. 1.2.1.2. Incentivar el uso de tecnologías y fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC) que sean más eficientes y menos contaminantes para calefacción y enfriamiento. 1.2.1.3. Fomentar el mejoramiento de aislación térmica en edificaciones y la construcción con materiales sustentables.
		1.2.2. Impulsar programas de mejoramiento del acceso a servicios.	1.2.2.2. Avanzar en el mejoramiento sanitario de los asentamientos humanos rurales de la región.
ECONOMÍA, INNOVACIÓN Y CAPITAL HUMANO	2.2. Economía territorial, innovadora, dinámica con producción diversificada y soporte energético, logístico y científico.	2.2.1. Diversificar territorialmente la matriz productiva.	2.2.1.4. Apoyar la diversificación y mejoramiento de la oferta de los pequeños productores agrícolas y emprendimientos rurales.
		2.2.2. Desarrollar la ciencia, tecnología, innovación y conocimiento para potenciar la economía y el bienestar social.	2.2.2.1. Elaborar y ejecutar un programa regional para la incorporación de valor agregado en segmentos críticos de las cadenas productivas, especialmente en el sector silvo-agropecuario y agroindustrial.

Eje	Lineamiento	Objetivo	Acciones
		2.2.5. Propender una matriz energética sostenible y diversificada, segura, eficiente y carbono neutral que cubre las necesidades presentes y futuras.	2.2.5.1. Diagnosticar las necesidades de suministro de energía y elaborar programa para mejorar la seguridad y estabilidad del suministro 2.2.5.2. Promover y desarrollar iniciativas que permitan avanzar en la reducción de costos de consumo y en la incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), especialmente en lugares apartados. 2.2.5.4. Fomentar la descarbonización en la generación de energía en la región.
DESARROLLO SOCIAL INCLUSIVO	3.1. Bienestar, seguridad y calidad de vida para las personas de Ñuble.	3.1.1. Reducir la pobreza y la vulnerabilidad de la población regional.	3.1.1.7. Diseñar y ejecutar programas de acompañamiento a cuidadores de personas en estado de vulnerabilidad y/o dependencia.
	3.2. Inclusión Social	3.2.1. Promover el bienestar integral de las personas mayores.	3.2.1.2. Desarrollar programas de vivienda con condiciones especiales de habitabilidad para personas mayores, a nivel urbano y rural.

PLAN REGULADOR INTERCOMUNAL CHILLÁN-CHILLÁN VIEJO

El plan regulador intercomunal de Chillán-Chillán Viejo (PRICH) contempla ampliar el límite urbano, pasando de 7.674 a 11.167 hectáreas. La ampliación extenderá este territorio hacia el oriente, por el borde sur del río Cato. En el sector sur de la comuna de Chillán Viejo, el territorio urbano se prolonga hasta el río Chillán. Es decir, la extensión urbana sigue por el borde sur del río Chillán, generando un nuevo territorio urbano que une el área urbana central de Chillán-Chillán Viejo con la de Nebuco-Quillay, principalmente a través de áreas verdes y áreas de actividad productiva de impacto intercomunal. También son generadas zonas de extensión urbana en los sectores donde se emplazan el aeródromo de Chillán y el relleno sanitario en Chillán Viejo. Todas estas extensiones deben ser incorporadas a los planos reguladores de Chillán y Chillán Viejo, los que deben ser actualizados a partir de este nuevo instrumento.

El PRICH también contempla incorporar la actual ocupación de la industria sobre el suelo rural, mediante la conformación de polígonos que puedan establecer territorios urbanizados con una adecuada estructura, incrementando en 1.123 hectáreas el suelo para esos fines.

El PRICH califica la infraestructura sanitaria, energética y de transporte de mayor tamaño como de impacto intercomunal, definiendo, los criterios para la consideración de áreas verdes y parques de escala intercomunal.

PLADECO 2019-2014 DE CHILLÁN

La Tabla 31 describe las dos iniciativas relacionadas con energía en el PLADECO 2019-2014.

Tabla 31. Iniciativas relacionadas con energía en Pladeco Chillán 2019-2024. Fuente: Plan de Desarrollo Comunal 2019-2014 de Chillán.

Área Estratégica de Desarrollo	Medio Ambiente y Sustentabilidad	Desarrollo Económico y Productivo
Lineamiento	“Chillán, capital regional sustentable, protectora y promotora del cuidado del medio ambiente”	“Chillán, capital regional con una matriz productiva ligada al agro, el comercio y el turismo de intereses especiales y gastronómico”
Eje estratégico	Contaminación	Articulación de Actores Productivos para la Competitividad Regional
N° de iniciativa	7	5
Nombre de iniciativa	Estrategia permanente de Gestión Ambiental Local, Calidad del Aire y Energías Renovables	Mesa de articulación para la Innovación científica y tecnológica
Breve descripción	Chillán es afectado por la contaminación atmosférica relacionada con las emisiones de MP-10 y MP-2,5 producidas especialmente por el uso de leña húmeda para calefacción doméstica.	Se propone crear una mesa de articulación liderada por el Municipio para la generación de un polo de innovación científica y tecnológica para la agricultura, para el uso de agua y para la creación de proyectos de energías renovables no convencionales, que contribuyan a generar un menor costo económico para la comuna.
Acciones contempladas en la descripción de la iniciativa	Evaluar las mejores opciones para el uso de energías renovables, especialmente para reducir el uso de leña y otros combustibles contaminantes.	Definición de estrategias para la atracción de empresas en la comuna, Suscripción de convenios internacionales, Difusión de los productos agrícolas locales en el extranjero Innovación en programas de desarrollo productivo local.
Zona de impacto	1 al 5	Todos

Tipo	ES	PR
Financiamiento	Municipal: 10% FNDR: 90% Sectorial: 0% CORFO: 0% Otros: 0%	Municipal: 0% FNDR: 60% Sectorial: 40% (MIDESO) CORFO: 0% Otros: 0%
Prioridad	1	1
Periodo de ejecución	2019	2019-2023
Estado de ejecución	Propuesto	Propuesto

PLADECO 2023-2028 DE CHILLÁN VIEJO

De igual modo, la Tabla 32 describe las dos iniciativas relacionadas con energía en el Pladeco 2023-2028 de Chillán Viejo.

Tabla 32. Iniciativas relacionadas con energía en Pladeco Chillán 2019-2024. Fuente: Plan de Desarrollo Comunal 2023-2028 de Chillán Viejo.

Ámbito	Medio Ambiente	Educación
Componente de imagen objetivo	“Chillán Viejo es la tierra de O’Higgins, siendo una comuna moderna y patrimonial, con buen acceso a los servicios, espacios públicos y áreas verdes sostenibles que aportan a la integración de sus barrios”.	“Chillán Viejo es la tierra de O’Higgins, siendo una comuna moderna y patrimonial, con buen acceso a los servicios, espacios públicos y áreas verdes sostenibles y su comunidad convive en un marco de inclusión, seguridad y derechos de las personas”.
Lineamiento	Fomento a la gestión de residuos	Lineamiento 8.1 Mejoramiento de la Calidad de la Educación
Objetivo estratégico	Fortalecer la gestión municipal de residuos	Mejorar la calidad de la infraestructura y preparación para el traspaso administrativo
N° de iniciativa	20	6
Nombre de iniciativa	Programa de energías no convencionales en edificios públicos y municipales	Plan de funcionamiento a través de la utilización de energías renovables no convencionales por parte de los establecimientos de educación
Breve descripción	Consulta la instalación y uso de energías no convencionales en edificios públicos y	Consiste en un conjunto de iniciativas con relación con acoger e instalar tecnologías en

	municipales, instalando paneles fotovoltaicos, entre otros elementos.	materia de energías renovables en establecimientos educacionales de la comuna.
Acciones contempladas en la descripción de la iniciativa	Instalar y usar paneles fotovoltaicos u otros elementos.	Instalar tecnologías de ERNC en establecimientos educacionales.
Financiamiento	SUBDERE, MIN. DE ENERGÍA	MINEDUC; MINISTERIO DE ENERGÍA
Inicio	2023	2023
Término	2028	2028

ESTRATEGIA LOCAL DE ENERGÍA DE CHILLÁN VIEJO (2023)

La Estrategia Energética Local (EEL) 2023 de la comuna de Chillán viejo diagnostica la pobreza energética, la oferta y la demanda de energía, y la calidad del suministro energético, así como también proyecta el consumo eléctrico y los potenciales para la instalación de energías renovables no convencionales y la eficiencia energética de la comuna. Las cifras contenidas en estos diagnósticos y proyecciones son presentadas en lo siguiente.

a) Objetivos y metas de la EEL de Chillán Viejo

La Tabla 33 presenta los objetivos y metas de la EEL 2023.

Tabla 33. Objetivos y metas de la EEL 2023. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

Objetivo 1	Implementar medidas de eficiencia energética y proyectos de generación de energía de fuentes renovables para Chillán Viejo.
Meta 1	Generar medidas de EE en al menos 4 edificios públicos (a través del modelo ESCO u otro financiamiento), realizando un ahorro energético de un 30 a 50%.
Meta 2	Implementar paneles solares o termosolares en un 60% de viviendas de la comuna de Chillán Viejo para el año 2030.
Objetivo 2	Capacitar a las vecinas y vecinos de Chillán Viejo en medidas de eficiencia energética, educación ambiental y energías renovables.
Meta 3	Desarrollar al menos 10 talleres anuales enfocados en colegios y juntas de vecinos con temáticas de eficiencia energética desde el año 2024 en adelante.
Meta 4	Desarrollar una feria científica anual que incluya a todos los establecimientos educacionales de Chillán Viejo, donde el premio sea una mejora del establecimiento educacional en términos de eficiencia o generación energética.
Objetivo 3	Fortalecer el sector municipal y público de Chillán Viejo mediante capacitaciones para elaboración y financiamiento de proyectos de energía renovables y eficiencia energética.

Meta 5	Capacitar a un 50% de los funcionarios municipales para postular a proyectos de EE, ERNC y electromovilidad para el año 2025.
Meta 6	La municipalidad realizará 2 talleres anuales desde el año 2025 para la comunidad con la finalidad de informar de concursos públicos en proyectos ligados a EE o ERNC.
Objetivo 4	Comprometer a la comunidad de Chillán Viejo en la implementación de proyectos de energías renovables, eficiencia energética y el desarrollo de programas educativos.
Meta 7	Desarrollo de talleres semestrales para las juntas de vecinos con el fin de vincularlos e informarlos sobre los proyectos en desarrollo desde el municipio y sobre proyectos ERNC a los que puedan postular con fondos públicos en Chillán Viejo.
Meta 8	Implementar al menos un proyecto por Junta de Vecino en temáticas de energía renovable, eficiencia energética o educación medio ambiental para el 2028.

b) Diagnóstico de pobreza energética de la comuna de Chillán Viejo.

La Tabla 34 resume los principales resultados del diagnóstico de pobreza energética de la comuna de Chillán Viejo presentados en la EEL 2023.

Tabla 34. Pobreza Energética Chillán Viejo. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

Dimensión	Indicador	Condición comuna
Acceso Físico: Existencia de las fuentes de energía, artefactos y tecnologías apropiadas para satisfacer las necesidades energéticas de los miembros de un hogar.	Viviendas con acceso a energía eléctricas	95%
	Viviendas con acceso a cocción de alimentos	100%
	Viviendas con acceso a sistemas de agua caliente	79,6%
Calidad: Condiciones en que se accede a los servicios energéticos, considerando las características de seguridad y continuidad de la fuente energética utilizada, la seguridad y eficiencia de los artefactos y el tipo de suministro utilizado y su impacto en la salud de las personas.	Duración de interrupciones de servicio eléctrico.	7,26 horas
	Hogares que utilizan leña o carbón para cocinar.	9,9%
	Hogares que utilizan leña como fuente de energía o carbón para agua caliente sanitaria.	1,1%
	Hogares que utilizan leña o carbón para calefacción en zonas climáticas frías.	80,7%
Habitabilidad: Características constructivas y de eficiencia energética de las viviendas, las que tienen un rol fundamental para lograr el confort térmico de los miembros del hogar y reducir el consumo	Número de campamentos existentes	0 (Catastro de Campamentos 2022 del MINVU).
	Viviendas con índice de materialidad irrecuperable.	0% (53,4% de las viviendas en la comuna fueron construidas

energético para calefacción.		antes de la promulgación de la normativa térmica el 2000).
Asequibilidad o Equidad: Capacidad de las personas de costear los servicios energéticos sin sacrificar otras necesidades. Bajo esta dimensión se evalúa el gasto en energía de los hogares en relación con los ingresos familiares disponibles y el impacto que ello tiene (o no) sobre la satisfacción de otras necesidades básicas.	Hogares en situación de pobreza multidimensional	21,3% (Encuesta Casen 2017)
	Hogares en situación de pobreza por ingresos	7,4% (Encuesta Casen 2017)

c) Diagnóstico de oferta, demanda y calidad de suministro energético de Chillán Viejo.

c.1.) Oferta energética en Chillán Viejo

La Tabla 35 presenta la oferta energética disponible en la comuna de Chillán Viejo.

Tabla 35. Oferta energética en la comuna de Chillán Viejo. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

Generación	Capacidad instalada de 20.9 MW Tres pequeños medios de generación (PMGD): Dos pertenecientes a centrales de ERNC (energía solar) Una termoeléctrica convencional (Diesel).
Transmisión	Enfrenta la dificultad de la conurbación de Chillán viejo con Chillán. CGE no tiene subestaciones eléctricas en Chillán Viejo, su energía es suministrada a través de líneas de transmisión de 33 kV desde Chillán. Copelec tiene 3 subestaciones en Chillán Viejo para abastecer a las zonas más rurales que están conectadas a la subestación de Chillán. La capacidad de transmisión está limitada a la capacidad de las líneas de transmisión.
Matriz energética	Suministro eléctrico (en región de Ñuble): Concesión de distribución eléctrica de CGE y Copelec Parque generador de tecnologías ERNC (energía solar y biomasa): capacidad instalada de 273,23 (MW), 78% pertenece a energías de fuentes renovables.

c.2.) Demanda energética de Chillán Viejo

De acuerdo a lo indicado en la presente sección, el análisis intraurbano considera a Chillán y Chillán Viejo. Consecuentemente se indican en términos específicos, los comportamientos de consumo eléctrico para dichas ciudades. La Figura 108 y la Figura 109 presentan el consumo de energía eléctrica de clientes regulados por sector en Chillán viejo para el periodo 2018-2022 y para los años 2021 y 2022.

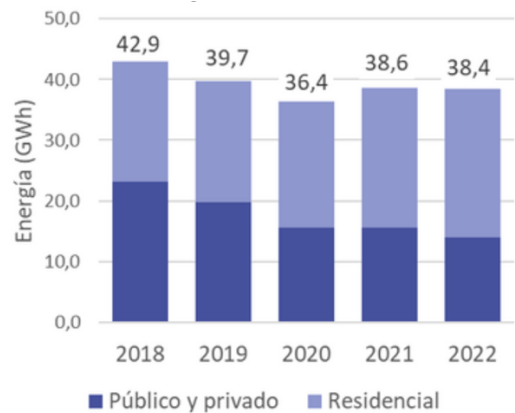


Figura 108. Consumo de energía eléctrica por sectores en Chillán viejo, periodo 2018-2022. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

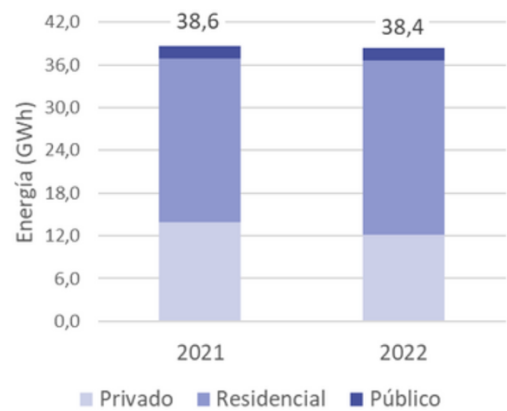


Figura 109. Consumo de energía eléctrica por sectores en Chillán viejo, 2021 y 2022. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

La Figura 110 presenta la evolución del consumo de energía eléctrica residencial en Chillán Viejo para el periodo 2018-2022. Cabe destacar que el consumo promedio por vivienda en este periodo fue de 2.174 kWh/año y el consumo promedio per cápita 697 kWh/año.

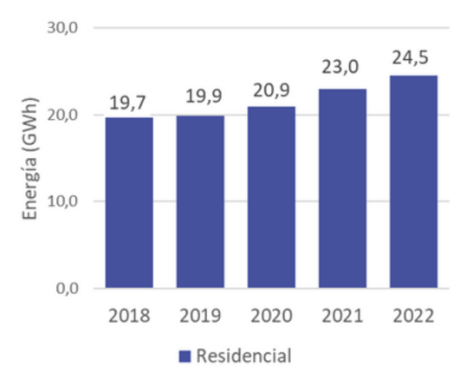


Figura 110. Consumo de energía eléctrica del sector residencial, periodo 2018-2022. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

La Figura 111 presenta la evolución de la demanda eléctrica municipal en Chillán viejo en los años 2021 y 2022. El alumbrado público significó el 57% del consumo municipal, mientras que el edificio consistorial, los CESFAM y los establecimientos educacionales en conjunto significaron el 43%.

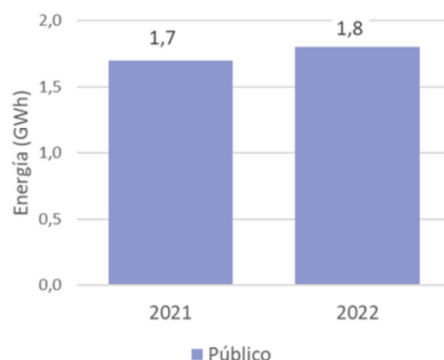


Figura 111. Evolución de la demanda eléctrica del sector público en Chillán viejo, 2021 y 2022. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

La Figura 112 presenta la evolución del consumo de energía eléctrica por parte del sector privado de Chillán viejo, entre los años 2018 y 2022.

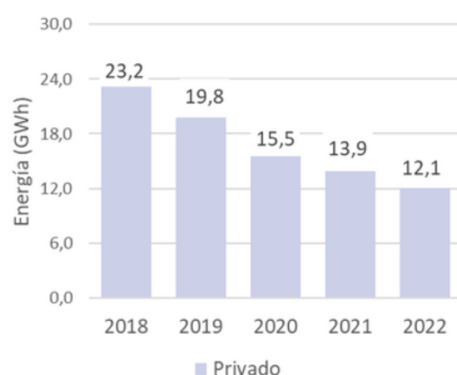


Figura 112. Consumo de energía eléctrica del sector privado de Chillán Viejo, periodo 2018-2022. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

Por su parte, la Tabla 36 presenta la demanda de energía térmica de Chillán viejo.

Tabla 36. Demanda de energía térmica de Chillán viejo. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

Combustibles de uso térmico	Gas licuado de petróleo (GLP)	Consumo per cápita: 4,05 kg/habitante/mes (Energía Región 2023). Consumo comunal anual: 23,25 GWh/año
	Leña	Consumo estimado por vivienda: 3.946 (kg/año) Penetración del uso de leña en hogares para calefacción: 72,9% Consumo comunal anual: 146 GWh/año
	Parafina	Penetración del uso de parafina en hogares para calefacción: 10,6%, Consumo comunal anual: 21,23 GWh/año
Combustibles de uso para transporte	Gasolina y Petróleo Diésel	Consumo per cápita de gasolina en Ñuble: 15,63 litros mensuales Consumo per cápita de petróleo diésel en Ñuble: 40,98 litros mensuales Consumo comunal anual de gasolina: 63,34 GWh/año

		Consumo comunal anual de petróleo: 188,55 GWh/año
--	--	---

Finalmente, la Figura 113 resume la demanda energética total para la comuna de Chillán Viejo tomando como referencia el año 2022.

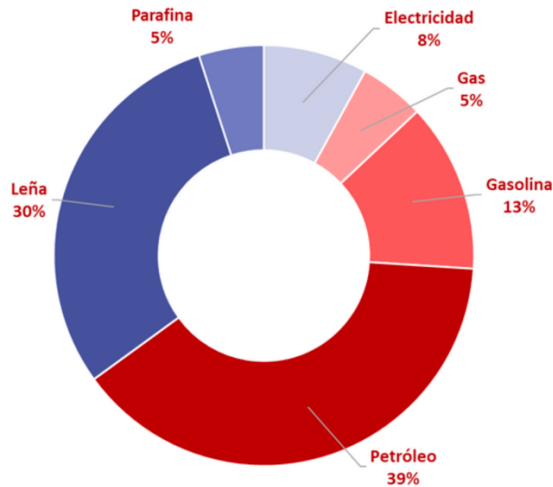


Figura 113. Consumo total de energía de Chillán viejo, 2022 (%). Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

c.3.) Calidad del suministro energético en Chillán Viejo.

La Figura 114 muestra la calidad del suministro eléctrico en la comuna de Chillán viejo, medido a través del Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI¹⁰³), el cual clasifica las horas de interrupción en 3 categorías según la causa de ésta:

- INT: Interrupciones internas; ocurren en instalaciones de la empresa distribuidora y por causas no atribuibles a fuerza mayor
- EXT: Interrupciones externas; ocurren en instalaciones que no son de la empresa distribuidora
- FM: Interrupciones por fuerza mayor; ocurren en instalaciones de la empresa distribuidora y por causas atribuibles a fuerza mayor

¹⁰³ System Average Interruption Duration Index: “muestra, en promedio, el tiempo que un usuario se encuentra sin suministro eléctrico durante un período determinado.” (Ministerio de Energía, 2019).

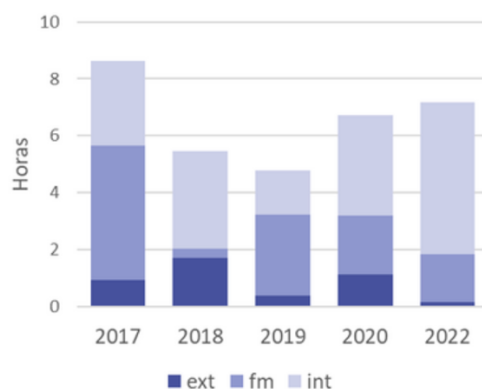


Figura 114. Índice SAIDI de la comuna de Chillán Viejo. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

INT: Interrupciones internas; ocurren en instalaciones de la empresa distribuidora y por causas no atribuibles a fuerza mayor.

EXT: Interrupciones externas; ocurren en instalaciones que no son de la empresa distribuidora.

FM: Interrupciones por fuerza mayor; ocurren en instalaciones de la empresa distribuidora y por causas atribuibles a fuerza mayor.

Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

d) Proyección del consumo energético de Chillán Viejo.

La Figura 115 presenta la proyección del consumo eléctrico de Chillán viejo para el período 2023-2035. El consumo eléctrico del sector residencial de Chillán viejo fue proyectado con el crecimiento poblacional proyectado por el Instituto Nacional de Estadísticas y el consumo per cápita, mientras que el consumo eléctrico del sector privado fue proyectado con el PIB tendencial entregado por la DIPRES.

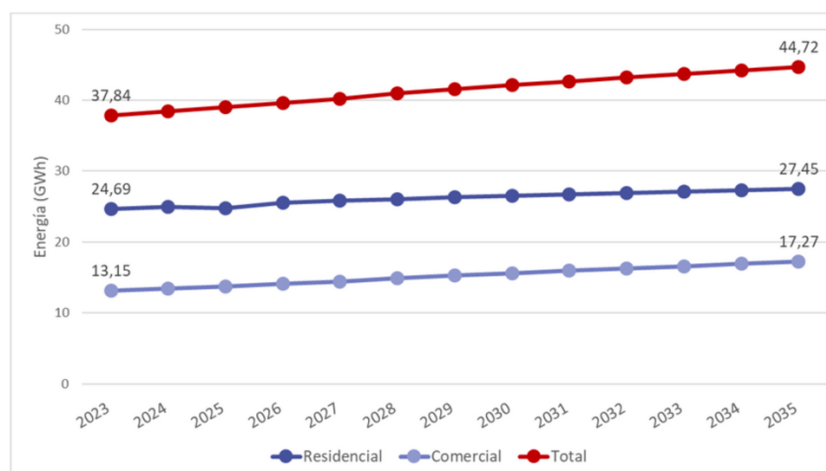


Figura 115. Proyección de demanda eléctrica para Chillán viejo, 2023-2035. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

La Figura 116 presenta la proyección del consumo térmico de Chillán viejo para el período 2023-2035. El consumo de energía térmica para la comuna fue proyectado con el PIB tendencial entregado por la DIPRES aplicado al consumo anual de energía proveniente de petróleo y gasolina.

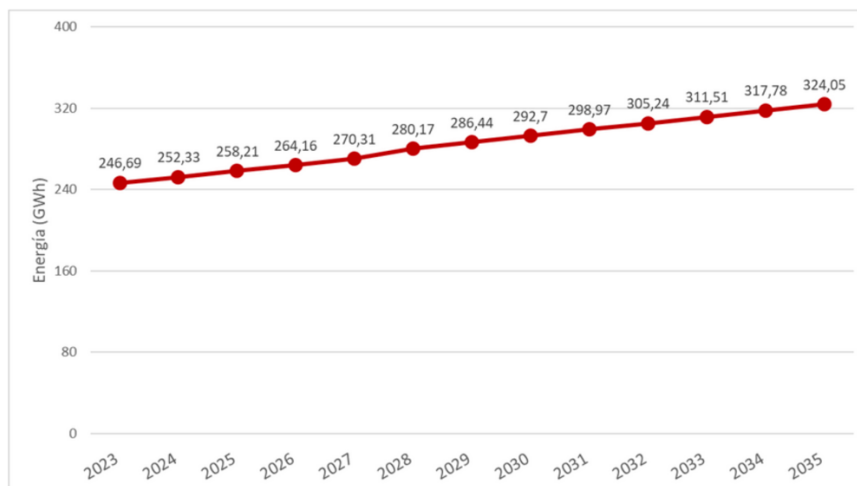


Figura 116. Proyección de demanda térmica para Chillán viejo, 2023-2035. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

e) Potencial de energías renovables no convencionales en Chillán Viejo

La Tabla 37 presenta el potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) estimadas por el EEL 2023 para la comuna de Chillán viejo, mientras que la Tabla 38 muestra el potencial de eficiencia energético disponible en la misma comuna.

Tabla 37. Potencial de ERNC de la comuna de Chillán Viejo. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

Potencial de biomasa para generación de energía	Potencial de producción de biodiésel	15,68 MWh/año
	Potencial de producción de biogás	3.919,19 MWh/año
Potencial solar para generación de energía	Energía fotovoltaica a gran escala	9.735,3 MWh/año
	Energía residencial fotovoltaica (60% de paneles solares de 60 m ² instalados en 1.045 viviendas)	2.898,28 MWh/año
	Energía solar térmica residencial (Estimada para 10.448 viviendas tipo casa con sistema de generación de energía térmica para el agua caliente sanitaria (ACS) de 120 litros, útil para 3 habitantes por vivienda)	1.194,00 MWh/año
Potencial eólico para generación de energía	(sólo disponible en la zona poniente de la comuna, en los límites con la comuna de Chillán) (A partir de dos 2 aerogeneradores Goldwind GW82, instalados a una altura de 100 metros, con potencia nominal de 1500 kW, y factores de pérdida y de planta de 0,17 y de 30,05%, respectivamente).	8.020,54 MWh/año
Potencial hídrico para generación de energía	Sin potencial hídrico disponible por falta de Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos (DAANC) y de otros proyectos hidroeléctricos.	

Potencial geotérmico	Para una penetración de la tecnología de tan sólo el 1% de las viviendas de la comuna (112 viviendas), debido al bajo desarrollo tecnológico a nivel regional y nacional y a los altos costos de instalación de este tipo de tecnologías.	473 MWh/año
----------------------	---	-------------

Tabla 38. Potencial de eficiencia energética disponible en Chillán Viejo. Fuente: EEL 2023 de Chillán Viejo.

Eficiencia energética en Sector residencial	Ahorro por aislación térmica (Estimada para 10% de 7.038 viviendas construidas antes de 2001 y que aplican 3 medidas de aislación: - Ventanas de doble vidrio hermético 1,1 con baja emisividad y relleno de argón: 12% de ahorro - Muro con 20 cm de aislación extra: 36% de ahorro - Techo con 15 cm de aislación: 36% de ahorro.)	1.188,9 MWh/año (equivalente a 52% de la energía consumida por calefacción en la comuna)
	Ahorro por recambio de luminaria (12 luminarias incandescentes por vivienda reemplazadas por LED, en zona térmica 4, genera 58% de ahorro de energía eléctrica).	123,54 KWh/año
Eficiencia energética en Sector público	Ahorro por aislación térmica del edificio consistorial del municipio (Estimado de la aplicación de 3 medidas de aislación: - Ventanas de doble vidrio hermético 1,1 con baja emisividad y relleno de argón: 12% de ahorro - Muro con 20 cm de aislación extra: 36% de ahorro - Techo con 15 cm de aislación: 36% de ahorro.)	80,38 MWh/año
	Ahorro en el alumbrado público (Estimado de reemplazar 50 luminarias LED de 200W por luminarias LED de 150W con igual cantidad de lúmenes, mantenidas encendidas 10 horas al año)	182,5 kWh/año
Sector privado (Actividades pesquera, salmonera y comercial, las más influyentes en Chillán Viejo)	Ahorros por medidas de gestión de energía (Medidas: - Identificar consumos innecesarios y controlar la demanda de energía. - Comprar equipos más eficientes y crear protocolos para el uso eficaz de los equipos. - Aplicar medidas de ahorro y eficiencia energética asociadas a buenas prácticas. - Mejorar a través de la evaluación de índices energéticos de las empresas.)	0,69 a 2,78 GWh/año
	Eficiencia energética en la industria agrícola (Medidas: - Modernizar maquinaria y tractores - Optimizar el riego - Incorporar energías renovables al trabajo - Mejorar aislamiento y climatización de invernaderos - Usar fertilizantes eficientemente - Medir y gestionar el consumo de energía)	

3.5.5 EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Con el propósito de contar con antecedentes que permitan habilitar y promover el desarrollo energético y productivo sostenible en la Región de Ñuble, en esta sección, se presenta una revisión de la experiencia internacional sobre esos ámbitos de acción. En este sentido, se describen las tendencias observadas a nivel mundial que están vinculadas a la descarbonización de los sistemas energéticos, así como también se identifican los principales instrumentos de fomento para dicho fin. Todo esto, con el propósito de entregar recomendaciones para promover el desarrollo sostenible en Ñuble.

A. TENDENCIAS GLOBALES

Obtener un sistema energético que contribuya a asegurar la estabilidad climática del planeta es uno de los desafíos más importantes de la primera mitad del siglo XXI. Sin embargo, aunque en los últimos años se ha observado a nivel mundial un crecimiento significativo en la capacidad instalada de las ERNC, alcanzando niveles sin precedente, estos no son los suficientes para lograr la estabilidad climática global¹⁰⁴. Es por esto que, tanto a nivel global como nacional y local, se están llevando a cabo esfuerzos para avanzar hacia sistemas energéticos bajos en emisiones de gases de efecto invernadero y con alta penetración de tecnologías basadas en recursos renovables.

La tendencia internacional se puede resumir en un avance hacia la desfosilización de los sistemas energéticos que se basa en tres aspectos fundamentales: i) incrementar la integración de las tecnologías de generación eléctrica que utilizan fuentes de energía renovable; ii) aumentar los niveles de electrificación (directa e indirecta) de los consumos de energía; y iii) fomentar las soluciones energéticas descentralizadas (generación distribuida y redes eléctricas inteligentes).

Respecto a la tendencia internacional de incrementar la integración de las tecnologías de generación eléctrica que utilizan fuentes de energía renovable, a escala nacional, los avances son significativamente distintos entre los países. Por ejemplo, en 2021, diez países (Islandia, Noruega, Costa Rica, Albania, Paraguay, Bután, Namibia, Nepal, Etiopía y la República Democrática del Congo) generaron entre 97,5–100% de toda su electricidad a partir de recursos renovables (principalmente basadas en tecnologías hidroeléctricas, eólica y solar fotovoltaica)¹⁰⁵, donde algunos incluso produjeron un exceso de electricidad que podían vender a sus vecinos: Paraguay exportó electricidad a Argentina y Brasil, y tanto Bután como Nepal exportaron energía a la India. Sin embargo, esta realidad difiere en gran medida de los avances logrados en la mayoría del resto de los países del mundo¹⁰⁶. En cualquier caso, el factor común entre los países que han logrado generar alrededor del 100% de su electricidad con fuentes de energía renovable es que la tecnología dominante es la hidroeléctrica de gran escala. Esta tecnología permite mantener estable el suministro eléctrico y amortiguar la variabilidad de otras como la eólica y

¹⁰⁴ REN21. Renewables Now. Annual Report 2022; Paris, Francia, 2020. Disponible en: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/Annual_Report_2022_final_low_res_web.pdf

¹⁰⁵ Jacobson, M.Z., 2022. Renewable Energy's Intermittency is Not a Showstopper. Physics (College Park Md) 15. <https://doi.org/10.1103/PHYSICS.15.54>

¹⁰⁶ IRENA. Estadísticas de Capacidad Renovable 2022. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022-ES>

solar fotovoltaica; pero en Chile las mega centrales hidroeléctricas han provocado múltiples conflictos que han desencadenado en un amplio rechazo desde la sociedad.

Con relación a la tendencia mundial hacia el aumento de los niveles de electrificación de los consumos energéticos, estos se vienen dando en términos directos e indirectos. La electrificación directa se refiere al uso de electricidad para alimentar directamente los consumos finales, tales como la calefacción de hogares, la movilidad eléctrica y los procesos industriales. La electrificación indirecta implica, por una parte, usar la electricidad para las bombas de calor y para su almacenamiento como energía térmica, en ambos casos, con fines de calefacción de espacios y uso del calor para procesos industriales. Y por otra, la electrificación indirecta también implica la utilización de electricidad para producir vectores energéticos de baja o nula emisión, como el hidrógeno verde y sus derivados, que puede ser utilizado en sectores donde la electrificación directa resulta más desafiante.

Por último, la tendencia global hacia soluciones energéticas descentralizadas tiene el énfasis en la generación distribuida¹⁰⁷ y local¹⁰⁸ que permite a comunidades, pequeños productores, entidades públicas y clientes residencial generar su propia energía a través de fuentes renovables, principalmente, a través de sistemas fotovoltaicos; reduciendo la dependencia de las grandes centrales y mejorando la seguridad energética. En este sentido, destaca la figura del prosumidor de energía eléctrica: individuos o entidades que no solo consumen energía, sino que también la producen; tendencia que está emergiendo como una fuerza transformadora en el panorama energético mundial. Estos prosumidores están impulsando un cambio hacia sistemas de energía más participativos y democráticos, donde la generación y gestión de la energía se realizan cada vez más a nivel local, proporcionando beneficios económicos y ambientales y reforzando la sostenibilidad de las comunidades. Además, el avance en redes eléctricas inteligentes facilita este paradigma descentralizado al optimizar la integración de recursos energéticos renovables y dispersos, permitiendo una gestión más eficaz de la oferta y la demanda, mejorando la seguridad energética, reduciendo tanto las pérdidas del sistema como la capacidad de generación innecesaria y, empoderando a los consumidores para ser partícipes activos en la economía energética. En este sentido, destaca el caso de Dinamarca, uno de los países con mayor porcentaje de generación distribuida en el mundo que, en 2010, ya generaba más del 50% de la electricidad mediante sistemas distribuidos¹⁰⁹. En resumen, las soluciones energéticas descentralizadas no solo abogan por un menor impacto ambiental, sino que también promueven la democratización de la energía, proporcionando un acceso más equitativo y fomentando la innovación local y el desarrollo comunitario.

Considerando el alcance territorial de este estudio, a continuación, se exponen instrumentos de fomento – observados a nivel internacional– para las energías renovables, con énfasis en las soluciones energéticas descentralizadas.

¹⁰⁷ Entendida como la capacidad instalada de generación conectada a redes de distribución eléctrica.

¹⁰⁸ Se entiende como instalaciones conectadas a redes de distribución, pero de menor capacidad de generación ubicadas cerca del consumo.

¹⁰⁹ BID. Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en América Latina y el Caribe. Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/publicacion/16086/perspectivas-sobre-la-generacion-distribuida-mediante-energias-renovables-en>

B. INSTRUMENTOS DE FOMENTO

La Tabla 39 expone los principales instrumentos de fomentos a las energías renovables y las soluciones energéticas descentralizadas que se han aplicado en América Latina y el Caribe y en Europa. Para el caso del fomento a las energías renovables (incluyendo generación distribuida a escala de algunos MW), en ambas regiones se aplican instrumentos tales como metas y cuotas obligatorias, subsidios, programas piloto, programas de cofinanciamiento, subastas, licitaciones, pago de primas y contratos bilaterales. En el caso de Europa, además, se han aplicado instrumentos tales como prestamos bonificados, tarifas de alimentación, pago de primas variables y créditos verdes. Para el caso del fomento a la generación distribuida de escala local, en ambas regiones, además de los programas piloto y de cofinanciamiento, destacan los esquemas de medición y facturación neta. En América Latina y el Caribe, el instrumento más utilizado para el fomento de las energías renovables es la subasta, y para generación distribuida local, el esquema de medición neta.

Tabla 39. Instrumentos de fomentos a las energías renovables y soluciones energéticas descentralizadas en América Latina y el Caribe y en Europa. Fuentes: BID¹¹⁰, ONU¹¹¹, CEER¹¹², Compile¹¹³.

	América Latina y el Caribe	Europa
Energías renovables	• Metas y cuotas establecidas por ley. • Programas de subsidios. • Programas piloto. • Subastas de generación de energía. • Licitaciones competitivas. • Pago de primas. • Contratos bilaterales.	• <i>National targets</i> (similar a metas y cuotas establecidas por ley). • <i>Direct financial supports</i> (similar a los programas de subsidios). • <i>Investment grants</i> (similar a las subvenciones a la inversión). • <i>Subsidised Loans</i> (Préstamos bonificados). • <i>Electrical energy auctions</i> (similar a las subastas de generación de energía). • <i>Competitive bidding</i> (similar a las licitaciones competitivas). • <i>Power Purchase Agreement</i> (PPA, similar a los contratos bilaterales). • <i>Feed-in tariffs</i> (FiTs, tarifas de alimentación). • <i>Feed-in fixed or variable premium</i> (FiPs, similar al pago de primas) • <i>Green certificates</i> (GC)
Generación distribuida y local	• Programas piloto. • Programas de cofinanciamiento. • Contratos bilaterales. • Sistemas de medición neta. • Sistemas de facturación neta.	• <i>Direct financial supports</i> (similar a los programas de subsidios). • <i>Investment grants</i> (similar a las subvenciones a la inversión). • <i>Subsidised Loans</i> (Préstamos bonificados). • <i>Feed-in tariffs</i> (FiTs, tarifas de alimentación). • <i>Net metering systems</i>. • <i>Net billing systems</i>.
Redes eléctricas inteligentes	• Políticas públicas y normativas. • Programas de subsidios. • Programas piloto.	• <i>Technological standards</i> (similar a normativas). • <i>Direct financial supports</i> (similar a los programas de subsidios). • <i>Investment grants</i> (similar a las subvenciones a la inversión). • <i>Subsidised Loans</i> (Préstamos bonificados). • <i>Tax credits</i> (Créditos fiscales).

¹¹⁰ BID. Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en América Latina y el Caribe. Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/publicacion/16086/perspectivas-sobre-la-generacion-distribuida-mediante-energias-renovables-en> ; and Avances en el diseño de políticas y marcos regulatorios para las energías renovables en América Latina y el Caribe para la generación distribuida y a escala de la red de distribución eléctrica. Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/avances-en-el-diseno-de-politicas-y-marcos-regulatorios-para-las-energias-renovables-en-america>

¹¹¹ ONU. El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe. Disponible en: <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>

¹¹² CEER. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2020 and 2021. Disponible en <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6c2376e9-7072-a1c1-0b8e-7b7954e17264>

¹¹³ CEER. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2020 and 2021. Disponible en <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6c2376e9-7072-a1c1-0b8e-7b7954e17264>

¹¹³ Compile. Collective self-consumption and energy communities: Trends and challenges in the transposition of the EU framework. Disponible en: <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/Collective-self-consumption-and-energy-communities.-Trends-and-challenges-in-the-transposition-of-the-EU-framework.pdf>

Respecto al fomento a las redes inteligentes, en ambas regiones, estas han sido impulsadas principalmente por la implementación de normativas y estándares tecnológicos vinculados a aspectos regulatorios del mercado eléctrico.

Por otra parte, es importante destacar que el despliegue de las tecnologías de generación de electricidad con fuentes renovables, en particular las distribuidas, también aportan a la económico local mediante la creación de empleo y la atracción de inversiones¹¹⁴. En este sentido, se torna relevante considerar en el análisis de la descarbonización aspectos que van más allá de los tecnológicos, económicos y ambientales; es decir, el aspecto socioeconómico, particularmente, los asociados a la creación de puestos de trabajo que pueden ser cubiertos por mano de obra local.

C. RECOMENDACIONES

Considerando el contexto y enfoque del estudio para Ñuble, el cual tiene un carácter territorial a nivel regional, las siguientes recomendaciones se basan en estrategias e instrumentos de fomento factibles de implementar. Es decir, estrategias e instrumentos que pueden ser establecidos y definidos por entidades regionales y locales.

La estrategia de fomento que se recomienda corresponde a establecer metas regionales y comunales específicas de generación de electricidad desde fuentes de energía renovable para un año en particular. Como instrumentos de fomento, se recomienda la implementación de programas de subsidio y/o cofinanciamiento (que también podrían ser reembolsables) por una parte, para proyectos de generación distribuida en los sectores industrial, comercial, residencia y que involucren a asociaciones comunitarias, y por otra, para proyectos asociados a tecnologías asociadas a las redes eléctricas inteligentes. Los programas pueden ser implementados por entidades como CORFO y otras que permitan destinar fondos públicos a la innovación tecnológicas.

Finalmente, se recomienda incluir en los análisis de la descarbonización indicadores de creación de empleo por tecnología. Esto, con el propósito de sumar el aspecto socioeconómico en la toma de decisiones y en las métricas destinadas a monitorear la sustentabilidad.

¹¹⁴ ONU. El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe. Disponible en: <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>

3.6 SÍNTESIS DEL DIAGNÓSTICO INTEGRADO

Composición y tendencia de la demanda energética

- La **demanda total de energía eléctrica** de la región **creció un 65,31 % entre los años 2018 y 2022**, impulsado principalmente por el aumento del sector residencial.
- La mayor demanda de energía eléctrica **se concentra en los meses de enero y febrero**, coincidiendo con el aumento en la actividad agrícola, aire acondicionado, **y julio**, asociado a la baja en las temperaturas y horas de luz.
- **Residencial, comercial y público:** presenta la mayor demanda respecto del resto de tipos de consumidores. Aumentó de 109,59 % entre los años 2018 y 2023. Según los actores locales, este fenómeno se puede explicar en parte debido a la migración interna durante la pandemia, periodo en el que aumentó exponencialmente el precio de las parcelas de agrado debido a la alta demanda por predios de vocación agrícola originalmente, para instalación de viviendas. Esta llegada en masa de personas a vivir a estos terrenos, evidenció la falta de infraestructura de distribución y, por lo mismo, potenció el crecimiento de PMGD. El desarrollo de PMGDs cerca de los consumos permite asegurar el acceso a energía eléctrica. Otro elemento mencionado por los actores locales que explicaría este aumento de la demanda residencial, es el Programa de Recambio de Calefactores. Este programa nace del Plan de Prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Chillán y Chillán Viejo en 2016, estableciendo un subsidio estatal al recambio de calefactores a leña por tecnologías más eficientes como el aire acondicionado, además de considerar otros subsidios para mejorar aislación térmica, y mejoramiento de la calidad de la leña. En sus 7 años de aplicación, el Programa ha beneficiado a 8.791 familias en la región alcanzado un 50% de la meta propuesta para Ñuble, reemplazando la leña por equipos de aire acondicionado y ocasionando un alto estrés en la demanda residencial, comercial y pública.
- **Industrial:** reducción de demanda de 10,37 % en los últimos años afecta proyecciones realizadas a nivel central. Si bien este fenómeno llama la atención dentro de los actores locales, reflexiones del taller apuntan a que pueda deberse por la falta de disponibilidad del potencial de consumos (aquellos que no han podido ser conectados por problemas de capacidad y aquellos que no se registran dado que se trata de proyectos que no han avanzado debido a la incertidumbre en la factibilidad de conexión y poder disponer de energía en la región).

Demanda futura y clientes sin conexión

- Estadística de **consumos industriales contrasta con proyecciones y expectativas** en la región.
- Proyectos de embalses La Punilla, Zapallar y Chillán (ninguno ha iniciado obras) implicaría la posibilidad de riego de cerca de 100 mil hectáreas. Esto generaría un aumento del consumo agrícola.
- Número importante de clientes industriales sin posibilidad de conexión (sector agrícola, forestal, infraestructura). A modo de ejemplo, los consumos para el procesamiento de los productos agrícolas se

realizan en otras regiones vecinas, con un impacto negativo en la competitividad de los productores agrícolas de la región (atrasos e impacto en la calidad de los productos).

- Electrificación como estrategia para combatir contaminación por leña, cambio climático. Tema complejo de implementar aunque el uso de bombas de calor se visualice como opción eficiente.
- La electromovilidad es un elemento que podría aumentar la demanda proyectada, así como el impacto del recambio de calefactores proyectado para la demanda residencial, comercial y pública.

Tarifas eléctricas y calidad de suministro

- Tarifas eléctricas BT1 diferenciadas por suministrador (85 vs 110 \$/kWh). Si bien se ajusta a diferencias admitidas por la ley de equidad tarifaria, llama la atención que esta realidad se dé en una misma comuna.
- Durante 2023, solo 5 comunas presentan un SAIDI mejor que el regional y 6 respecto del nacional.
- Como resultado del taller de diagnóstico, se menciona la necesidad de incluir en la evaluación de la calidad de suministro, además de la interrupción del servicio, la baja de voltaje, que afecta a algunas empresas del sector agrícola. Asimismo, surge la necesidad de identificar la calidad de suministro según el tipo de infraestructura de los clientes.

Desarrollo de proyectos renovables en la región

- Oferta eléctrica fundamentalmente renovable (térmica biomasa, hidro, solar, PMGD).
- Autoabastecimiento energético renovable en torno al 70% (balance anual). Lo anterior abre la posibilidad de convertirse en región 100% renovable y excedentaria (potencial 105.000 MW, 5% del potencial nacional).
- Se plantea que la razón por la cual la región no se proyecta como una región exportadora de electricidad en la PELP, se debe a que las proyecciones se basan en información histórica y no en perspectivas de desarrollo local. Los participantes del taller subrayaron la necesidad de sofisticar el análisis, incorporando la evaluación de los proyectos de inversión en generación que aún están pendientes de aprobación, así como la tendencia de crecimiento observada en los Proyectos de Mediana Generación Distribuida (PMGD). Como referencia, existen 74 proyectos en proceso de calificación, aprobados, en construcción y/o en pruebas, con una potencia total de 476,1 MW.
- Los participantes del taller destacaron que las empresas agrícolas dedicadas a la exportación de productos a nivel internacional se adhieren a las normativas internacionales de neutralidad de carbono. Este compromiso actúa como un estímulo significativo para el desarrollo de proyectos renovables en la región, fomentando la adopción de iniciativas como la co-generación y los proyectos de Empresa de Servicios Energéticos (ESCO).

- Asimismo, en el taller se señaló que el aumento preponderante de proyectos renovables en la región se atribuye al desarrollo de Proyectos de Mediana Generación Distribuida (PMGD). Actualmente, estos proyectos desempeñan un papel fundamental en el equilibrio de la demanda energética, aportando localmente sin requerir expansiones significativas en la generación a gran escala.

Agricultura y uso de suelo

- El sector Agrícola participó en promedio entre diciembre 2022 y noviembre 2023 con el 4,3% del total de distribución eléctrica en la región, totalizando un consumo anual de 34.598 MWh. Este consumo tuvo su máximo en febrero y su mínimo en julio, con el 10,7% y el 0,5% del consumo total de la región, respectivamente.
- Desarrollo de parques solares ha evolucionado localmente instalándose en las cercanías a las líneas de distribución, lo que, dado las características del uso de suelo en la región, ha generado una competencia por el uso de suelo agrícola. A esta competencia por el uso de suelo se suma la transformación a suelo residencial de los predios agrícolas, producto del fenómeno de la migración interna durante el periodo de pandemia, mencionado en el punto 1.
- La competencia por el uso del suelo y el aumento de la demanda energética por parte del sector agrícola, abre oportunidades para la introducción de alternativas tecnológicas que puedan generar sinergias, como es el caso de los sistemas agrivoltaicos. Experiencias en este ámbito ya se han desarrollado, siendo impulsadas principalmente por instituciones de educación superior, como la Universidad Adventista de Chillán y la Universidad de Chile.
- Sin embargo, según lo informado durante el taller, para potenciar la adopción de esta tecnología en el mercado local, es imperativo evaluar los costos de implementación y de operación de la tecnología, además de la identificación de cultivos que se vean beneficiados por la sombra parcial causada por estos sistemas. Será necesario además conocer en detalle el perfil de demanda energética del sector agrícola para poder diseñar soluciones ajustadas. Cabe destacar que para efectos de la instalación de sistemas fotovoltaicos sobre suelos de uso con aptitud agrícola, se requiere contar con la autorización del Servicio Agrícola y Ganadero (SAG) para realizar construcciones ajenas a la agricultura en área rural (IFC)¹¹⁵.

Proyectos de infraestructura eléctrica

- Entre 2001 y 2023 fueron ingresadas al SEIA 140 solicitudes por un monto de inversión de \$4.868,417 MM USD, de las cuales 89 fueron aprobadas por un monto de \$2.515,96 MM USD y de ellas el 88% corresponden a energía solar.

¹¹⁵ <https://www.sag.gob.cl/ambitos-de-accion/informe-de-factibilidad-para-construcciones-ajenas-la-agricultura-en-area-rural-ifc>

- Las posibles inversiones en infraestructura energética en la región se centran principalmente en proyectos de generación, la mayoría de ellos con sistemas de almacenamiento (75% en energía solar y un 25% en energía eólica).
- Según lo concluido en el taller, los proyectos PMGD se adecuaron de manera óptima a la demanda energética estacional propia de la región, aliviando la presión en meses de alta demanda.
- De acuerdo a las conclusiones del taller, se destaca la necesidad de revisar los proyectos aprobados en el plan de expansión, ya que podría haber infraestructura actualmente sin utilizar.

Infraestructura energética - Transmisión

- La región cuenta con líneas de 500 kV, 220 kV, 154 kV y 66 kV, y 39 subestaciones.
- La mayoría de los consumos se abastecen por un sistema de 66 kV alimentado por 2 subestaciones en 154 kV (Parral y Charrúa).
- El sistema de transmisión en 66 kV muestra mayor factor de utilización, lo que indica que se debe coordinar de mejor forma los flujos de potencias en las diferentes líneas disponibles. Esto puede requerir inversión, lo que será analizado en detalle en el estudio de escenarios.

Infraestructura energética - Distribución

- Hay múltiples proyectos de expansión rechazados. En general no se valida la necesidad de expansión debido al uso de criterios económicos en una lógica de análisis proyecto a proyecto. Al respecto, **se visualiza necesidad de análisis sistémico para proponer plan integrado PMGD, Tx, Dx.** es decir, el tratamiento de un conjunto de proyectos (plan) que permite ofrecer una solución económica de transmisión a la región.
- Basándonos en las conclusiones del taller, sumado a la preocupación en las congestiones observadas a nivel de transmisión se comentan problemas de capacidad a nivel de distribución eléctrica. Para abordar este desafío, las compañías encargadas de la distribución deberían aumentar su capacidad, lo cual implica una inversión sustancial y un análisis más minucioso. En este contexto, se propone la adopción de líneas principales o circuitos de 33 kV, actuando como la estructura central para fortalecer el sistema de distribución.

Aspectos socioambientales

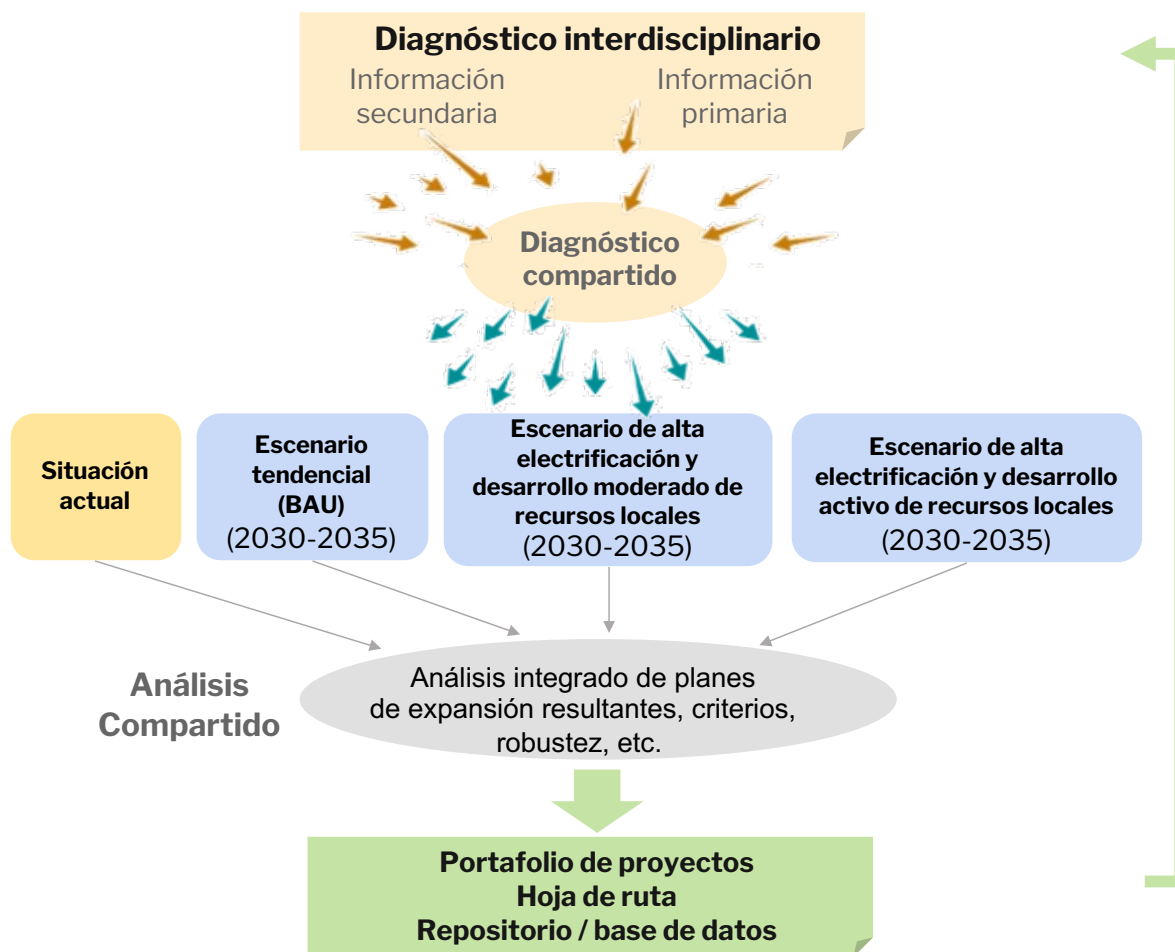
- Contaminación por uso de leña es un tema crítico (aumento del 75% en comparación a 2022, comunas con episodios críticos Chillan y Chillan Viejo), lo cual tiene como implicancia el desafío para lograr un uso eficiente del recurso, o en su defecto considerar la posibilidad de un cambio de tecnología, tales como por ejemplo, el uso de calefacción distrital o bombas de calor, entre otros.
- Los incendios se proyectan como aspecto crítico para la resiliencia del sistema energético de la región.

- Asimismo, las olas de calor y otros eventos extremos producto del Cambio Climático.
- Los proyectos de generación son en general aprobados en una alta tasa (>75%). No así los proyectos de conexión de nuevos consumos. Sin embargo, según lo concluido en el taller, las instancias de participación en el marco de proyectos de generación, se transforman en espacios de catarsis por parte de las comunidades donde aparecen temas que exceden lo relacionado a los proyectos, siendo insuficientes para resolver las inquietudes planteadas.
- La Región se ve fuertemente afectada por desastres naturales (en particular incendios), algo que tampoco se está considerando en los procesos de expansión de la transmisión.
- Con base en las conclusiones del taller, se identificó como un desafío significativo en la región el elevado consumo de energía per cápita y la falta de conciencia respecto a la eficiencia energética. Se abordó también otro elemento de preocupación, planteándose preguntas sobre su impacto en el crecimiento de la demanda: los fenómenos asociados al cambio climático, como la reducción de la disponibilidad de agua y, por ende, el aumento en el uso de sistemas de bombeo para el abastecimiento de agua en entornos residenciales y agrícolas. Asimismo, se consideraron las implicaciones de las crecientes temperaturas en los cultivos regionales, las posibles inundaciones y pérdidas de cultivos, así como los efectos potenciales en la infraestructura eléctrica.

4. ESCENARIOS DE ESTUDIO

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL Y METODOLOGÍA

La siguiente figura entrega un detalle de la metodología general del estudio presentada en la sección 2.1.



A partir del resultado obtenido del diagnóstico compartido se pasa a una etapa de generación de escenarios alternativos (narrativas regionales). Cada uno de estos escenarios es evaluado con técnicas cuantitativas y cualitativas, de manera de propiciar un análisis compartido para la región. De esta forma es factible disponer de la evidencia necesaria para definir el portafolio de proyectos y la hoja de ruta del proyecto.

Se definió un primer estudio que busca abordar en forma las necesidades de proyectos de infraestructura para la situación actual de abastecimiento eléctrico de la región. Los resultados de este análisis constituyen la información de entrada para los tres escenarios futuros: Escenario tendencial (BAU), Escenario de alta electrificación y desarrollo moderado de recursos locales, Escenario de alta electrificación y desarrollo activo de recursos locales. Todos ellos consideran un horizonte temporal de análisis hasta el período 2030-2035.

Los principales criterios de definición de estos escenarios resultaron de la etapa de diagnóstico y pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Rescatar tendencias actuales de crecimiento de la demanda (moderado) vs. escenarios de alta electrificación y desarrollo activo de la demanda futura.
- Niveles bajos de desarrollo y proyección de recursos locales vs. un aprovechamiento importante de los recursos energéticos locales alineados con una vocación de autoabastecimiento.
- Niveles bajos de innovación en las soluciones de red y tecnologías habilitantes vs. un desarrollo ambicioso de dichas capacidades.

Con ello es factible definir estudios específicos en cada escenario, recabando la evidencia requerida para sustentar las recomendaciones.

4.1.1 SITUACIÓN ACTUAL

El escenario actual muestra una matriz energética en transición, con una creciente participación de energías renovables, pero aún con una dependencia significativa de combustibles fósiles. La demanda energética de la Región de Ñuble se ve influenciada por una serie de factores que incluyen la migración durante y post pandemia, así como una marcada estacionalidad asociada a la variación de la actividad agrícola. La agricultura de la región de Ñuble es dependiente de otras regiones para el procesamiento y/o almacenamiento de sus productos (*packing* y frigorífico), mientras que el mayor uso de energía eléctrica es en riego de frutales.

Asimismo, la Región presenta conflictos medioambientales asociados a actividades productivas: conflictos con centrales termoeléctrica/hidroeléctricas y emisión de gases (CO₂) de efecto invernadero producidas por la actividad industrial, sumado al material particulado (MP 2,5) proveniente de las actividades antropogénicas estacionarias, específicamente, por el intensivo consumo de biomasa (leña) para uso de calefacción domiciliaria. Además, existe una creciente preocupación ambiental relacionada a los incendios forestales y su impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico, manifestada en restricciones a la capacidad de transmisión.

En la Región de Ñuble, la capacidad instalada en proyectos PMGD es de aproximadamente 158 MW y 7,73 MW a nivel de *net billing* (incluidas otras aplicaciones como sistemas de riego alimentadas por sistemas fotovoltaicos). En ambos casos (PMGD y *net billing*) el tipo de tecnología predominante es la fotovoltaica. En comparación con las demás regiones del país, Ñuble tiene un nivel medio de adopción de este tipo de soluciones descentralizadas.

Los desarrollos en la red eléctrica responden a las prácticas comunes a nivel nacional. No se han desarrollado altos niveles de automatismo a nivel de distribución y transmisión, ni tampoco el desarrollo de sistemas de almacenamiento o equipos que flexibilicen la operación del sistema (FACTS).

Por otro lado, se distinguen distintos territorios en la región:

- 1) **zona agroindustrial**¹¹⁶ (cercana a Ruta 5, donde se concentran empresas agroindustriales y forestales, así como cultivos y plantaciones frutales; estos territorios enfrentan déficits de suministro o tienen una capacidad de crecimiento limitada en términos de infraestructura energética);
- 2) **zona urbana**¹¹⁷ (alta densidad poblacional urbana, donde la demanda eléctrica ha experimentado un fuerte crecimiento, especialmente debido a la expansión inmobiliaria hacia las zonas rurales); y
- 3) **zona rezago**¹¹⁸ (territorios cercanos a la costa, que no presentan problemas de estrechez en cuanto a oferta, pero se identifica una potencial escasez en la distribución).

El análisis de la situación actual considera la caracterización actual de la región, según lo descrito a continuación:

- i) Demanda: solo clientes actualmente conectados y demandas según información entregada por distribuidoras (Capa 1 ¹¹⁹, solo demanda satisfecha).
- ii) Generación: solo proyectos actualmente conectados y en operación, a nivel de gran escala, PMGD y GD.
- iii) Transmisión: red actual en operación.

Este escenario no considera políticas de eficiencia energética, electromovilidad, recambio en calefactores, desarrollo de redes inteligentes, más allá de las iniciativas ya en servicio en la región.

4.1.2 ESCENARIOS FUTUROS

Por su parte, el análisis de los escenarios con horizonte de evaluación futura (2030-2035) considera distintos niveles de implementación de políticas públicas e incorporación tecnológica en la red, vale decir, eficiencia energética, generación distribuida, electrificación de consumos (calefacción y transporte) e inteligencia en la red (almacenamiento y automatismos en la red). Además, se incorporan diferentes niveles de desarrollo en los segmentos de demanda, generación y transmisión. A continuación, se precisan las consideraciones de cada escenario futuro:

¹¹⁶ San Carlos Coihueco, San Ignacio Pinto, Bulnes y Yungay.

¹¹⁷ Chillán y Chillán Viejo.

¹¹⁸ Cordillera y Costa (Cobquecura, Quirihue, Portezuelo y Coelemu)

¹¹⁹ La referencia a capas de información de demanda (Capa1 a Capa 4) corresponde a la propuesta de sistema de información realizada en el marco del estudio.

	Escenario tendencial (BAU) (2030-2035)	Escenario de alta electrificación y desarrollo moderado de recursos locales (2030-2035)	Escenario de alta electrificación y desarrollo activo de recursos locales (2030-2035)
Definición	Incorpora planes y políticas aprobadas, y comportamiento tendencial (Ministerio de Energía, CNE, Coordinador, Ministerio de Medioambiente, entre otras).	El escenario proyecta altos niveles de demanda a satisfacer, con generación preponderantemente proveniente del resto del sistema y sin considerar incorporación de nuevos recursos locales a nivel de redes de distribución o transmisión (redes inteligentes, almacenamientos, equipos FACTS, entre otros).	El escenario proyecta altos niveles de demanda a satisfacer incorporando nuevos recursos locales a nivel de redes de distribución o transmisión (redes inteligentes, almacenamientos, equipos FACTS, entre otros).
Consumo estimado	100% Capa 1 ¹²⁰ (clientes actuales) + 30% Capa 2 (expansión de clientes actuales) + 30% Capa 3 (nuevos clientes empresariales)	100% Capa 1 (clientes actuales) + 100% Capa 2 (expansión de clientes actuales) + 60% Capa 3 (nuevos clientes empresariales)	100% Capa 1 (clientes actuales) + 100% Capa 2 (expansión de clientes actuales) + 60% Capa 3 (nuevos clientes empresariales)
	Recambio en calefactores según implementación de política pública ya ejecutada al año 2024, consistente en aire acondicionado para generar calor/frío.	Recambio en calefactores según implementación de política pública ya ejecutada al año 2024, consistente en aire acondicionado para generar calor/frío.	Recambio en calefactores según implementación de política pública ya ejecutada al año 2024, consistente en aire acondicionado para generar calor/frío.
	Electromovilidad privada existente en la zona e implícita en la capa 1 ¹²¹ .	Electromovilidad privada existente en la zona e implícita en la capa 1.	Electromovilidad privada existente en la zona e implícita en la capa 1.
Generación	Operación de la totalidad de proyectos a gran escala ingresados y aprobados del SEIA.	Operación de la totalidad de proyectos a gran escala ingresados y aprobados del SEIA.	Operación de la totalidad de proyectos a gran escala ingresados y aprobados del SEIA.

¹²⁰ La metodología de estimación de demanda a través de capas se explica en mayor detalle en la Sección 4.2 y en el Anexo 4.

¹²¹ Según lo comentado por integrante de mesa energía del GORE.

	Aumento en PMGD y GD según tendencia de los últimos 10 años (aprox. 254,02 MW en PMGD y 8,22 MW en <i>net billing</i>)	Aumento en PMGD y GD según tendencia de los últimos 10 años (aprox. 351,79 MW en PMGD y 11,39 MW en <i>net billing</i>)	Escenario optimista de penetración de PMGD y <i>net billing</i> en las distintas zonas (1.132,76 MW de PMGD, 36,67 MW de <i>net billing</i>).
	Proyectos agrivoltaicos en operación (16,45 MW).	Aumento en proyectos agrivoltaicos según tendencia de los últimos 10 años, pero con un desaceleramiento debido a la incertidumbre en las potenciales modificaciones de las regulaciones, incluida una reforma para el sector de distribución (22,78 MW).	Escenario optimista de penetración de proyectos agrivoltaicos, equivalente a la concreción de todos los proyectos agrivoltaicos catastrados (73,34 MW). Cabe mencionar, que el consumo anual actual del sector agrícola es 34.598 MWh, lo que equivaldría a 26,33 MW en sistema agrivoltaico; para lo anterior se requiere 79,8 ha, equivalente al 0,05% de la superficie agrícola de la región (153.094 ha).
Transmisión	Operación de 100% de proyectos de transmisión existentes y seleccionados en análisis de situación actual a partir del listado de opciones de casos específicos.	Operación de 100% de proyectos de transmisión existentes y seleccionados en análisis de situación actual a partir del listado de opciones de casos específicos.	Operación de 100% de proyectos de transmisión existentes y seleccionados en análisis de situación actual a partir del listado de opciones de casos específicos.
	No se consideran opciones de SIPS ni DLR.	No se consideran opciones de SIPS ni DLR.	Sí se consideran opciones de SIPS y DLR.
		No considera sistemas de almacenamiento adicionales.	Penetración económica de sistemas de almacenamiento y equipamiento flexible.

Respecto de la eficiencia energética, no fue considerada en forma explícita en términos de metas por alcanzar. Sin embargo, en las proyecciones basadas en el estudio de la demanda mediante capas (ver Sección 4.2) las solicitudes de conexión y de potencias asociadas incluyen recambio tecnológicos y sus mejoras en las eficiencias en las proyecciones.

4.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA ACTUAL Y FUTURA

La presente sección tiene como objetivo principal proporcionar un análisis profundo y detallado de la demanda de energía eléctrica y las necesidades de potencia en la región de Ñuble. Para ello fue fundamental la colaboración de las tres principales empresas concesionarias de distribución de la región, CGE, Copelec y Frontel, quienes dispusieron de información comercial y técnica detallada. El acceso a información certera permite especialmente responder a la hipótesis respecto de la falta de disponibilidad de electricidad en las redes de distribución, principalmente asociada a los contratos de potencia que están relacionados a consumos y perfiles de consumo de empresas e industrias, y por tanto esta incapacidad estaría frenando el desarrollo industrial de la zona que finalmente afecta a la región en términos de desarrollo por el éxodo o cambio de territorio de varias empresas que requieren este insumo básico energético para instalarse.

4.2.1 METODOLOGÍA

Para llevar a cabo este análisis de demanda, en primer lugar, se recopilaron y analizaron más de 300.000 datos individuales de demanda eléctrica. Estos datos incluyen: información detallada sobre contratos de clientes, potencia contratada, permisos de edificación, instalaciones de generación autorizadas, potencia instalada, subestaciones y redes de distribución georreferenciadas, entre otros.

Adicionalmente, se desarrolló un Sistema de Información Integrado que combina herramientas de Excel y Google Maps, llamado “PIRÁMIDE-Ñ”¹²², lo que permite manipular, integrar y modelar de manera eficiente la información cruzada obtenida. Este sistema facilita el análisis y la visualización de los datos en un entorno geográfico, brindando una perspectiva espacial de alto valor para el estudio.

Se revisaron los contratos regulados de suministro para verificar la demanda real, los cuales establecen la relación entre los clientes y las distribuidoras. Estos contratos garantizan el suministro de potencia máxima que el cliente desea. Por Ley, el distribuidor es responsable de proporcionar ese suministro, lo que resulta en beneficios económicos para el cliente por la disponibilidad potencial de conexión. Esta información contractual se consideró la mejor referencia para la situación actual, entendiendo la sensibilidad en términos de confidencialidad de la información.

La metodología se desarrolló bajo el modelo *bottom-up*, considerando como fuente la base de datos georreferenciada. La proyección de crecimiento se consideró bajo el mismo modelo de información, rescatando de fuentes fidedignas los proyectos de expansión con un grado de certeza o hito de factibilidad real, además sobre la base de verificaciones en terreno entrevistando a empresas o mediante encuestas. Asimismo, se incluyen los requerimientos de factibilidad solicitados a las empresas distribuidoras que no están siendo atendidos por limitaciones de capacidad.

¹²² PIRÁMIDE-Ñ, es descrito en su desarrollo y uso en el Anexo 4. Este sistema puede ser usado libremente en el futuro por el Ministerio de Energía o los beneficiarios que él determine.

De esta forma, se ha establecido la siguiente segmentación de la demanda: demanda actual o “Capa 1”, ampliaciones planificadas de actuales clientes o “Capa 2” y nuevas instalaciones de nuevos clientes o “Capa 3”.

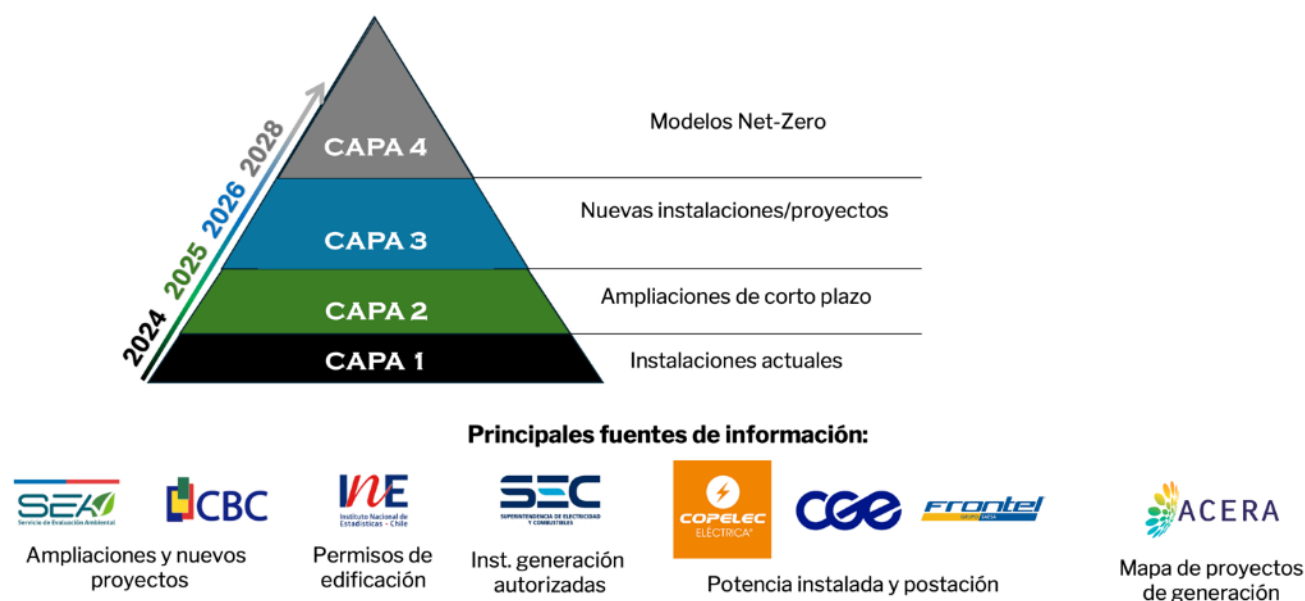


Figura 117. Modelo BOTTOM-UP de análisis de demanda.

Tal como se expone en la Sección 4.1, los escenarios de estudio que definidos tienen una componente de ponderación en relación a la información rescatada de la demanda. En el escenario 1 (tendencial) se pondera la “Capa 1” en un 100% y las Capas 2 y 3 en un 30% cada una. En los escenarios 2 y 3 (alta demanda) la ponderación es de un 100% para “Capas” 1 y 2 y de un 60% para “Capa 3”.

4.2.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA ACTUAL

Se analizaron un total de 239.667 contratos de clientes residenciales y empresariales con las tres principales distribuidoras de la región, las cuales suministran al 96% de los clientes, con una potencia total contratada de 1.250 MW (ver Tabla 40). De estos contratos, el 0,7% corresponde a clientes empresariales con una potencia contratada superior a 36 kW, los cuales representan una potencia media de 1.711 kW por cliente.

Es importante destacar que, si bien los clientes empresariales representan menos del 1% del total de contratos, su potencia media contratada es alrededor de 100 veces mayor que la de un cliente residencial promedio. Esto pone de manifiesto la importancia de analizar detalladamente las necesidades energéticas de este segmento de clientes.

4.2.3 PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Uno de los aspectos clave del estudio es la proyección del crecimiento futuro de la demanda eléctrica en la región de Ñuble. Para ello, se analizaron dos escenarios adicionales: ampliaciones (“Capa 2”) y nuevos proyectos (“Capa 3”), obteniéndose la siguiente tabla.

Tabla 40. Visión general de los datos recopilados.

	GRANDES NÚMEROS				RESIDENCIALES	EMPRESAS, INDUSTRIA, COMERCIO			
CAPA	Compañía Distribuidora	No. de Clientes	Potencia Total Contratada (MW)	Promedio de potencia contratada regulada / Cliente (kW)	No. Clientes Residenciales (inferior a 36 kW)	Potencia contratada superior a 36 kW (EMPRESAS) en MW	No. de clientes con potencia contratada superior a 36 kW (EMPRESAS)	Potencia media (kW) clientes superiores a 36 kW	Proporción clientes con potencia contratada superior a 36 kW
CAPA 1 (Clientes Actuales)	Copelec	88.578	388	4.38	87.960	80	618	129	0,7%
	CGE	121.359	649	5.35	120.634	142	725	196	0,6%
	Frontel	29.730	213	7.15	29.362	49	368	133	1,2%
	TOTAL	239.667	1250	5.63	237.956	271	1.711	457	0,7%
CAPA 2 (Ampliaciones)	TOTAL	95	22	5,63	0	22	95	0	100%
CAPA 3 (Nuevos Proyectos)	TOTAL	328	68	5,63	0	68	328	0	100%
	TOTAL	423	90	5,63	0	90	423	0	100%
	Delta crecimiento	0,18%	7,17%			33,08%	24,72%	0,10%	

En el escenario de ampliaciones, se identificaron 95 clientes con una potencia por contratar adicional de 22 MW, lo que representa un incremento del 7,17% en la potencia contratada total. Por otro lado, en el escenario de nuevos proyectos, se detectaron 328 clientes adicionales con una potencia por contratar de 68 MW, lo que implica un aumento del 33,08% en la demanda empresarial.

Debido al problema de agrupar la demanda sin perder la georreferenciación se determinó una metodología computacional basada en dividir el territorio de la región en 221 polígonos de 10x10 km² pudiendo agrupar toda la información en cada uno de ellos; esto permite determinar focos de alta demanda y focos de crecimiento. También se integran elementos de las redes de alimentación aguas arriba hasta subestaciones relacionadas con la red de transmisión, fuentes alternativas de generación distribuida y su disponibilidad para atender ese elemento geográfico. Para poder procesar esta información en forma eficaz, se desarrolla un sistema computacional que permite hacer los miles de cálculo necesarios y despegarlos en un mapa con identificadores de identidad y calidad (PIRAMIDE_Ñ).

Al identificar las áreas geográficas con mayor crecimiento proyectado de la demanda empresarial (ver Figura 118), se observa que en apenas 20 de los 221 polígonos analizados se concentra la mayoría del crecimiento esperado.

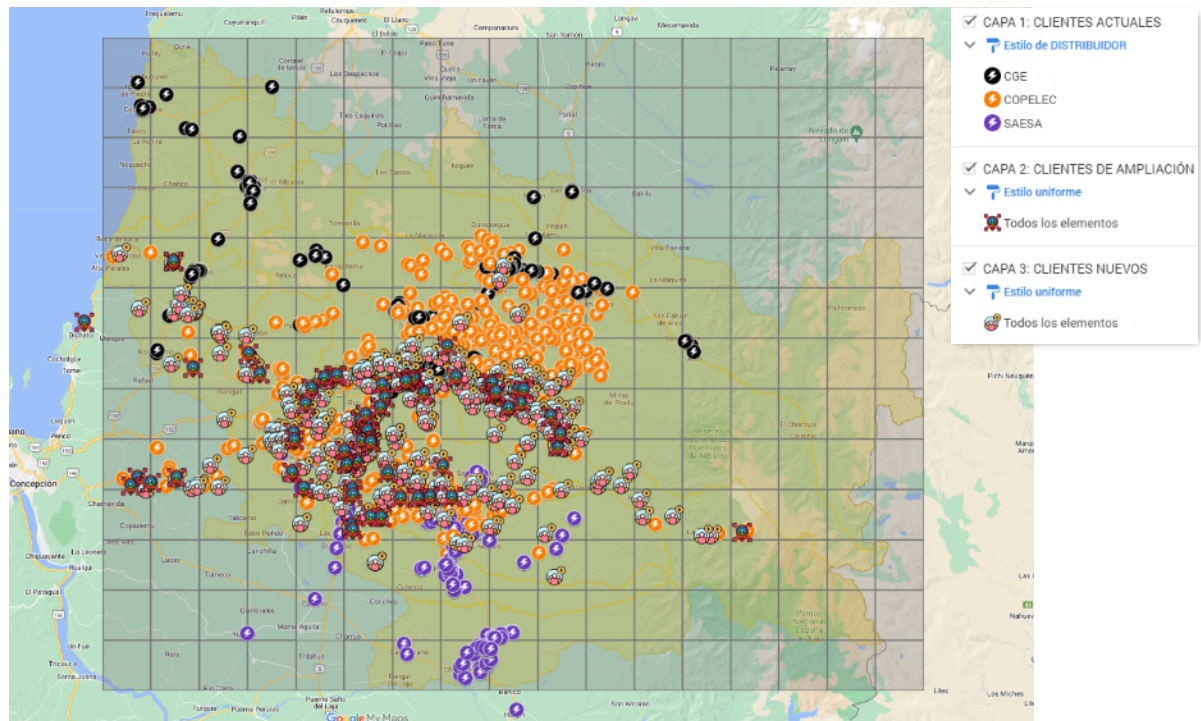


Figura 118. Concentración de Clientes con Potencia Contratada en la Región del Ñuble. Clientes Actuales (“Capa 1”), de Ampliaciones (“Capa 2”) y Clientes con Nuevos Proyectos (“Capa 3”).

4.2.4 ANÁLISIS DE LA DEMANDA MÁXIMA Y TEMPORAL

Es importante destacar que los datos recopilados sobre contratos de clientes y potencia contratada representan indirectamente la demanda máxima de potencia sumando los contratos de los clientes, sin embargo, el flujo real de potencia requerido varía en distintos momentos del día o estaciones climáticas por el factor de demanda según el perfil de cada cliente, lo que implica la necesidad de asociar esta demanda potencial a la demanda máxima asociada al uso temporal de dicha potencia. Esto muestra un pronóstico de la demanda instantánea que se utiliza para dimensionar las redes de transmisión y distribución.

Para abordar este desafío, usando el potencial de la base de datos georreferenciada y la herramienta PIRAMIDE_Ñ, se analizan los miles de datos desarrollándose un mapa de colores que muestra los polígonos de 10x10 km² con mayor crecimiento proyectado de la demanda empresarial¹²³ (Polígonos Críticos), cuyos valores se visualizan en la Tabla 41 y la Tabla 42. Este tipo de mapa permite identificar visualmente las áreas geográficas que requerirán una mayor atención y fortalecimiento de la infraestructura eléctrica.

¹²³ En general el crecimiento referido a la potencia contratada total es mínimo considerando la base proporcional de la potencia residencial (que mantenemos constante) y que representa más del 90% de la demanda, sin embargo, este estudio se trata sobre la demanda empresarial (definidos con contratos superiores a 36kW), ya que es la base de la hipótesis a revisar. En todo caso, estimamos que la información podría estar subvaluada, debido a limitaciones y tendencias de la encuesta.

Tabla 41. Polígonos con mayor aumento de la demanda proyectada - Escenario 1 (tendencial).

Polígonos críticos	Potencia inicial contratada (kW) (Residencial/Empresas)	Potencia respecto al escenario 1 (kW)	Diferencia sector empresa (kW)	Proyección de crecimiento total (empresas)
145	5.304,0	5.517,0	213,0	201-300 %
127	3.368,7	3.896,7	528,0	101-200 %
137	2.177,0	2.248,7	71,7	
107	4.171,4	5.687,9	1.516,5	
108	6.077,1	7.331,1	1.254,0	61-80 %
113	3.914,8	4.321,3	406,5	41-60 %
159	6.250,8	7.271,0	1.020,2	
125	21.791,7	24.888,6	3.096,9	
146	2.998,4	3.235,4	237,0	
104	5.146,4	5.304,5	158,1	
106	9.420,4	9.623,5	203,1	
129	9.275,1	9.887,1	612,0	
162	5.087,4	5.319,9	232,5	21-40 %
123	12.747,3	13.287,9	540,6	
70	5.409,2	5.754,2	345,0	
138	3.733,0	4.087,0	354,0	
147	2.417,9	2.913,2	495,3	
141	19.199,3	19.794,8	595,5	
180	3.042,2	3.055,7	13,5	
143	7.069,0	7.582,6	513,6	
87	28.089,9	29.478,9	1.389,0	
124	8.305,0	8.968,3	663,3	
128	15.057,2	15.769,7	712,5	
			POLÍGONOS RESTANTES	0-20%

Tabla 42. Polígonos con mayor aumento de la demanda proyectada - Escenarios 2 y 3.

Polígonos críticos	Potencia inicial contratada (kW) (Residencial/Empresas)	Potencia respecto al escenario 2 (kW)	Diferencia sector empresa (kW)	Proyección de crecimiento total (empresas)
145	5.304,0	5.730,0	426,0	Sobre 300%
137	2.177,0	2.386,0	209,0	
127	3.368,7	4.424,7	1.056,0	
107	4.171,4	7.620,4	3.449,0	201-300 %
146	2.998,4	3.496,4	498,0	101-200 %
129	9.275,1	10.773,1	1.498,0	
104	5.146,4	5.661,4	515,0	
108	6.077,1	8.615,1	2.538,0	
125	21.791,7	29.697,5	7.905,8	
113	3.914,8	4.727,8	813,0	
106	9.420,4	9.863,4	443,0	
159	6.250,8	8.736,5	2.485,7	81-100 %
138	3.733,0	4.541,0	808,0	61-80 %
128	15.057,2	16.842,2	1.785,0	
70	5.409,2	6.439,2	1.030,0	
123	12.747,3	13.988,5	1.241,2	41-60 %

Polígonos críticos	Potencia inicial contratada (kW) (Residencial/Empresas)	Potencia respecto al escenario 2 (kW)	Diferencia sector empresa (kW)	Proyección de crecimiento total (empresas)
147	2.417,9	3.408,5	990,6	
109	120.082,3	128.348,3	8.266,0	
141	19.199,3	20.404,3	1.205,0	
162	5.087,4	5.552,4	465,0	
180	3.042,2	3.069,2	27,0	
87	28.089,9	30.867,9	2.778,0	
142	34.873,8	39.409,8	4.536,0	
143	7.069,0	8.096,2	1.027,2	
124	8.305,0	9.639,6	1.334,6	
111	17.285,5	18.935,5	1.650,0	
140	33.826,0	34.583,2	757,2	21-40 %
139	2.487,4	2.729,2	241,8	
126	9.077,5	10.277,0	1.199,4	
86	452,8	632,8	180,0	
160	5.331,4	6.198,4	867,0	
105	4.188,2	4.428,2	240,0	
167	2.112,5	2.612,5	500,0	
POLÍGONOS RESTANTES				0-20%

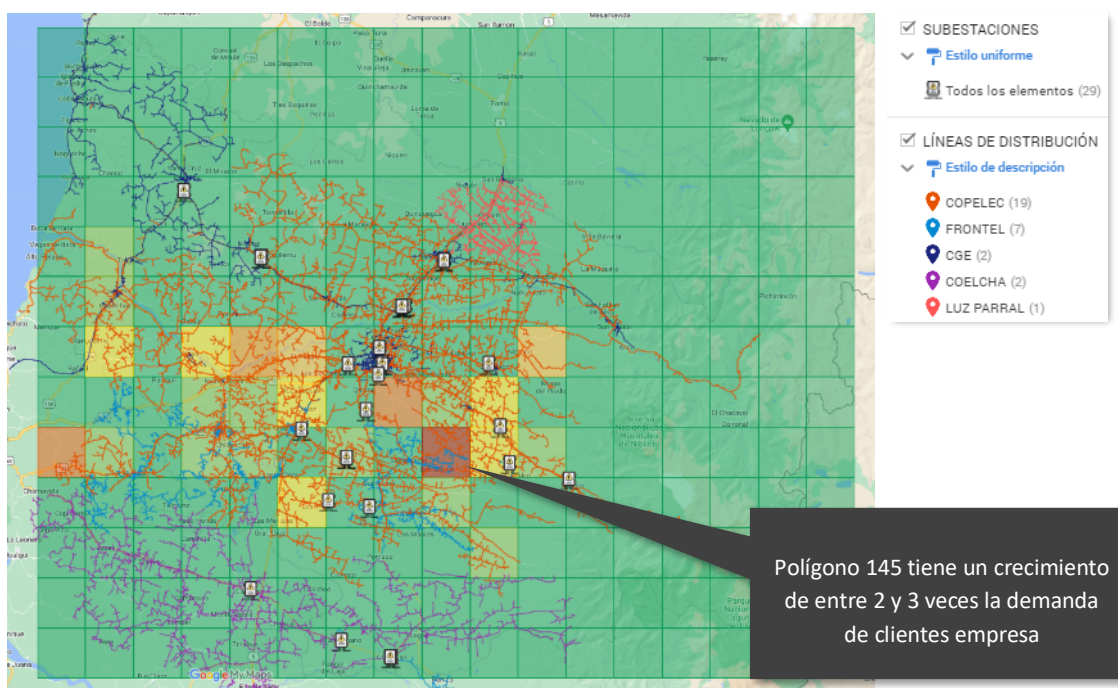


Figura 119. Mapa de calor, escenario 1. Indicadores de aumento porcentual de potencia.

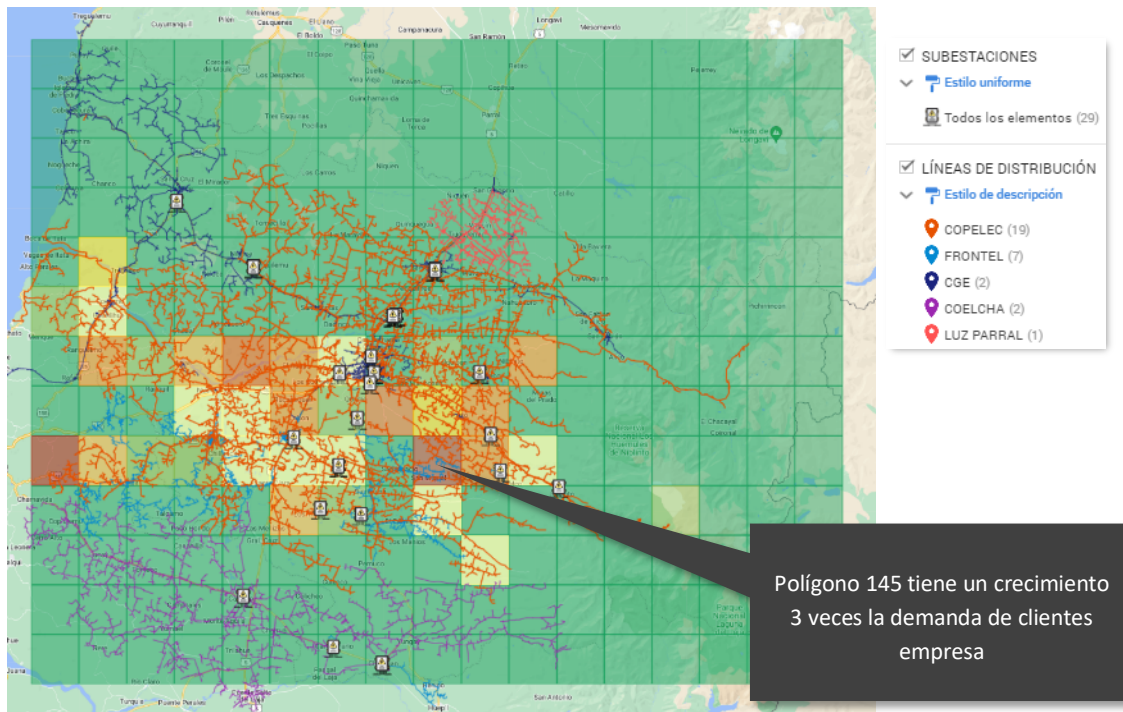


Figura 120. Mapa de calor, escenarios 2 y 3. Indicadores de aumento porcentual de potencia.

Una vez identificados los polígonos críticos, se lleva a cabo un extenso trabajo de vinculación de cada uno de ellos y los clientes aguas arriba hasta los transformadores de alimentación. Este proceso involucra el análisis detallado de varios factores, como los patrones de consumo de los clientes, las características de las cargas, las variaciones estacionales y diarias de la demanda, entre otros.

Mediante el uso de modelos de demanda y técnicas de simulación, se calcula la potencia nominal requerida en los transformadores de alimentación para satisfacer la demanda máxima proyectada en cada polígono crítico. Esta información es crucial para dimensionar adecuadamente la infraestructura de distribución y garantizar un suministro confiable y eficiente de energía eléctrica en las áreas de mayor crecimiento.

4.2.5 ANÁLISIS DE LA DEMANDA A NIVEL COMUNAL

Adicionalmente a lo presentado en la sección precedente, se ha incorporado en la herramienta desarrollado la opción de visualización de la división político territorial de la Región de Ñuble, es decir, las comunas existentes en la región. Así, es posible de manera simultánea observar la intensidad de potencia contratada según análisis de los escenarios con horizonte de evaluación futura usando polígonos de 10x10 km² y los bordes comunales de la región, tal como se observa a modo de ejemplo en la siguiente figura. Esta opción de visualización mantiene la posibilidad de obtener la información de demanda asociada a cada polígono.

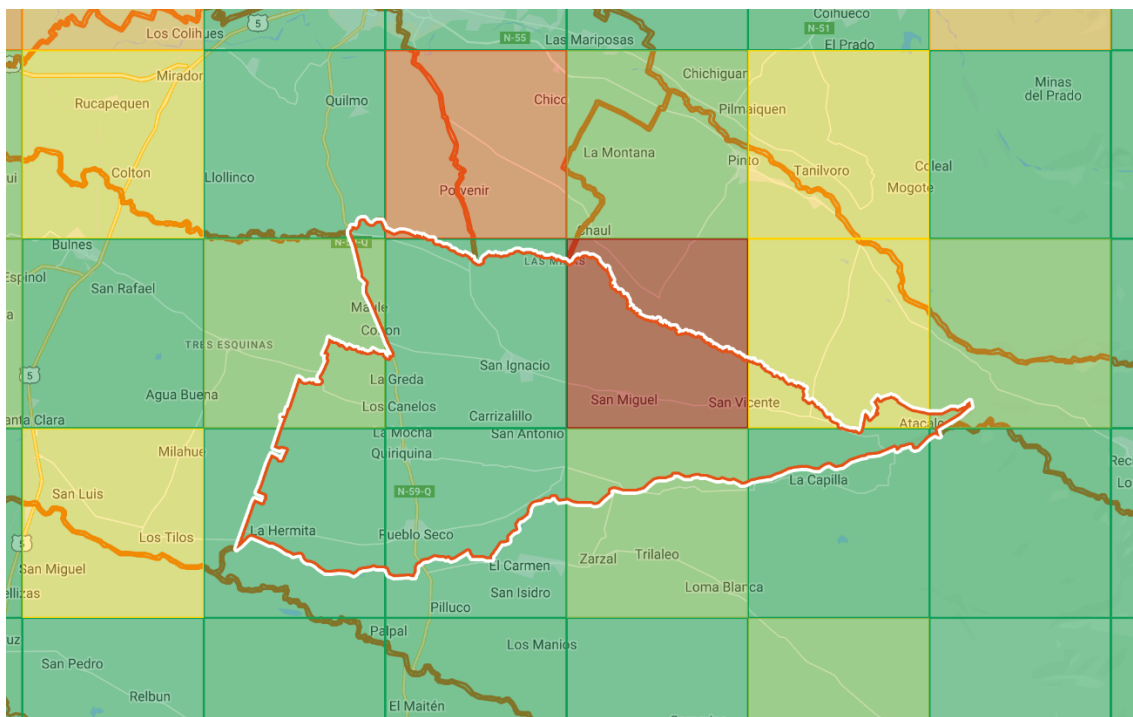


Figura 121. Mapa de calor comuna de San Ignacio para el escenario 1. Indicadores de aumento porcentual de potencia.

A continuación, se entregan los enlaces de acceso para de la herramienta para la visualización de demanda a nivel comunal en los diferentes escenarios de evaluación.

Links de acceso	QR	
- Mapa escenario 1: https://goo.su/dl8rT - Mapa escenario 2: https://goo.su/Owtqa	 Mapa escenario 1	 Mapa escenario 2

4.2.6 INTEGRACIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN

Además del análisis de la demanda, se incorpora información detallada sobre las fuentes de generación y las redes de distribución presentes en la región de Ñuble. Estas capas adicionales son georreferenciadas e integradas en los mapas, lo que permite visualizar la interacción entre los clientes, las fuentes de suministro y las redes eléctricas (ver Tabla 43).

Tabla 43. Elementos activos de generación eléctrica georreferenciados. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ACERA y SEC.

	Cantidad	En construcción (C)	En operación (O)	Total C+O	
Potencia (MW)	1.178	183	265	448	38%
PMG/PMGD	76	24	32	56	74%

Gran escala (<i>Utility</i>)	20	1	4	5	25%
¿Incluye BESS?	2	-	-	-	0%
Total (PMG/PMGD/ <i>Utility</i>)	96	30	36	66	69%
Grupos electrógeno	36	-	36	36	-

En la tabla anterior, se puede identificar en la columna “Cantidad” la totalidad de proyectos, incluyendo proyectos aprobados, proyectos en construcción y proyectos en operación. A modo de ejemplo, para las fuentes de generación, se identificaron un total de 96 fuentes de generación distribuida, de las cuales 30 se encuentran en construcción y 36 en operación. El resto son proyectos aprobados, sin inicio de obras.

Estas fuentes de generación representan una potencia total de 1.178 MW, de los cuales apenas un 38% de esa potencia nominal estaría activa o en etapa de construcción. Ello incluye solo dos sistemas de almacenamiento de energía híbridos. Además, se registran 76 pequeñas centrales de generación distribuida (PMGD) y 20 centrales de mayor escala (*Utility*). Se incluye además información detallada de 36 grupos electrógenos diésel cuyo uso probable es generación inyectada (no respaldo).

Estas fuentes de generación fueron georreferenciadas con sus parámetros individuales en el mapa, lo que permite analizar su ubicación en relación con los polígonos de mayor crecimiento de la demanda. Esta información es fundamental para evaluar la necesidad de incorporar nuevas fuentes de generación local o reforzar las existentes, a fin de satisfacer la demanda futura de manera eficiente y sostenible.

Por otro lado, se recopiló información detallada sobre las redes de distribución, incluyendo 29 áreas de servicio de las empresas distribuidoras, 31 subestaciones y aproximadamente 15.000 postes y alimentadores (ver Tabla 44). Estos elementos son georreferenciados y vinculados a los polígonos de demanda, lo que permite identificar las áreas donde será necesario fortalecer o ampliar la infraestructura de distribución para garantizar un suministro

Tabla 44. Otros antecedentes ingresados con geo-posición. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Copelec, Frontel y CGE.

Polígonos (10x10 km ²)	Comunas	Áreas de servicio distribuidoras	Subestaciones	Alimentadores	Postes
221	21	5	29	31	15.000

La integración de estas capas de información en los mapas brinda una visión holística del sistema eléctrico en la región de Ñuble, facilitando el análisis de las interacciones entre los clientes, las fuentes de generación y las redes eléctricas. Esto permite identificar posibles cuellos de botella, áreas de oportunidad para la implementación de nuevas tecnologías y una planificación más eficiente de la expansión de la infraestructura eléctrica.

Gracias a esta integración de datos, es posible evaluar escenarios de crecimiento de la demanda y proponer soluciones integrales que consideren tanto la generación como la distribución de energía, asegurando un suministro confiable, eficiente y sostenible para los clientes de la región de Ñuble.

La Figura 122 muestra la totalidad de la información recopilada de demanda y oferta territorial de energía referenciado geográficamente, junto con todos los atributos de cada uno. Es decir, cada cliente Capa 1, 2 o 3 con

su potencia contratada y su característica de perfil, y cada central PMGD con su potencia, estado de desarrollo, características. Asimismo, se ha identificado a cada cliente con una figura distintiva de capas. Se visualizan las redes de distribución y sus detalles de tensión y cables, los transformadores de subestaciones, todo ello separado por empresa, entre otros. En total 10 capas pueden ser observadas simultáneamente y ser analizadas en forma conjunta o separada. Ello tanto a nivel global como por cada polígono de 10x10 km², e incluso es posible construir territorios usando los polígonos. Con ello es posible separar la información por comuna, por distribuidor, o unir aquellos correspondientes a un transformador de alimentación aguas arriba.

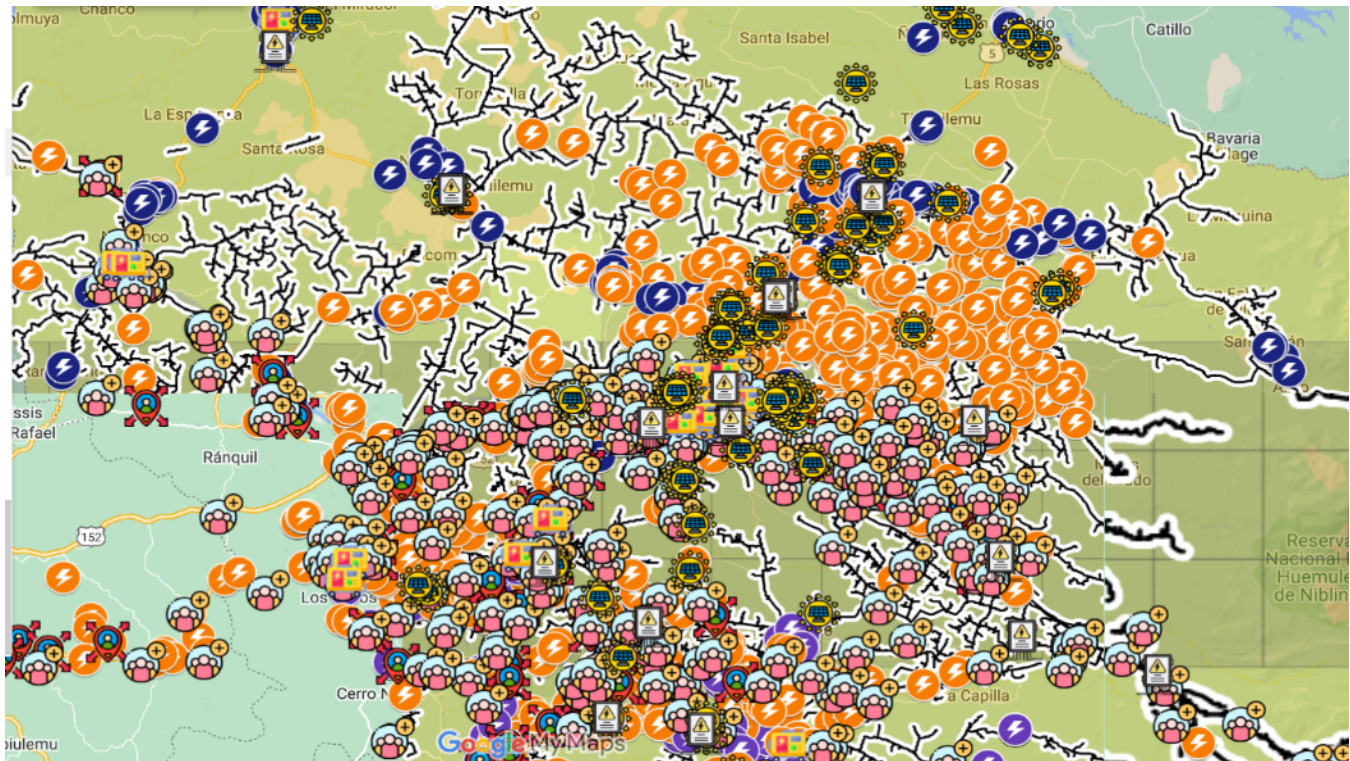


Figura 122. Información georreferenciada de demanda y oferta de energía

4.3 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Este capítulo analiza la condición de operación del sistema eléctrico actual de la región, con especial énfasis en el dimensionamiento de las líneas de transmisión y subestaciones, en la capacidad de generación existente, y la cobertura de los sistemas de distribución. Se desarrolla un modelo que permite simular el sistema eléctrico en el programa DlgSILENT versión Noviembre 2023 utilizando como base la información técnica disponible en las plataformas del Coordinador Eléctrico Nacional, del Gobierno Regional, de la Comisión Nacional de Energía, del Ministerio de Energía, INE y la información aportada por las principales empresas distribuidoras de la Región: Compañía General de Electricidad (CGE), Frontel y Copelec.

Tal como se expone en la Sección 3.3 del presente informe, la Región de Ñuble cuenta con líneas de transmisión en 500 – 220 – 154 y 66 kV, energizando subestaciones a las que se conectan los sistemas de distribución de las cinco empresas encargadas de distribuir la energía eléctrica a los clientes residenciales, comerciales e industriales. En la Región de Ñuble existen centrales de generación hidráulicas, térmicas y solares.

Por otro lado, la región de Ñuble cuenta con centrales de generación hidráulicas, térmicas (biomasa) y solares. La región cuenta con 2 centrales hidráulicas con una potencia total de 31,61 MW (El Pinar 11,61 MW y Central Itata 20 MW); 7 centrales termoeléctricas con una potencia instalada de 92,95 MW (Orafti 8,2 MW; Coelemu 7,10 MW; Chillán 2,92 MW; San Gregorio 0,43 MW; Cholguán 13 MW; Nueva Aldea I 51 MW; Nueva Aldea II 10,31 MW) y 35 centrales solares con una potencia total de 165 MW.

Por su parte, el sistema de transmisión existente es eminentemente radial, con dirección longitudinal (norte – sur), con cinco líneas que cruzan la Región en diferentes niveles de tensión. A través de la Región pasa una línea en 500 kV, una línea en 220 kV, dos líneas en 154 kV y una línea dedicada en 66 kV que conecta las subestaciones Charrúa y Chillán. La línea en 66 kV energiza a 6 subestaciones, localizadas en la zona centro-sur. La Figura 123 muestra la ubicación de las diferentes líneas de transmisión y de las subestaciones. Las líneas en 33 kV son propiedad de las compañías distribuidoras. Las subestaciones que se conectan a las líneas de transmisión se identifican según la compañía distribuidora a la que pertenecen. Las subestaciones identificadas en amarillo pertenecen a Copelec, en azul a CGE y en celeste a Frontel. Además, se observa que las líneas de transmisión se ubican en la zona centro-cordillerana, siguiendo la orientación de la Ruta 5 y cercanas a las ciudades más pobladas. Se observa que la zona costera no cuenta con líneas de transmisión cercanas, por lo que su abastecimiento eléctrico se logra a través de sistemas de distribución.

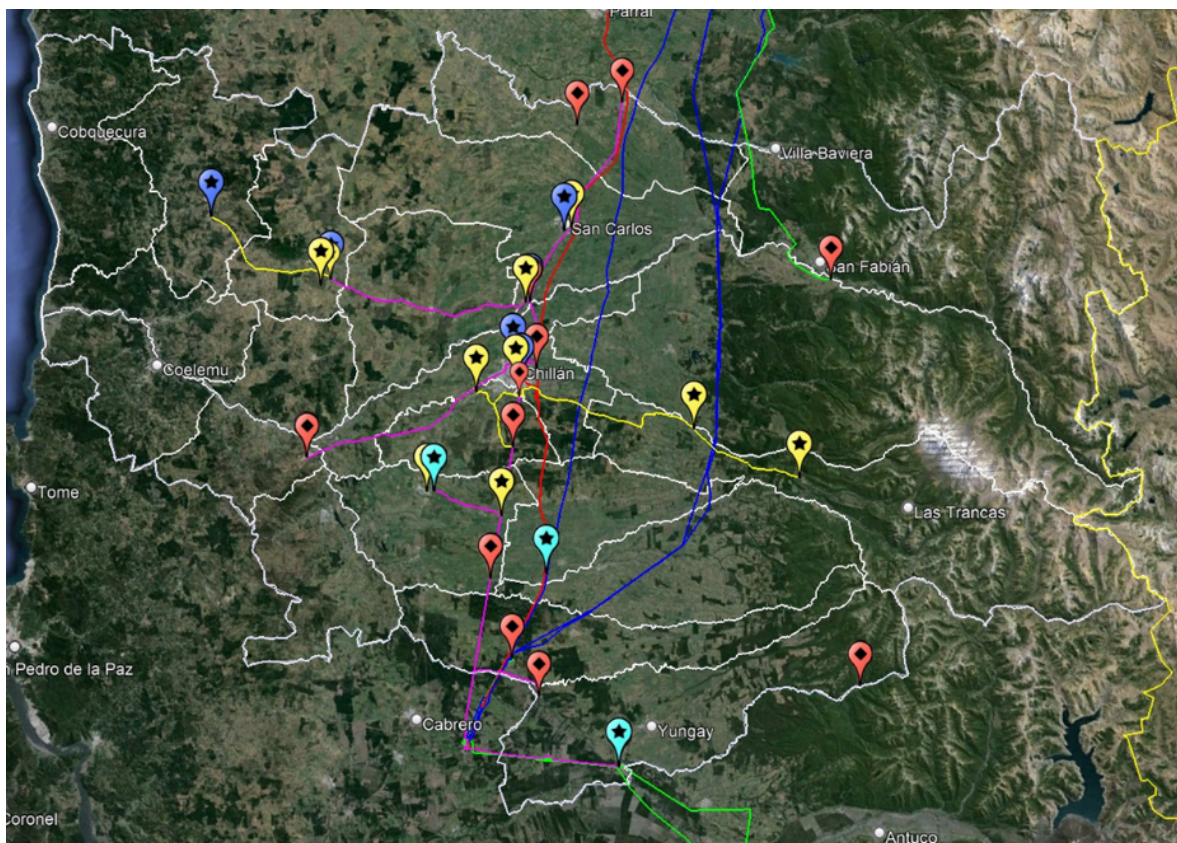


Figura 123. Ubicación de las líneas de transmisión y subestaciones principales en la Región de Ñuble (azul línea en 500 kV, verde línea en 220 kV, rojo líneas en 154 kV, magenta línea en 66 kV y amarillo línea en 33 kV).

El diagrama unilineal que representa el sistema de transmisión eléctrico de la Región de Ñuble, en conjunto con las principales subestaciones del sistema de distribución, se muestra en la Figura 124. Este diagrama incorpora la conexión de la nueva subestación de Montenegro, de reciente puesta en marcha. En la misma figura se muestran las principales subestaciones de los sistemas de distribución. El sistema de transmisión energiza a 39 subestaciones. Las líneas ubicadas en la zona limitada por las líneas rosada y celeste del diagrama unilineal se localizan en la Región de Maule (rosado – superior izquierdo) y de Biobío (celeste – superior derecho).

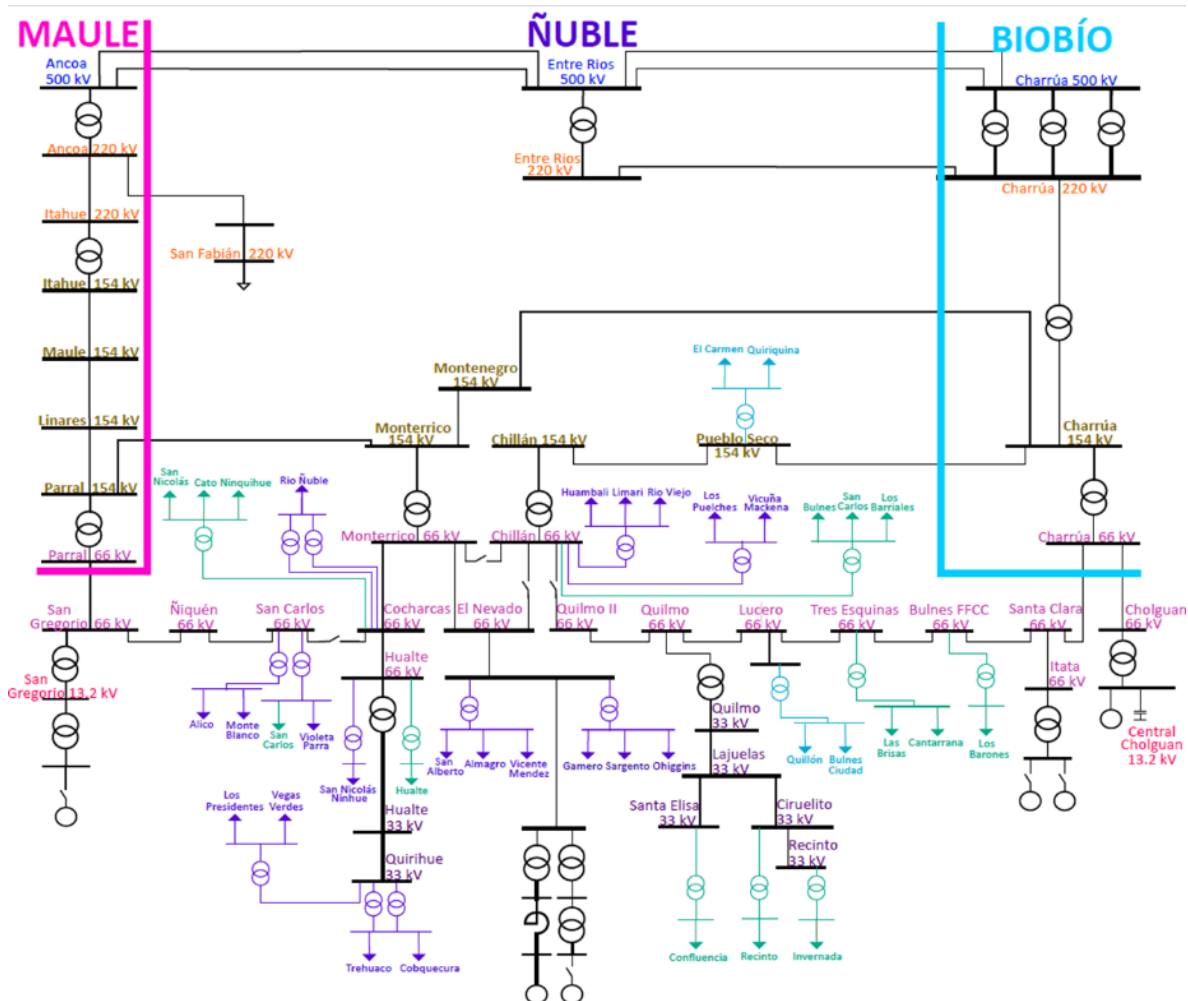


Figura 124. Diagrama unilineal del sistema de transmisión y distribución de la Región de Ñuble (propiedad de los sistemas de distribución se identifican por color: verde Copelec, morado CGE y celeste Frontel).

En base a los resultados obtenidos en los cálculos de los flujos de potencia, se analiza la condición de operación del sistema eléctrico de la región, desde el punto de vista del dimensionamiento de las líneas de transmisión, de las subestaciones, y de los principales circuitos de los sistemas de distribución. El análisis desarrollado permite determinar los puntos críticos del sistema eléctrico existente y el efecto de la generación regional en la operación de las líneas de transmisión y de distribución. Los puntos críticos se identifican en función de los flujos de potencia calculados, del dimensionamiento de las líneas y transformadores, y de la regulación de voltaje.

Para efecto del modelo a desarrollar se hace necesario estimar, a partir de los valores de energía informados, los valores de potencia máxima demandada por cada alimentador. Para complementar la información obtenida de las diferentes fuentes (Coordinador, Gobierno Regional, INE, Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Energía), se solicitó a CGE, Frontel y Copelec información de las potencias registradas en los diferentes alimentadores.

4.3.1 DESARROLLO DE MODELO PARA SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWERFACTORY

La simulación del sistema eléctrico se realizó en el programa DigSILENT PowerFactory, para lo cual se usó el modelo desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). El modelo del sistema eléctrico considera la generación y transmisión en operaciones durante el 2023. Las principales variaciones en el modelo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) están en la generación disponible y en la demanda asociada a cada una de las barras de consumo en alta tensión. El modelo utilizado en este estudio consideró el modelo del SEN disponible en la base de datos de operación del CEN, correspondiente al 10 de noviembre a las 11:51:00 horas, que se caracteriza por ser un día laboral de alta demanda. Al modelo desarrollado por el CEN se agregaron las subestaciones principales de distribución, información entregada por las empresas de distribución, y corroborada con la disponible en la página de *Infotécnica* del CEN.

A. ESTIMACIÓN VALORES DE DEMANDA

Para la estimación de la demanda eléctrica de la región se solicitó a cada empresa distribuidora los valores registrados en cada uno de los alimentadores identificados en la Figura 125. Las empresas entregaron estos valores de diferente manera, por lo que hubo que ajustarlos a los valores de potencia requeridos para calcular los flujos de potencia. En el caso de CGE, se entregó la información mostrada en la Tabla 45. Los valores de potencia utilizados en el modelo se calcularon usando la energía demandada en cada alimentador, durante el año 2023, mostrados en la última columna. El valor calculado se compara con la demanda máxima registrada en el alimentador (ver Tabla 45). Copelec y Frontel entregaron directamente los modelos que utilizan en DigSILENT. Los valores de demanda utilizados en el modelo se muestran en la Tabla 46.

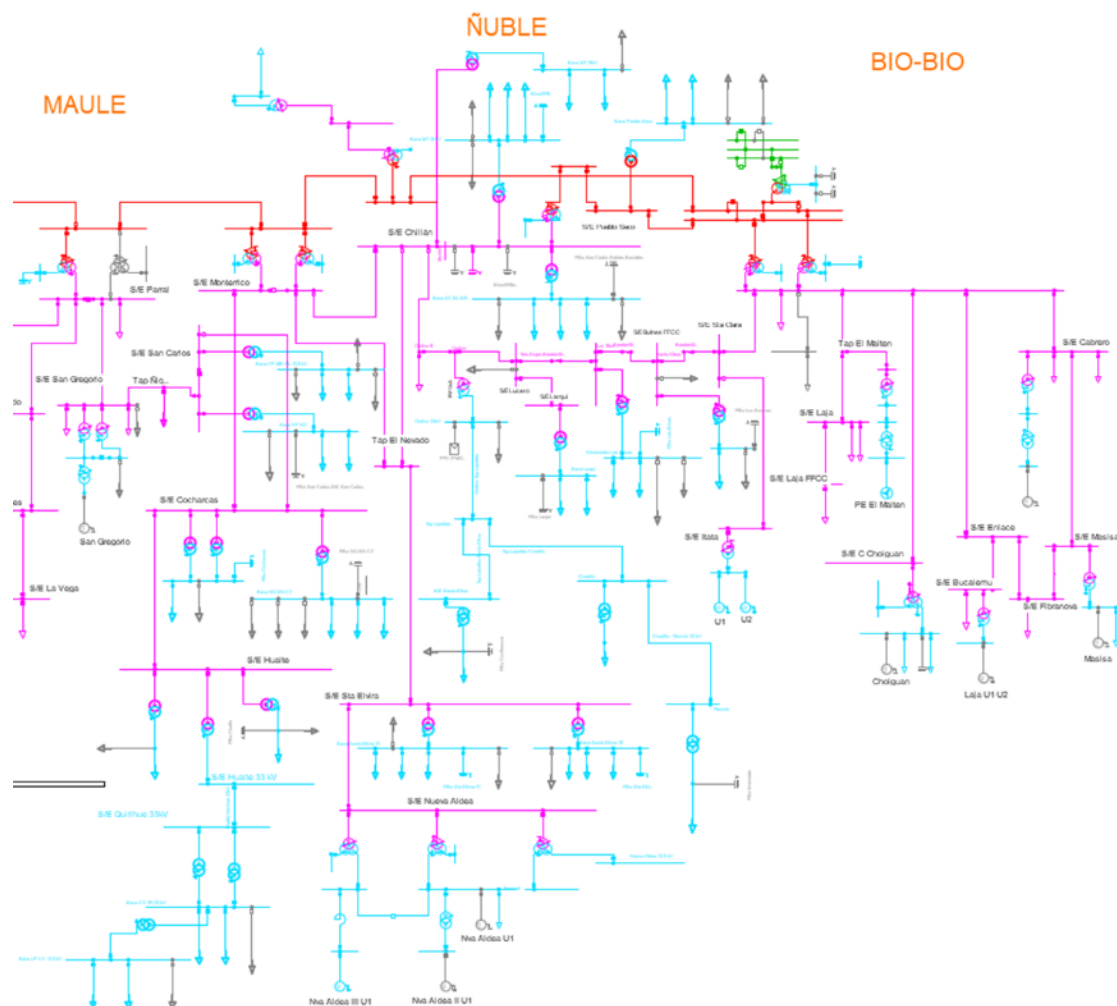
Tabla 45. Registros de demandas entregados por CGE.

Subestación	Transformador	Tensión [kV]	ID GIS	Nombre Alimentador	Tipo de Conductor de Salida	Con PMGD Conectado	Demanda Max 2021 [MVA]	Energía 2021 [GWh]	Demanda Max 2022 [MVA]	Energía 2022 [GWh]	Demanda Max 2023 [MVA]	Energía 2023 [GWh]
Chillan	T1	15	187	Los Puelches	AEREO_AL_3F_300 mm2	NO	11,7	50,9	12,1	45,3	7,2	28,7
Chillan	T2	15	189	Huambani	AEREO_AL_3F_300 mm2	SI	9,2	44,7	8,9	45,5	9,2	43,7
Chillan	T1	15	188	Vicuña Mackenna	AEREO_AL_3F_300 mm2	NO	7,7	33,5	6,1	32,1	6,4	33,4
Chillan	T2	15	365	Limari	XLPE_SUBTE_CU_3F_120 mm2	SI	10,2	33,6	10,8	22,4	7,9	15,2
Chillan	T2	15	1297	Rio Viejo	XLPE_SUBTE_CU_3F_120 mm2	SI	0	0	7,4	8,7	9,4	19,6
Cocharcas	T2	15	159	Rio Nuble	DES_AEREO_CU_3F_053 mm2	SI	6	21,3	5,2	15,3	5,3	10,5
Hualte	T2	13,2	644	San Nicolas	AEREO_AL_3F_095 mm2	SI	1,6	3,4	1,9	4,5	2,5	5,3
Quirihue	T2	13,2	746	Los Presidentes	DES_AEREO_CU_3F_016 mm2	SI	2	3,5	2,2	0	6,5	-7,4
Quirihue	T2	13,2	745	Vegas Verdes	AEREO_AL_3F_070 mm2	NO	1,7	6,5	1,8	7,1	1,8	7,2
Quirihue	T1	23	747	Cobquecura	AEREO_AL_3F_300 mm2	SI	1,9	8,2	2	8,8	2,2	6,3
Quirihue	T1	23	871	Trehuaco	XLPE_SUBTE_CU_3F_240 mm2	NO	4,9	14,2	5,5	15,5	5,6	14,5
San Carlos	T1	13,2	576	Violeta Parra	DES_AEREO_AL_3F_236 mm2	NO	9,5	41,5	9,9	44,3	10,3	38
San Carlos	T1	13,2	1272	Monte Blanco	AEREO_AL_3F_300 mm2	SI	6,7	11,1	5	9,8	9,5	-3,8
San Carlos	T1	13,2	577	Allico	AEREO_AL_3F_300 mm2	SI	8,4	10,2	8,8	-2	8,7	0,6
Santa Elvira	T1	15	173	Vicente Mendez	AEREO_AL_3F_300 mm2	SI	14,4	49,7	11,5	48,9	11,6	48,3
Santa Elvira	T1	15	172	Almagro	DES_AEREO_CU_3F_107 mm2	SI	8,4	34,9	7,7	18,2	7,9	16,1
Santa Elvira	T2	15	170	Ohiggins	AEREO_AL_3F_300 mm2	NO	8,1	35,5	8,8	38,3	8,6	38,9
Santa Elvira	T2	15	169	Gamero	AEREO_AL_3F_300 mm2	NO	6,5	23,8	8,8	33,1	8,3	33,8
Santa Elvira	T2	15	168	Sargento aldea	AEREO_AL_3F_300 mm2	NO	7,1	22,3	7,2	23,7	7,9	21,2
Santa Elvira	T1	15	400	San Alberto	XLPE_SUBTE_CU_3F_240 mm2	NO	8	33	8,7	35	8,6	33,1

Tabla 46. Valores de demanda por subestación consideradas en el modelo.

Subestación	Demanda [MVA]
Chillán	37,1
Pueblo Seco	2,9
San Carlos	14,0
Cocharcas	10,9
Hualte	2,6
Quirihue	3,2
Santa Elvira	28,9
Santa Elisa	3,1
Ciruelito	0,8
Recinto	0,8
Larqui	7,9
Tres Esquinas	7,8
Bulnes	4,3
Cholguán	3,8

La Figura 125 muestra con mayor detalle el diagrama unilineal desarrollado en DigSILENT y utilizado en este estudio. El modelo desarrollado permite calcular los flujos de potencia para las diferentes condiciones de operación consideradas.



B. EFECTO DE LA TEMPERATURA AMBIENTE EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R(T) \quad (1)$$

La capacidad de corriente que puede circular por la línea, dadas las condiciones de temperatura y de disipación térmica, están definidas por la Ecuación 2.

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T)}} \quad (2)$$

El estándar IEEE-738 define la dependencia entre cada cantidad y las condiciones geográficas, atmosféricas y las características del conductor. De esta manera, para un cambio a un conductor de mayor sección para condiciones atmosféricas similares, se observará un aumento en la capacidad de corriente de la línea en régimen permanente, resultando en un aumento en la potencia que puede ser transferida. Considerando las temperaturas máximas mensuales en la Región, se estudió la capacidad de corriente en régimen permanente para el caso más restrictivo de temperatura ambiente (35°C), se limitó la corriente de manera tal que no sobrepasara una temperatura del conductor que produzca daños mecánicos, valor definido por el fabricante. La Figura 126 muestra los valores máximos de temperatura ambiente registrados en la Región de Ñuble durante los últimos años. Dado que la temperatura ambiente ha sobrepasado los 35°C, se hace necesario considerar las restricciones térmicas para definir el valor máximo de corriente a transmitir durante los días de alta temperatura¹²⁴.

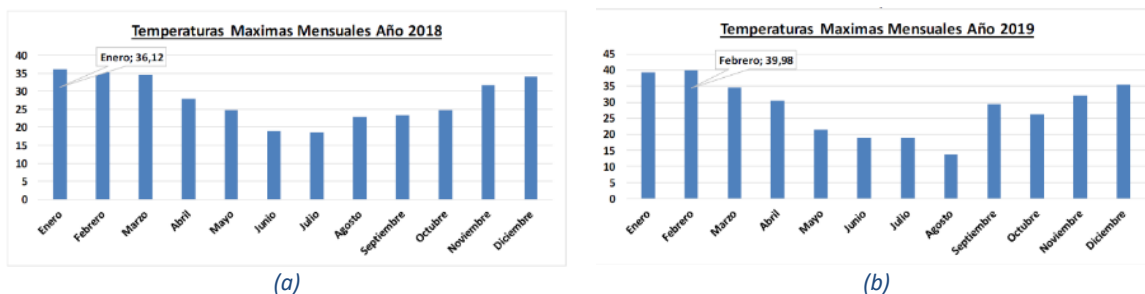


Figura 126. Valores históricos de máximas temperaturas registradas en Chillán. (a) Máximas temperaturas registradas en 2018. (b) Máximas temperaturas registradas el 2019. Fuente Informe “Obra Urgente SE Seccionadora Los Canelos 154/66 kV; Los Canelos 66/13.2 kV; L Los Canelos – Los Espinos 1x66 kV” Grupo Saesa, 12-02-2020.

La Figura 127 muestra el diagrama unilineal del sistema de transmisión de la Región de Ñuble (Charrúa -Chillán) indicando las capacidades máximas de transmisión de potencia aparente en MVA, y la sección de los conductores para los diferentes tramos de las líneas, para temperaturas ambiente de 30 y 35 °C¹²⁵. Las capacidades nominales de los diferentes tramos de las líneas de transmisión, para diferentes temperaturas ambiente, se muestran en la Tabla 47.

¹²⁴ Fuente Informe “Obra Urgente SE Seccionadora Los Canelos 154/66 kV; Los Canelos 66/13.2 kV; Los Canelos – Los Espinos 1x66 kV” Grupo Saesa, 12-02-2020.

¹²⁵ Fuente Infotécnica y Fuente Informe “Obra Urgente SE Seccionadora Los Canelos 154/66 kV; Los Canelos 66/13.2 kV; Los Canelos – Los Espinos 1x66 kV” Grupo Saesa, 12-02-2020.

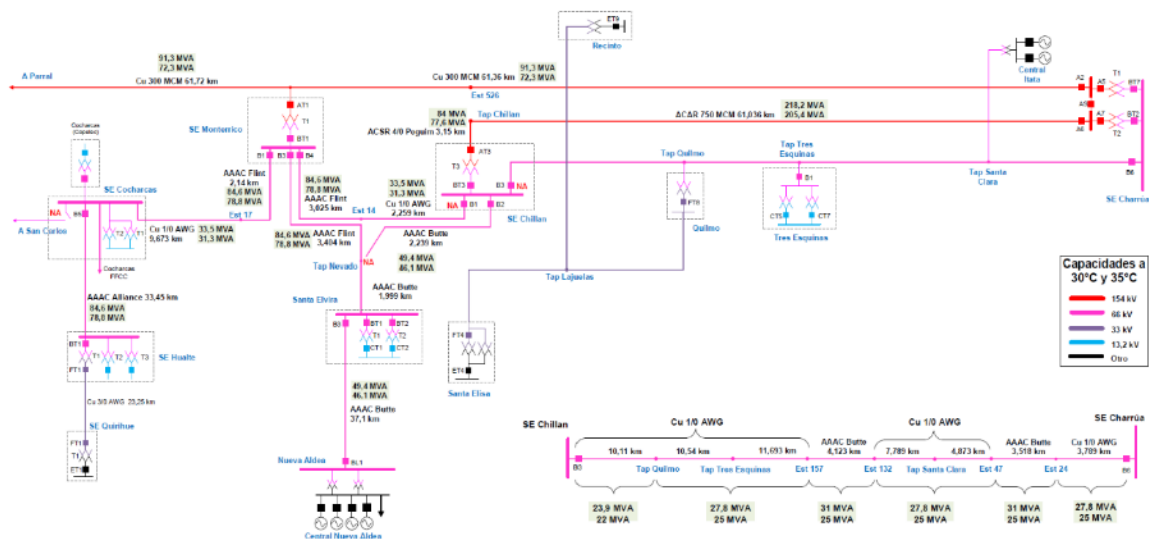


Figura 127. Diagrama unilineal simplificado Charrúa – Chillán con las capacidades máximas para 30 y 35 °C de temperatura ambiente, y sección transversal de conductores (Fuente Infotécnica CEN e Informe “Obra Urgente SE Seccionadora Los Canelos 154/66 kV; Los Canelos 66/13.2 kV; Los Canelos – Los Espinos 1x66 kV” Grupo Saesa, 12-02-2020).

Tabla 47. Capacidad nominal para diferentes tramos de líneas de transmisión y diferentes temperaturas ambientales.

Tramo/Línea	Conductor	Longitud [km]	MVA 25°C	MVA 30°C	MVA 35°C
Charrúa - Tap Monterrico 154 kV (2)	CU 300 MCM	61,36	106,9	91,3	72,3
Charrúa - Tap Chillán 154 kV	ACAR 750 MCM 24/13	61,036	230,5	218,2	205,4
Tap Chillán - Chillán 154 kV	ACSR 4/0 AWG Penguin	3,15	89,9	84,0	77,6
Charrúa - Estructura 24 66 kV	CU 1/0 AWG	3,789	30,2	27,8	25,0
Estructura 24 - Estructura 47 66 kV	AAAC BUTTE	3,518	35,9	31,0	25,0
Estructura 47 - Tap Santa Clara 66 kV	CU 1/0 AWG	4,873	30,2	27,8	25,0
Tap Santa Clara - Estructura 132 66 kV	CU 1/0 AWG	7,789	30,2	27,8	25,0
Estructura 132 - Estructura 157 66 kV	AAAC BUTTE	4,123	35,9	31,0	25,0
Estructura 157 - Tap Tres Esquinas 66 kV	CU 1/0 AWG	11,693	30,2	27,8	25,0
Tap Tres Esquinas - Tap Quilmo 66 kV	CU 1/0 AWG	10,54	30,2	27,8	25,0
Tap Quilmo 66 kV - Chillán 66 kV	CU 1/0 AWG	10,11	25,4	23,9	22,2
Chillán - Estructura 14 66 kV	CU 1/0 AWG	2,529	35,4	33,5	31,3
Estructura 14 - Monterrico 66 kV	AAAC FLINT	3,025	89,9	84,6	78,8
Monterrico - Tap El Nevado 66 kV	AAAC FLINT	3,404	89,9	84,6	78,8
Chillán - Tap El Nevado 66 kV	AAAC BUTTE	2,329	52,4	49,4	46,1
Tap El Nevado - Santa Elvira 1x66 kV	AAAC BUTTE	1,999	52,4	49,4	46,1
Santa Elvira - Nueva Aldea 1x66kV	AAAC BUTTE	37,1	52,4	49,4	46,1

C. PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Las centrales de generación distribuida conectadas a las líneas de distribución se modelaron como cargas P-Q para el cálculo de los flujos de potencia. Las centrales de generación consideradas en el modelo se muestran en la Tabla 48 y corresponden a parques solares fotovoltaicos de potencia inferior a 9 MW. En esta tabla se identifica el parque, la empresa distribuidora a la que se conecta y la comuna en que se localiza.

Tabla 48. Parques solares FV considerados en el modelo sistema eléctrico.

Nombre del Proyecto	Potencia Bruta	Empresa Distribuidora	Comuna
PMGD PFV EL CERNICALO II	1,5	CGE	Ninhue
PMGD PFV EL CERNICALO	1,5	COPELEC	Ninhue
PMGD PFV LAS TORTOLAS	3,0	COPELEC	Bulnes
PMGD PFV PARQUE SOLAR MECO CHILLAN	6,0	COPELEC	Bulnes
PMGD PFV EL PIUQUEN	3,0	Copelec	Bulnes
PMGD PFV BULNES LOS BARONES	2,9	COPELEC	Bulnes
PMGD PFV LAS PALOMAS	3	COPELEC	Bulnes
PMGD PFV EL CHINCOL	3	LUZ PARRAL	Ñiquén
PMGD PFV ÑIQUEN	3	LUZ PARRAL	Ñiquén
PMGD PFV COCHARCAS	2,8	COPELEC	San Nicolás
PMGD PFV VENTURADA	9,0	COPELEC	Chillán Viejo
PMGD PFV BERRUECO	9,0	CGED	Chillán Viejo
PMGD PFV DADINCO	3,0	CGE	San Nicolás
PMGD PFV PARQUE SOLAR EL RECONQUISTADOR	2,5	CGE	Quirihue
PMGD PFV PARQUE SOLAR ALCALDESA	6,0	CGE	Quirihue
PMGD PFV SANTA RITA	2,7	COPELEC	Chillán
PMGD PFV ORION SOLAR	2,9	COPELEC	Chillán
PMGD PFV CENTAURO SOLAR	8,3	CGE	Chillán
PMGD PFV PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LA VICTORIA	9,0	CGE	Chillán
PMGD PFV BLU	2,3	CGE	Chillán
PMGD PFV LA PALMA SOLAR	9,0	CGE	Chillán
PMGD PFV HUAPE	2,9	CGE	Chillán
PMGD PFV PEGASUS SOLAR	2,9	CGE	Coihueco
PMGD PFV SANTA LUISA	2,6	COPELEC	San Carlos
PMGD PFV PARQUE PVP ITIHUE	9,0	CGE	San Carlos
PMGD PFV SAN CARLOS SOLAR	2,6	COPELEC	San Carlos
PMGD PFV POMUYETO	3,0	CGE	San Carlos
PMGD PFV SANTA ESTER	2,9	COPELEC	San Carlos
PMGD PFV MUTUPIN	9,0	CGE	San Carlos
PMGD PFV LAS CODORNICES	3	COPELEC	San Carlos
PMGD PFV LAS LECHUZAS	3	COPELEC	San Carlos
PMGD PFV SAN JOSE II	3,0	Coopec	San Carlos
PMGD PFV PARQUE EL TRIGAL	9,0	FRONTEL	San Ignacio
PMGD PFV PARQUE PUEBLO SECO	9,0	FRONTEL	San Ignacio
PMGD PFV PELLIN	9,0	Coelcha	Yungay

4.3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se presentan los resultados obtenidos de los cálculos de los flujos de potencia simulados en la plataforma DlgSILENT. Se simularon diferentes condiciones de operación, siempre considerando la mayor demanda del SEN y con diferentes niveles de generación FV. Es importante evaluar el efecto de la generación FV en el sistema de transmisión, debido a la intermitencia del recurso solar, dado que durante la noche no se puede contar con este tipo de generación.

A. SITUACIÓN ACTUAL CON BASE DE DATOS DEL COORDINADOR EELÉCTRICO NACIONAL

Para seleccionar el caso de mayor demanda en la Región de Ñuble, en una primera instancia se analizaron los modelos disponibles en el Coordinador Eléctrico Nacional (Infotécnica) para los meses de enero 2023 y julio 2023. Los resultados de los flujos de potencia para cada uno de los casos seleccionados se muestran en la Figura 128 y la Figura 129.

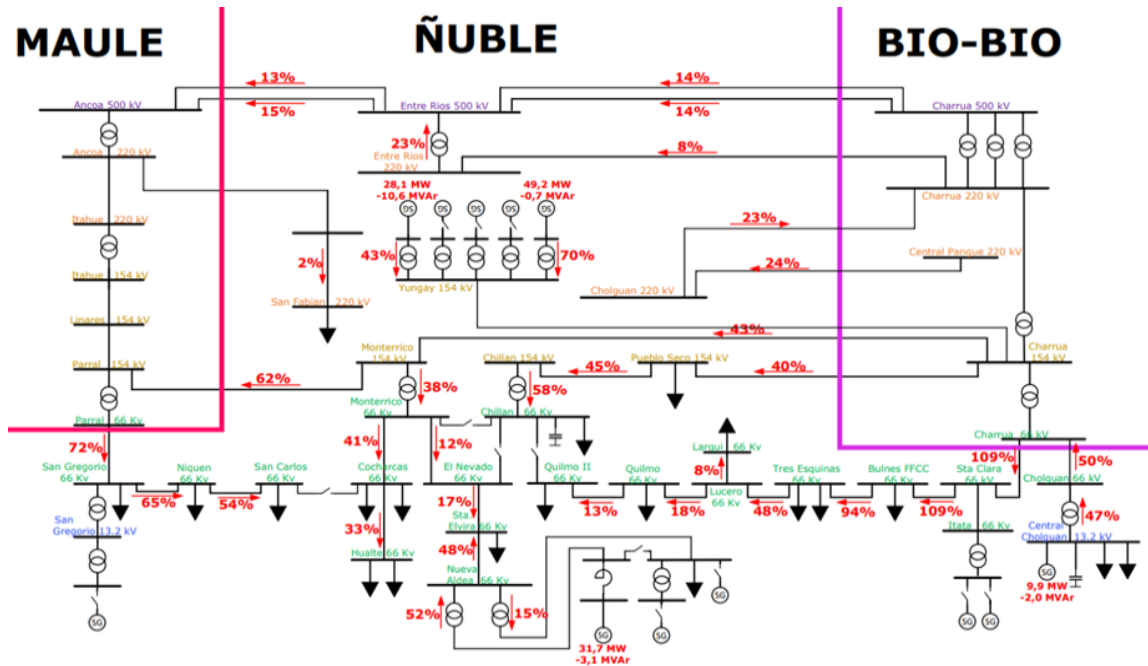


Figura 128. Diagrama unilineal sistema de transmisión con capacidad de ocupación de líneas para demanda máxima en enero de 2023.
Fuente: Elaboración propia con datos Diagrama unilineal SEN, Coordinador eléctrico nacional.

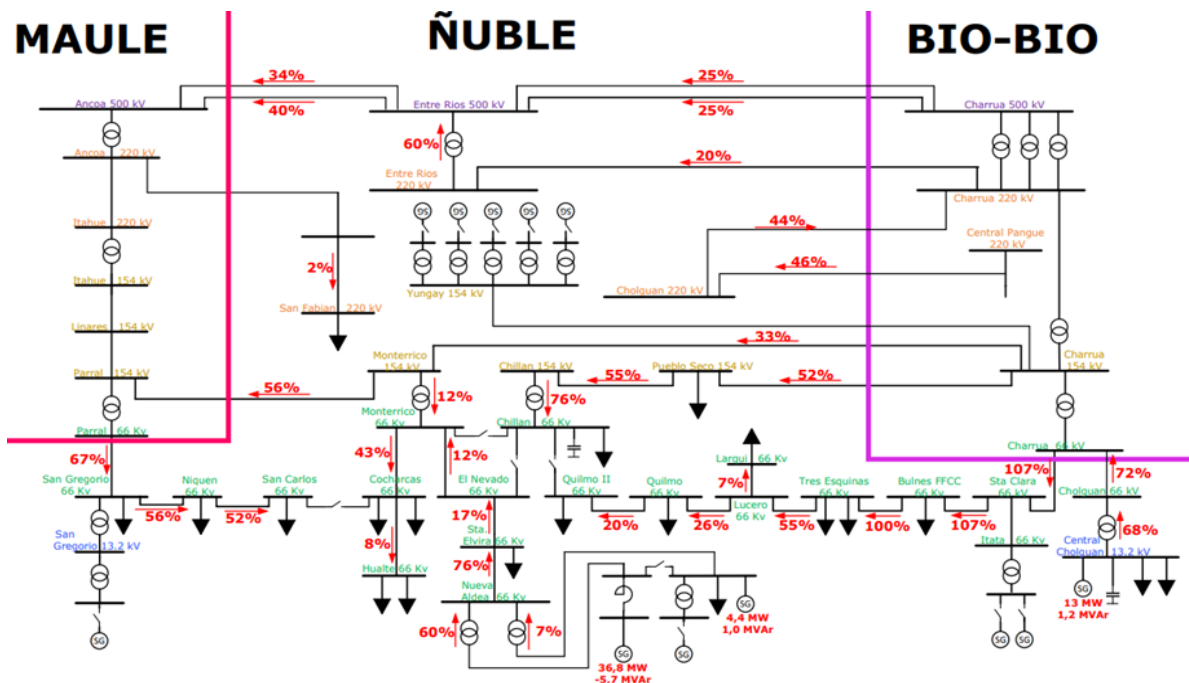


Figura 129. Diagrama unilineal sistema de transmisión con capacidad de ocupación de líneas para demanda máxima en julio 2023.
Fuente: Elaboración propia con datos Diagrama unilineal SEN, Coordinador eléctrico nacional.

Los resultados muestran variaciones importantes en los flujos de potencia en las líneas de 500 y 220 kV. Estas diferencias se deben a los cambios en los valores de la demanda en las regiones del norte del Sistema Eléctrico Nacional, y no depende de las condiciones de operación de la Región de Ñuble. En las dos condiciones de demanda analizadas se observa que la línea de 66 kV se encuentra trabajando por sobre su capacidad nominal. Estos cálculos

permiten identificar a la línea de 66 kV como la primera zona crítica del sistema de transmisión existente. Por otra parte, las líneas en 500 – 220 y 154 kV trabajan a potencias inferiores al 50% de su capacidad nominal; lo mismo ocurre con los transformadores de las subestaciones principales.

B. SITUACIÓN ACTUAL SIN PMGD

Se calculan los flujos de potencia considerando los sistemas de distribución mostrados en el modelo desarrollado para este estudio (Figura 124 y Figura 125), y considerando la operación del Sistema Eléctrico Nacional del 10 de noviembre 2023, 23:51:00 horas. A diferencia de los cálculos mostrados en la sección anterior, en este modelo se considera la operación de la subestación Montenegro, recién puesta en marcha. Se analiza la condición de operación sin PMGD, que muestra los flujos de potencia durante las horas sin sol. La Figura 130 muestra los porcentajes de carga con que quedan trabajando los diferentes tramos de las líneas de transmisión, así como los transformadores, para la condición sin PMGD (23:51:00 hrs.). En la Figura 130, las barras que quedan trabajando con regulación de voltaje inferior al 7 % se destacan en verde, y las que exceden el 7 % se destacan en rojo. Las barras que presentan problemas de regulación de voltaje son San Carlos (66 kV) y las conectadas a la Subestación Quilmo (33 kV). El tramo de la línea en 66 kV de Charrúa a Santa Clara y Santa Clara a Bulnes opera al 107 % de su capacidad nominal, por lo que sigue siendo una zona de alta congestión (ver Figura 131). En la Figura 131 y la Figura 132 se muestran los tramos de mayor congestión del sistema de transmisión (Figura 130), mostrando los porcentajes de ocupación de las líneas con respecto a su capacidad nominal y los valores de regulación de voltaje.

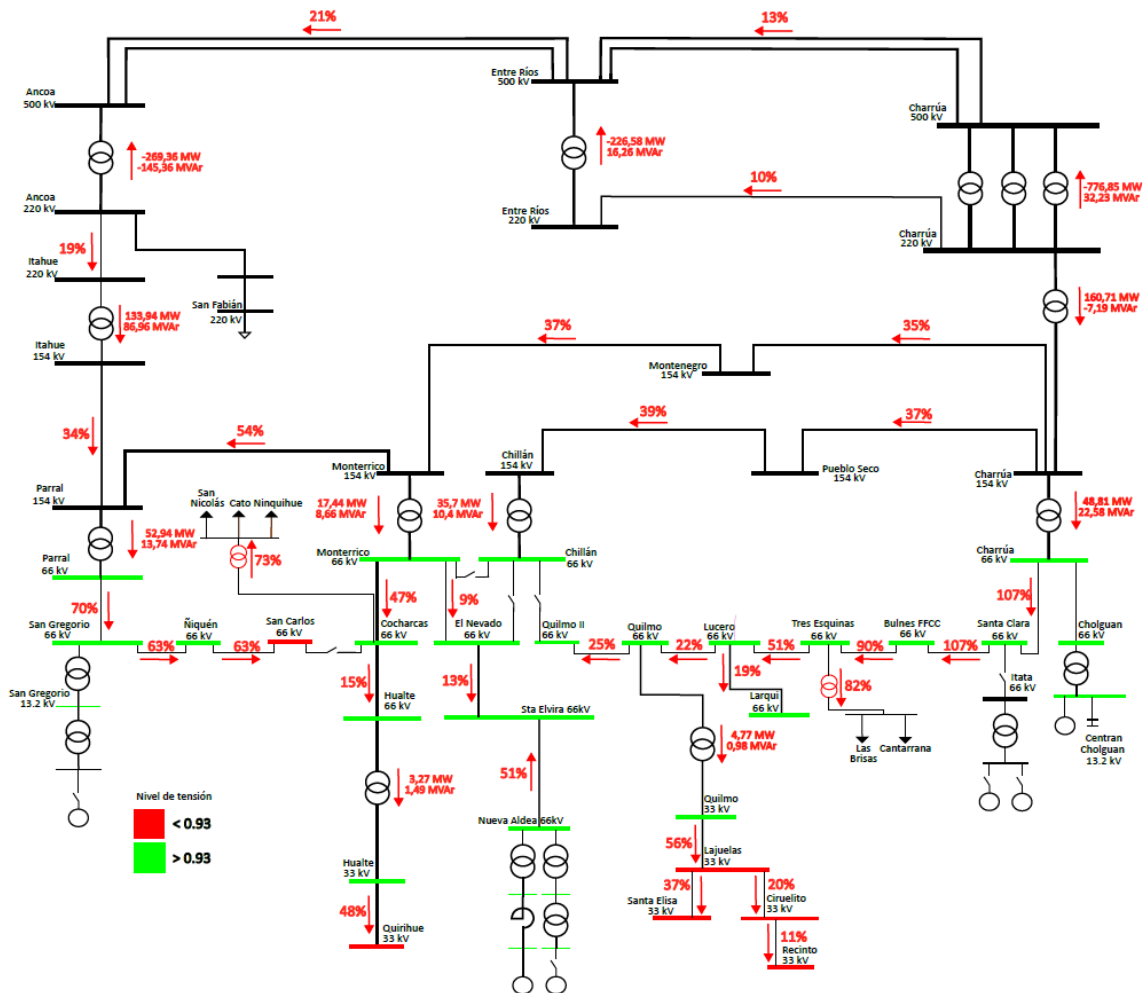


Figura 130. Resultados Flujo de Potencia para situación actual (Sin PMGD - noche).

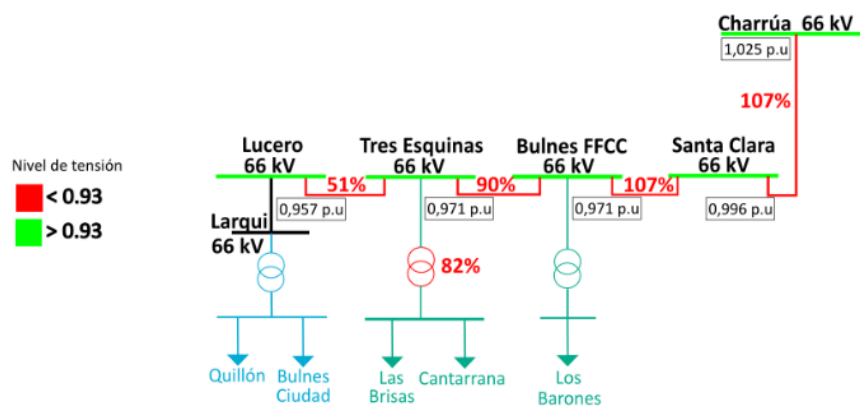


Figura 131. Tramo congestionado de la línea Charrúa - Chillán.

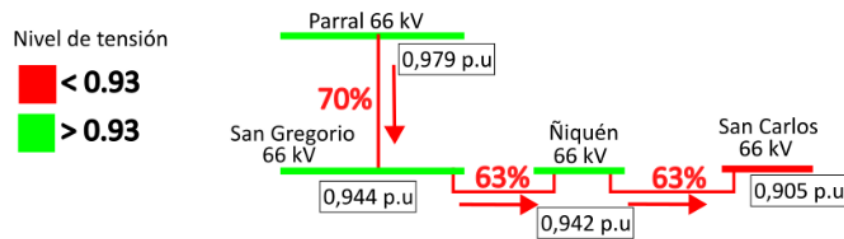


Figura 132. Tramo congestionado de la línea Parral - San Carlos.

C. SITUACIÓN ACTUAL CON PMGD

Se muestran los resultados de los flujos de potencia considerando el aporte de los parques FV, cada uno generando el 80% de su capacidad nominal. La Figura 133 muestra los resultados de los flujos de potencia en los diferentes tramos de línea, de los transformadores de las subestaciones principales y los respectivos voltajes. Se observa que el aporte de los PMGD ayuda a descongestionar las líneas en 66 kV (Charrúa – Bulnes) y contribuyen a mejorar la regulación de voltaje en las barras de San Carlos y Quilmo. La operación de los PMGD no tiene mayor incidencia en las líneas de 154 y 220 kV.

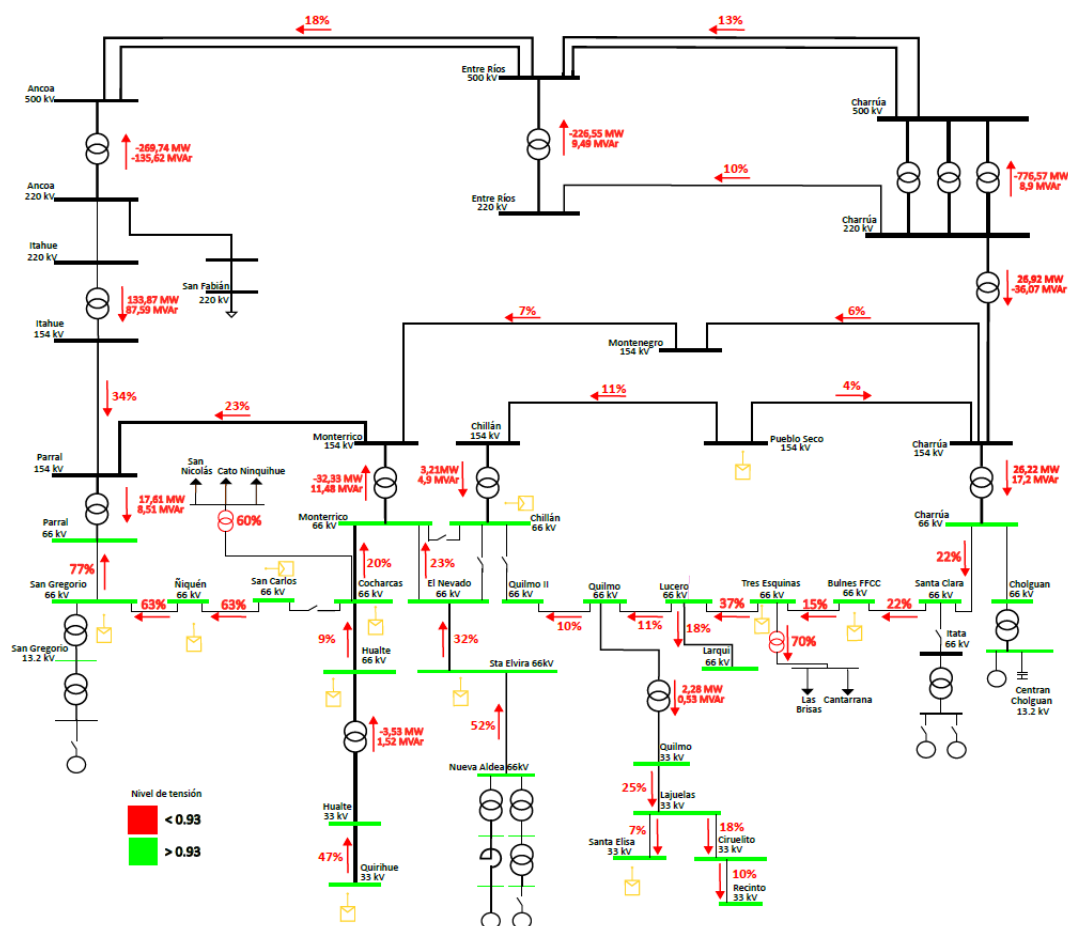


Figura 133. Resultados Flujo de Potencia para Situación Actual (Con PMGD - día).

D. CONEXIÓN DE SUBESTACIÓN MONTENEGRO

La entrada en servicio de la nueva Subestación Montenegro, de 75 MVA nominales, de propiedad de Saesa - Frontel, y que se encuentra en marcha blanca desde fines de 2023, ayuda a descongestionar la línea en 66 kV que conecta las subestaciones de Charrúa con Chillán. La nueva subestación energiza a una línea en 66 kV que une la subestación Montenegro con Lucero. La subestación Montenegro considera la conexión de dos transformadores; uno de 75 MVA y 154/66 kV y otro de 30 MVA de 66/13,2 kV (ver Figura 134). Para este análisis también se considera el aumento de capacidad de la línea que conecta las subestaciones El Nevado y Santa Elvira en 66 kV, como se muestra en la Figura 135.

La Figura 136 muestra los resultados del cálculo del flujo de potencia considerando las nuevas condiciones de operación. La operación de los nuevos transformadores de la subestación Montenegro y la línea que conecta Montenegro con Lucero ayudan a descongestionar los tramos de Charrúa – Santa Clara – Bulnes y Tres Esquinas. Con esta nueva configuración, estos tramos de línea quedan trabajando al 69 % de su capacidad nominal. También se mejora la regulación de voltaje en las barras de Lajuelas – Santa Elisa y Ciruelito (33 kV). La conexión de esta nueva línea y transformadores (Montenegro) no incide en la operación del sector San Carlos – Cocharcas.

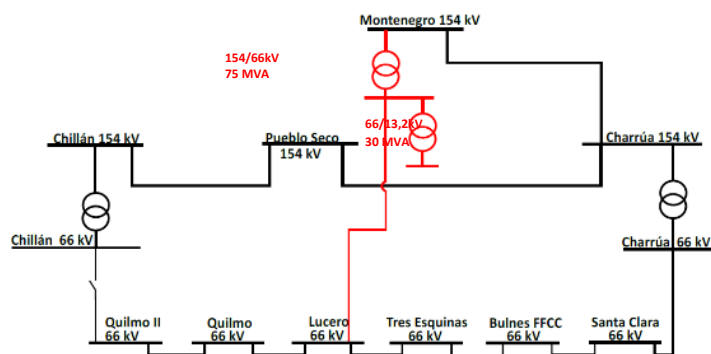


Figura 134. Diagrama unilineal de la nueva Subestación Montenegro y línea Montenegro – Lucero.

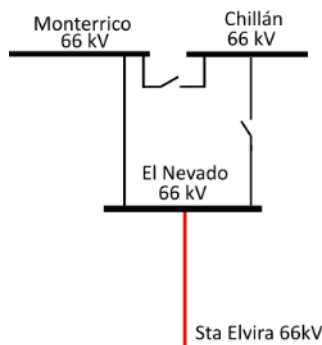


Figura 135. Diagrama unilineal que muestra el aumento de capacidad de la línea El Nevado – Santa Elvira.



La construcción de la nueva subestación seccionadora Buli en la zona Parral - San Carlos, permitirá ampliar la disponibilidad de potencia en esta zona, con lo que se podrá abastecer el aumento de la demanda y mejorar la regulación de voltaje en 66 kV. Este proyecto contempla la construcción de una nueva subestación, con el seccionamiento de las líneas 1x154 kV Parral - Monterrico y 1x66 kV Parral - Cocharcas, en el tramo San Carlos - Tap Niquén, con sus respectivos paños de línea y patios en 154 kV y 66 kV. La potencia del transformador considerado en esta subestación de 154/66 kV es de 75 MVA. A la fecha, la línea de 154 kV entre las subestaciones Parral y Monterrico trabaja al 54% de su capacidad nominal, por lo que tiene disponibilidad para abastecer la nueva demanda.

Existen propuesta de mejora del sistema de transmisión existente, tanto por Transelec como por el Coordinador Eléctrico Nacional. La propuesta del Coordinador Eléctrico Nacional apunta a aumentar la capacidad de la línea de 66 kV Charrúa – Chillán a 90 MVA al igual que la línea de Monterrico a Cocharcas. Transelec propone aumentar la

capacidad de las líneas de 154 kV (Itahue – Parral, Parral – Monterrico y Charrúa – Chillán) a 200 MVA por circuito. Estos proyectos llevan varios años en carpeta y no se han podido ejecutar. Para resolver las condiciones de operación críticas detectadas, en el menor plazo posible, se propone las siguientes alternativas.

A. APERTURA TRAMO DE LÍNEA TRES ESQUINAS BULNES

Para reducir los flujos de potencia en el tramo de línea que conecta Charrúa con Santa Clara – Bulnes y Tres Esquinas, se propone abrir el interruptor de Tres Esquinas y cerrar el interruptor entre Chillán y Quilmo II (ver Figura 137). Con esta nueva topología, se produce una redistribución en el flujo de potencia, con lo cual se reduce el flujo desde Charrúa a Bulnes, quedando las líneas trabajando a un 17% de su capacidad nominal. Al abrir el interruptor en Tres Esquinas y cerrar el interruptor entre Chillán y Quilmo II aumenta el flujo de potencia en la línea de 154 kV que conecta Charrúa con Pueblo Seco y Chillán. Para esta nueva condición de operación, el flujo de potencia en la línea en 154 kV Charrúa – Pueblo seco sube de 37 % a 56 % y Pueblo Seco – Chillán sube de 39 % a 61 %. Esta propuesta mejora la condición de operación en 66 kV incluso sin la conexión de Montenegro con Lucero.

Los resultados del flujo de potencia, para esta condición de operación, se muestran en la Figura 138. Se observa que la regulación de voltaje en la barra de 66 kV de Chillán excede el 7 %, lo que se resuelve con la conexión de un banco de condensadores de 15 MVAR. Sin embargo, esta condición de operación deja al tramo Chillán Quilmo II trabajando al 77 % de su capacidad nominal, y aumenta la potencia en las líneas desde Quilmo II a Tres Esquinas a valores superiores al 60 %.

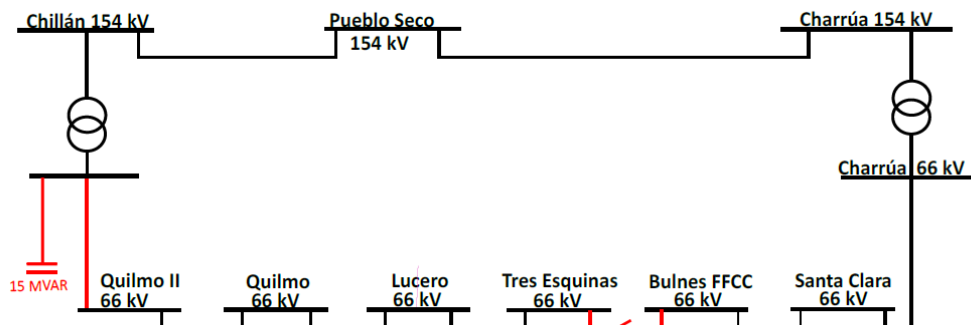


Figura 137. Implementación en el modelo de la apertura tramo de línea Tres Esquinas Bulnes.

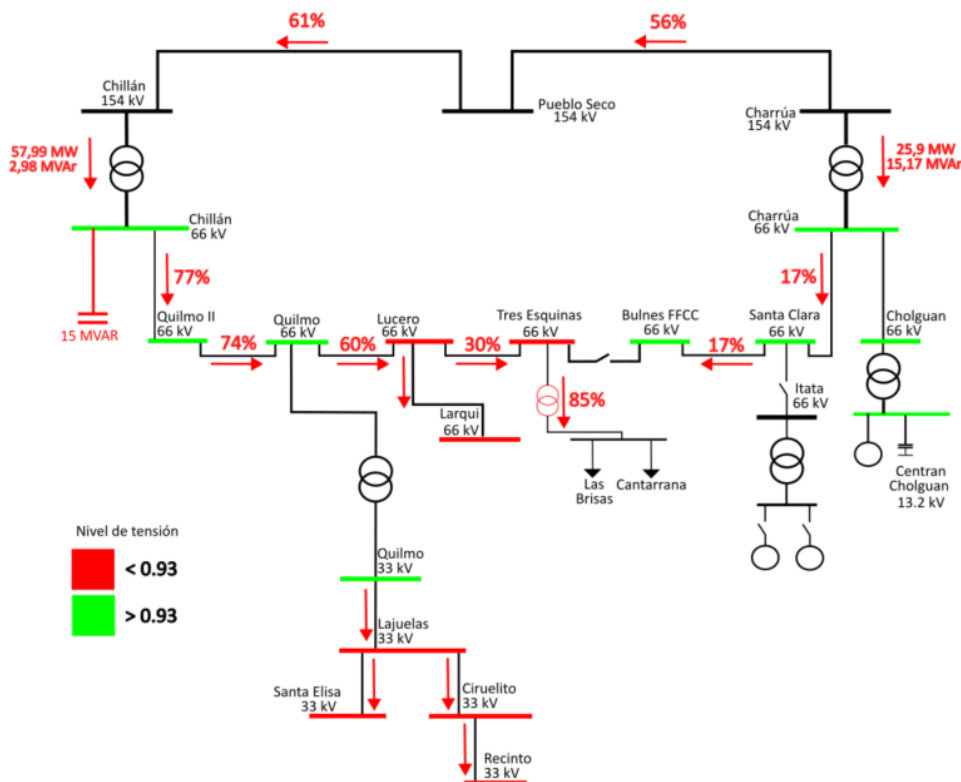


Figura 138. Resultados Flujo de Potencia para la implementación de la apertura tramo de línea Tres Esquinas Bulnes.

B. APERTURA TRAMO DE LÍNEA TRES ESQUINAS BULNES Y NUEVA LÍNEA MONTENEGRO – LUCERO

Los problemas de operación encontrados en el punto anterior se resuelven con la conexión de la nueva línea Montenegro – Lucero (Figura 139). Los resultados del flujo de potencia para esta condición de operación se muestran en la Figura 140. Se observa que los problemas de dimensionamiento y regulación de voltaje del sistema de transmisión en este sector de la Región de Ñuble se resuelven (66 kV), al quedar las líneas trabajando a menos del 30 % de su capacidad nominal, y con regulación de tensión inferior al 7%. En este caso, no se hace necesario bajar el flujo de potencia en estas líneas en los días de mayor temperatura ambiental.

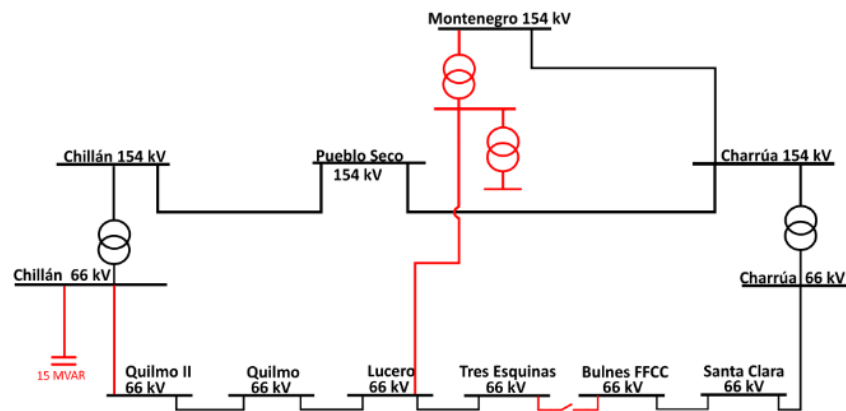


Figura 139. Diagrama unilineal considerando Línea Montenegro – Lucero.

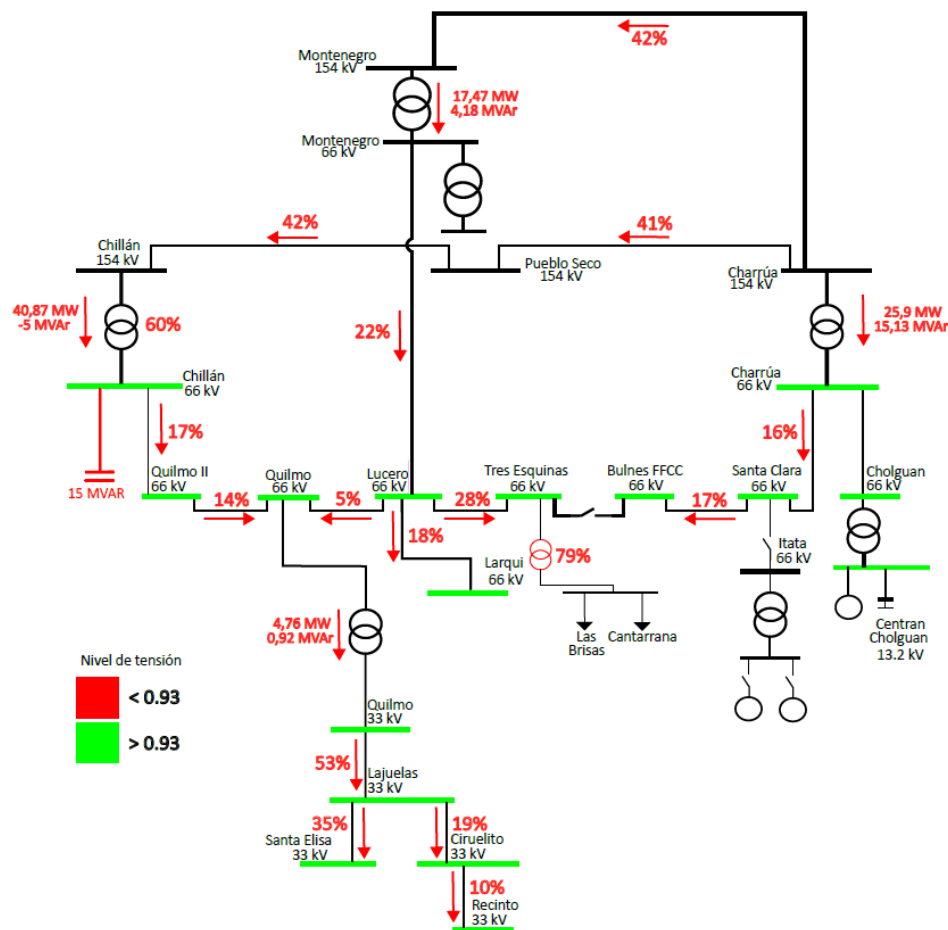


Figura 140. Diagrama unilineal con resultados del Flujo de Potencia para la conexión de Montenegro Lucero.

C. CONEXIÓN DE BESS PARA DESCONGESTIONAR SAN CARLOS

Se propone el uso de BESS para resolver los problemas de abastecimiento eléctrico en la zona de San Carlos (ver Figura 141). Se considera la conexión de un BESS de 10 MW, que trabaje de manera similar a un recortador de

demanda, por lo que los requerimientos de energía serían bajos. Los resultados del flujo de potencia considerando la conexión del BESS en la barra de 66 kV de la subestación de San Carlos se muestran en la Figura 142.

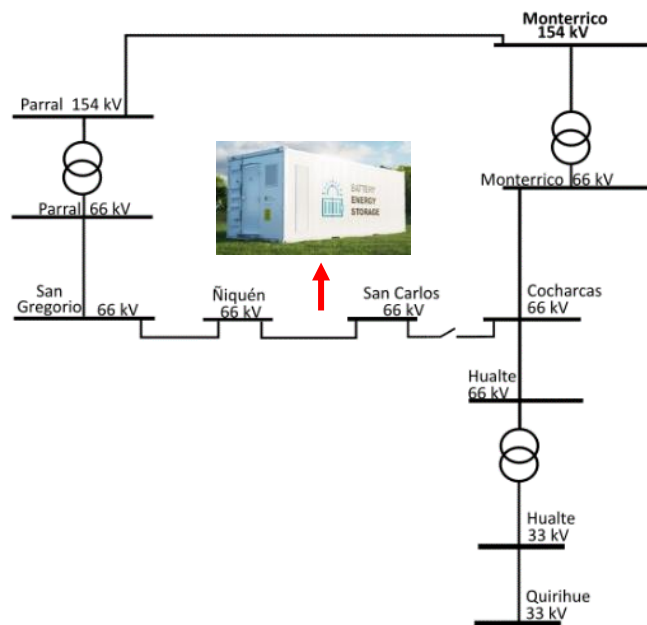


Figura 141. Diagrama unilineal simplificado considerando la conexión de un BESS en San Carlos.

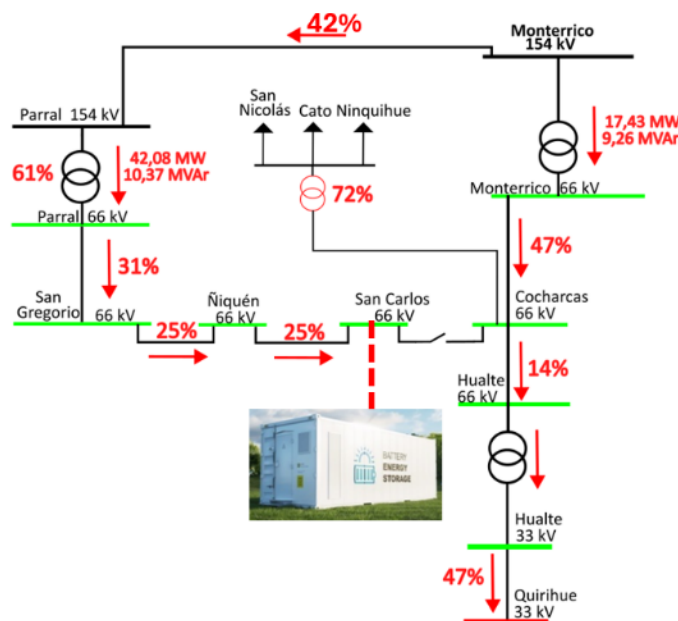


Figura 142. Diagrama unilineal simplificado mostrando los resultados del Flujo de Potencia con la conexión de un BESS de 10 MW en S/E San Carlos.

D. PROPUESTAS CONJUNTA DE TRANSELEC Y COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Transelec y el Coordinador Eléctrico Nacional han propuesto proyectos para mejorar la capacidad de transmisión de la Región de Ñuble. En el caso de Transelec, los proyectos propuestos buscan aumentar la capacidad de las

líneas en 154 kV y del Coordinador Eléctrico a reforzar la transmisión en 66 kV. Los proyectos específicos propuestos son:

- **Aumento capacidad de la línea 66 kV Charrúa-Chillán (CEN):** Cambio de conductor de línea 1x66kV Charrúa -Chillán, que actualmente posee un conductor de Cobre 1/0 AWG, y AAAC Butte en algunos tramos, por una configuración de conductores que permita una capacidad de transporte de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.
- **Aumento capacidad de línea 66 kV Monterrico-Cocharcas (CEN):** Cambio de conductor de la línea 1x66 kV Monterrico - Cocharcas, que actualmente posee un conductor Cu 1/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 56 MVA a 35°C con sol. Adicionalmente, las obras consideran completar el paño de línea Monterrico - Cocharcas en la S/E Cocharcas.
- **Aumento capacidad de la línea 154 kV Itahue-Parral (Transelec):** Aumento de la capacidad de la línea existente 1x154 kV entre las subestaciones Parral e Itahue de aproximadamente 120 km mediante el reemplazo del conductor de cobre de 300 MCM existente por un conductor de alta capacidad, de forma de aumentar la capacidad a 200 MVA por circuito. Capacidad de transporte de la línea debe ser de 750 A a 35°C.
- **Aumento capacidad de línea 154 kV Parral-Monterrico (Transelec):** Aumento de la capacidad de la línea existente 1x154 kV entre las subestaciones Parral y Charrúa de aproximadamente 62 km mediante el reemplazo del conductor de Cobre de 300 MCM existente por un conductor de alta capacidad, de forma de aumentar la capacidad a 200 MVA por circuito. Capacidad de transporte de la línea debe ser de 750 A a 35°C.
- **Aumento capacidad de la línea 154 kV Chillán – Charrúa (Transelec):** Aumento de la capacidad de la línea existente 1x154 kV entre las subestaciones Charrúa y Chillán de aproximadamente 61 km, mediante reemplazo del conductor de Cobre 2/0 AWG existente, por un conductor de alta capacidad que permita aumentar la capacidad a 205 MVA por circuito. Capacidad de transporte de la línea debe ser de 769 A a 35°C.

Los resultados del flujo de potencia, con todos los cambios propuestos implementados, se muestran en la Figura 143. El aumento de capacidad de las líneas, tanto en 66 kV como en 154 kV, resuelve los problemas de congestión existentes y permite el aumento de la demanda proyectada para los próximos años.

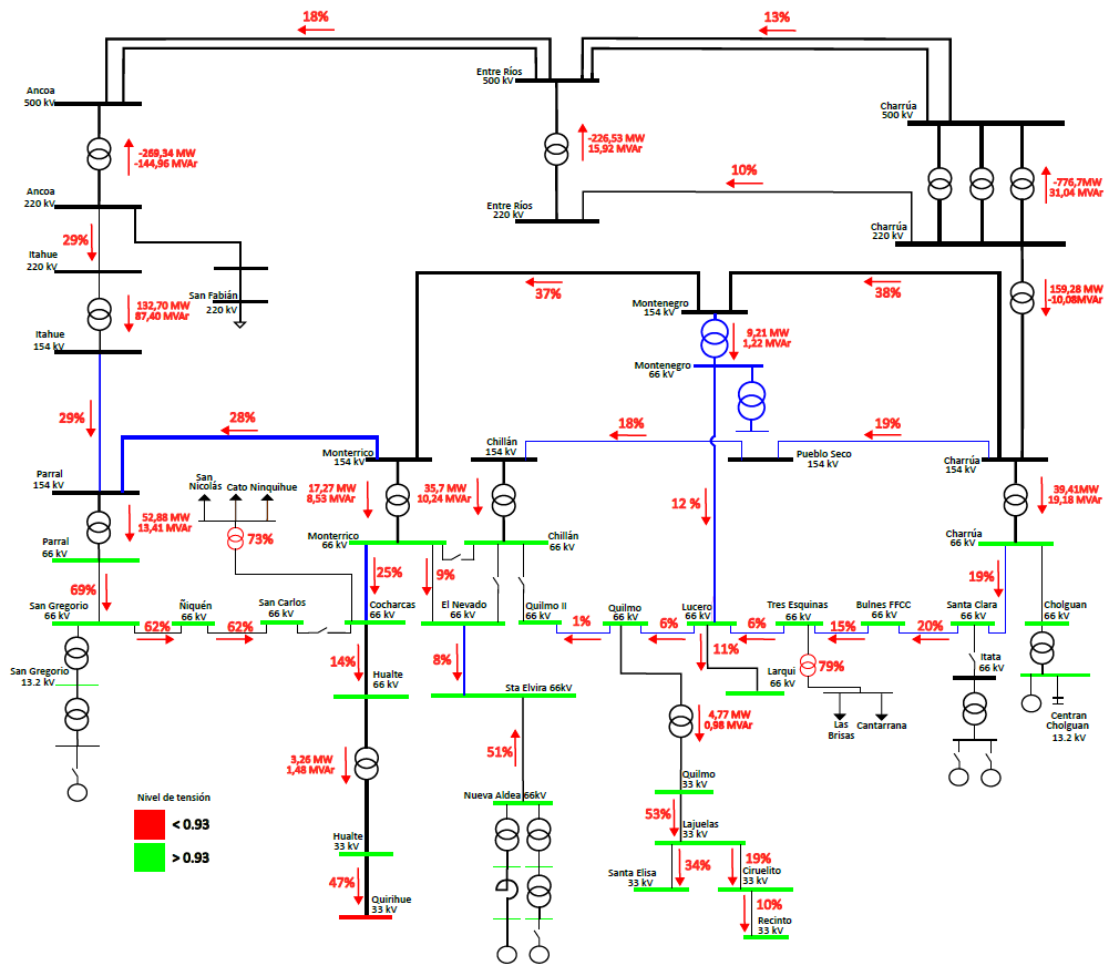


Figura 143. Diagrama unilineal simplificado con los resultados Flujos de Potencia considerando los cambios propuestos por el Coordinador Eléctrico Nacional y TRANSELEC.

E. CONEXIÓN DE ALIMENTADORES A S/E SAN FABIÁN

Otra alternativa propuesta para descongestionar la subestación de San Carlos es conectar los alimentadores Cato (actualmente conectado a Cocharcas), Alicó (conectado a subestación San Carlos) y San Carlos (conectado a subestación San Carlos) a la subestación San Fabián. Estos tres alimentadores llegan a la cercanía de la subestación San Fabián, por lo que es necesario conectar un transformador de 220/13,2 kV, al que se conectarían los tres alimentadores indicados. La ubicación de las subestaciones y de los alimentadores se muestra en la Figura 144. Los resultados del flujo de potencia de la solución propuesta se muestran en la Figura 145.

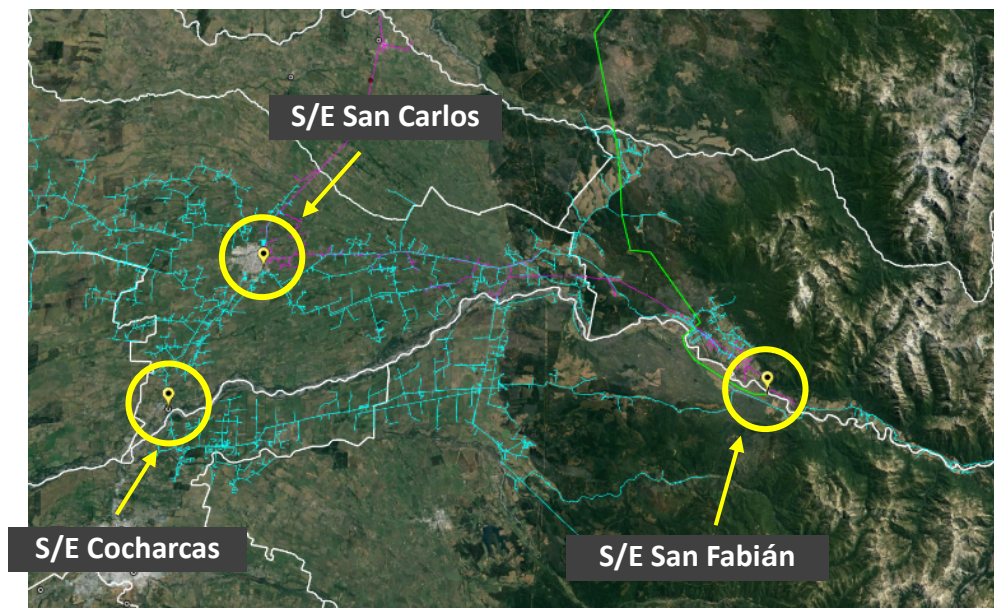


Figura 144. Ubicación de las subestaciones San Carlos y Cocharcas de las que se trasladará los alimentadores Cato, Alico y San Carlos para ser alimentados desde la S/E San Fabián.

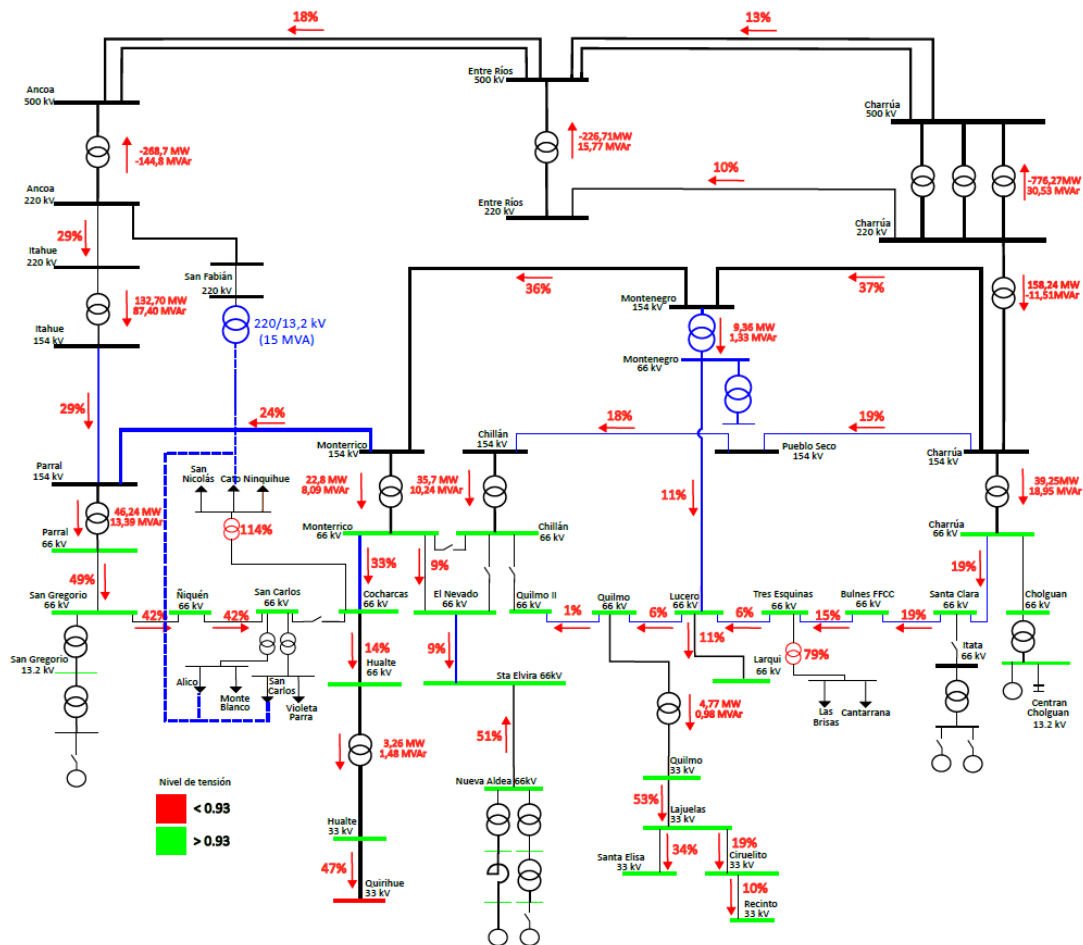


Figura 145. Resultados Flujos de Potencia implementando el traslado de los alimentadores Cato, Alico y San Carlos hasta la S/E San Fabián.

La alimentación desde San Fabián a los sectores de San Carlos – Cocharcas a través de una nueva subestación 220/13,2 kV disminuye la sobrecarga en la zona de Parral – San Gregorio de un 69% a un 49%, San Gregorio – Ñiquén desde un 62% a un 42%; Ñiquén – San Carlos desde un 62% a un 42%. La potencia total transferida desde San Fabián es de 10,29 MVA. Se mantiene la sobrecarga en transformador de 10 MVA de Cocharcas.

4.4 ANÁLISIS DE ESCENARIOS FUTUROS

4.4.1 HERRAMIENTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Para identificar los requerimientos a futuro nivel de infraestructura eléctrica de la región, se utilizó una herramienta de expansión de la transmisión, denominada FlexTran. Esta herramienta entrega la expansión óptima del SEN, en base a las proyecciones de la demanda y la generación, con resolución anual. Para ello, la herramienta utiliza días representativos por cada año y asume un escenario hidrológico fijo. De este modo se obtiene el plan de obras que minimiza los costos totales del sistema (inversión y operación) en el horizonte de planificación, para cada uno de los escenarios futuros definidos en este estudio. Para este estudio, se utilizaron 12 días representativos al año para caracterizar la demanda y la generación y se utilizó la hidrología del año 2011 (semi seca).

El modelo del SEN en la herramienta FlexTran se construyó a partir del modelo utilizado por el Coordinador, en la PET23. Este modelo consta de 305 barras, 394 líneas de transmisión, 54 transformadores y abarcan niveles de tensión entre 154 kV y 500 kV. En algunos casos particulares, el modelo incluye líneas y barras de 66 kV, pero no en la región del Ñuble. Con tal de identificar de mejor manera los requerimientos a nivel de infraestructura eléctrica para la región del Ñuble, a este modelo se le agregaron las barras y líneas de 66 kV de la región, obtenidas del modelo de DlgSILENT PowerFactory del SEN, el mismo utilizado para analizar la situación actual. Con esto, el modelo definitivo utilizado consta de 326 barras, 457 líneas y 56 transformadores. Dado que el modelo de la PET23 del Coordinador agrega las demandas del sistema de transmisión zonal (66 kV), asignándolas a barras de 154 kV o superior, para desagregar la demanda se utilizó un mapeo entre las demandas de las barras de 154 kV del modelo de la PET y las demandas de 66 kV del modelo en DlgSILENT PowerFactory, desarrollado por el Coordinador. Este mapeo utiliza factores de participación, los que se utilizaron para prorratear las demandas del modelo de la PET, en cada una de las barras del sistema zonal para la región del Ñuble. Cabe destacar que los factores de participación son fijos, es decir, no dependen de la hora del día ni de la estación del año. El detalle del mapeo utilizado se encuentra en el Anexo 6.

Cabe destacar que en este modelo se consideraron solo los equipos de transmisión, es decir, líneas, subestaciones y transformadores (tanto el primario como el secundario) conectados a un nivel de tensión sobre 23 kV. Los transformadores que se utilizan en distribución no fueron considerados para la determinación de la infraestructura futura de la región, ya que su análisis está fuera del alcance de este estudio. Para estos transformadores, la demanda proyectada se definió en el lado de AT del transformador. Sin embargo, en los estudios de la situación actual, utilizando la herramienta DlgSILENT, sí se modeló una parte importante de estos sistemas de transformación. Futuros estudios podrán, en un trabajo sistemático en conjunto con las empresas de distribución, identificar los requerimientos actuales y futuro para ese tipo de equipamiento.

La siguiente figura muestra las principales características del programa de expansión de la transmisión utilizado para identificar los requerimientos de infraestructura eléctrica en la región.

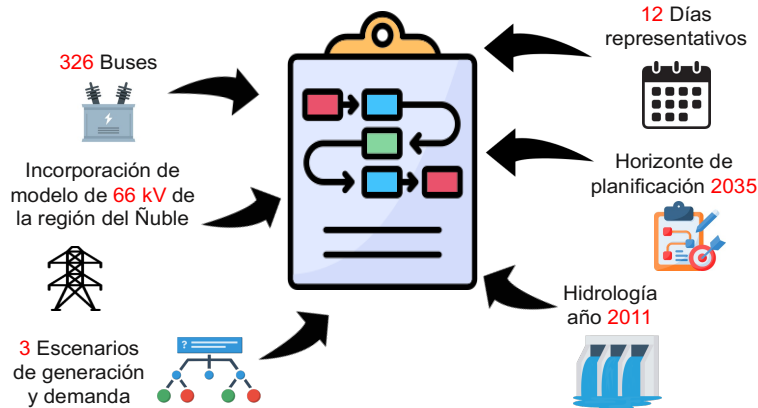


Figura 146. Principales características del modelo de expansión utilizado. Fuente: Elaboración propia.

4.4.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN LOCAL FUTURA

Para proyectar la demanda futura, se utilizó como base el Escenario A del proceso de Planificación de la Expansión del año 2023 (PET23), desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional, que constituye la demanda del Escenario Tendencial de este estudio. Luego, tal como se indica en la sección 4.1, para analizar un escenario de alta electrificación, se agregaron el 100% de los clientes de Capa 2 (expansión de clientes actuales) y un 60% de los clientes de capa 3 (nuevos clientes empresariales), para la región del Ñuble. Es decir, el estudio de la demanda realizado a través de la metodología de pirámide Ñ (ver Sección 4.3.2), es una entrada directa para el estudio de expansión. En efecto, a cada polígono simulado, se le asignó un porcentaje de participación en la demanda de las subestaciones de 66 kV modeladas en el ejercicio de planificación. De esta forma, para cada escenario, se tiene una correspondencia directa entre el estudio de demanda y las simulaciones de planificación.

Para caracterizar la demanda horaria de los nuevos clientes de capa 2 y capa 3 incorporados, se revisaron los retiros de energía realizados en el SEN para el año 2023, los cuales son reportados periódicamente por el CEN¹²⁶. La información disponible consiste en la energía horaria retirada por cada cliente libre, la barra de retiro, y si es un cliente industrial conectado al sistema de transmisión, al sistema de distribución, o si corresponde a una

¹²⁶ <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/2023-antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>

distribuidora. Con esta información, se le asignó un perfil a cada uno de los clientes de capa 2 y 3 (ver sección 4.2.3), siguiendo la metodología mostrada en la Figura 147.

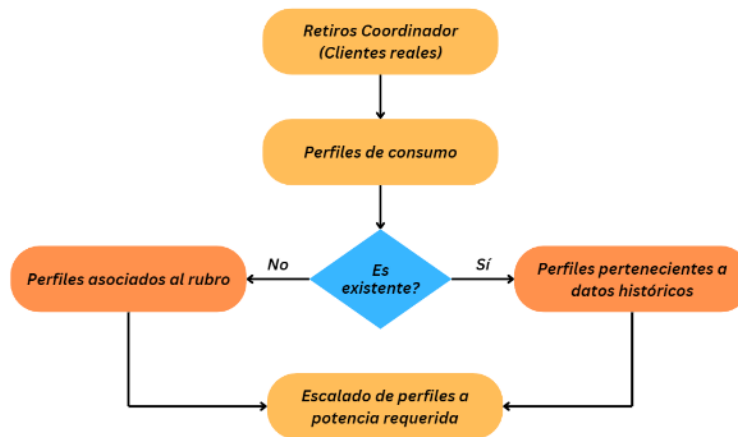


Figura 147. Esquema de metodología para la asignación de perfiles de consumo.

Tal como se puede ver de la Figura 147, el primer paso es obtener los perfiles reales de cada uno de los clientes existentes, en base a sus retiros del año 2023. Los datos históricos fueron normalizados, por cada cliente libre, en base a su demanda máxima anual. Luego, se identificó para cada cliente pertenecientes a las capas 2 y 3 si corresponde a una extensión de un cliente actual del SEN o si corresponde a una nueva demanda. Para los proyectos de extensión, se les asignó el mismo perfil de demanda, en base a sus retiros históricos. Para los proyectos nuevos, se les asignó un perfil en base al rubro, donde se buscó no repetir perfiles con tal de tener una representatividad más amplia. Finalmente, los perfiles asociados a los clientes fueron escalados en base a la potencia contratada, obteniéndose así el aumento de la demanda para los escenarios con alta electrificación.

En cuanto a la proyección de la generación local, al igual que con la demanda, se utilizó como base el Escenario A del proceso de Planificación de la Expansión del año 2023 (PET23), hecha por el Coordinador Eléctrico Nacional. Esta generación local fue utilizada en los escenarios Tendencial y de alta electrificación y desarrollo moderado de recursos locales (2030-2035) de este estudio. Finalmente, para proyectar el escenario de desarrollo activo de recursos locales (2030-2035), se consideró un escenario optimista de penetración de generación renovable de gran escala en la región. Entre otros, se asumió un escenario optimista de penetración de PMGD y *net billing* en las distintas zonas y el autoabastecimiento del sector agrícola.

La siguiente tabla muestra la potencia instalada de generación y la demanda adicional en cada una de las barras del Ñuble. La ubicación geográfica de las nuevas demandas y unidades de generación se muestra en las Figura 148 y Figura 149.

Tabla 49. Generación y demanda adicional por barra del sistema.

Barra	Generación adicional [MW]	Demanda Capa 2 [MW]	Demanda Capa 3 [MW]	Demanda Total [MW]
Bulnes FFCC 66 kV	18,40	1,85	3,76	5,61
Chillan 66 kV	247,51	9,76	25,36	35,12
Cholguan 33 kV	102,85	-	-	0,00
Cholguan 66 kV	-	0,00	0,14	0,14
Cocharcas 66 kV	92,68	0,77	4,84	5,61
Hualte 66 kV	18,82	0,92	3,09	4,01
Lucero 66 kV	-	2,20	3,31	5,51
Pueblo Seco 154 kV	120,89	0,21	0,87	1,08
Quilmo 66 kV	0,28	1,87	8,96	10,83
Quilmo 2 66 kV	-	0,23	0,80	1,03
San Carlos 66 kV	204,66	0,00	4,31	4,31
San Gregorio 33 kV	41,53	-	-	0,00
Santa Elvira 66 kV	124,62	-	-	0,00
Tres Esquinas 66 kV	105,76	4,37	11,49	15,86
Total	1.078,00	22,18	66,93	89,11

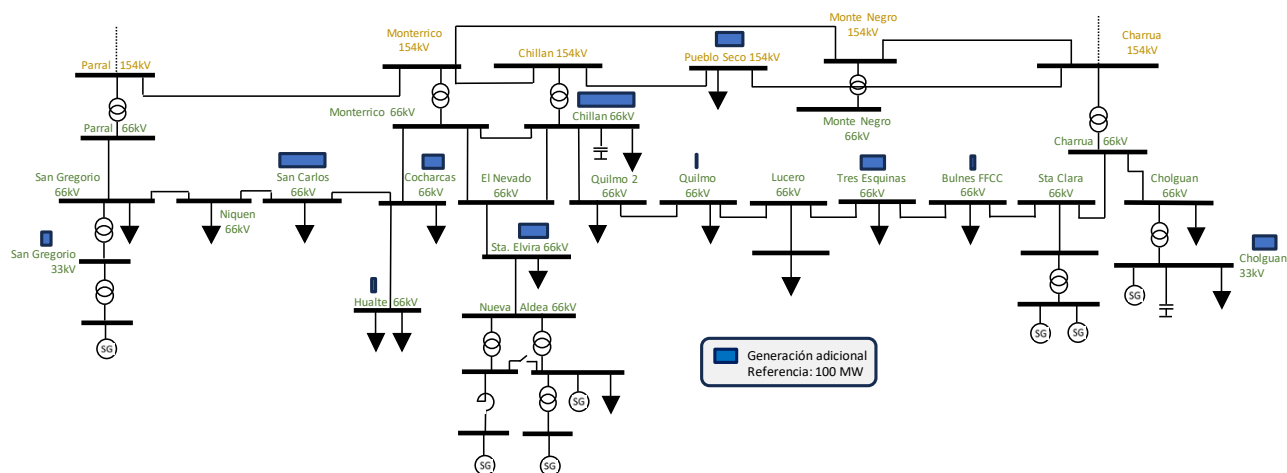


Figura 148. Ubicación geográfica de la generación adicional.

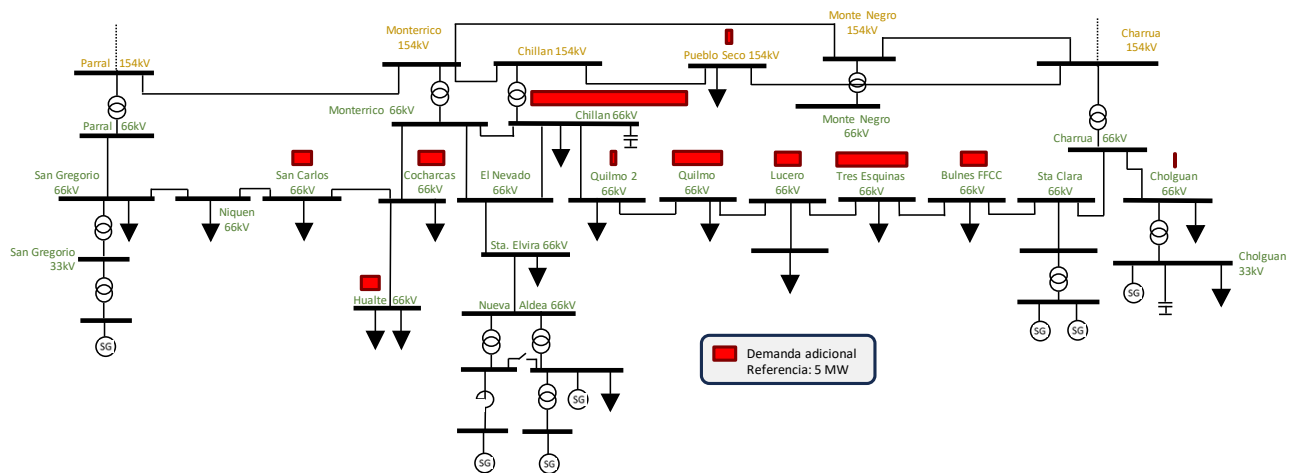


Figura 149. Ubicación geográfica de la demanda adicional.

Finalmente, para determinar la evolución de la demanda y generación hasta el año 2035, la nueva demanda y unidades de generación se incorporaron de manera gradual. Las Figura 150 y Figura 151 a continuación muestran la proyección de la demanda (GWh) y la potencia instalada en generación local (MW) en la región del Ñuble, para cada uno de los escenarios analizados.

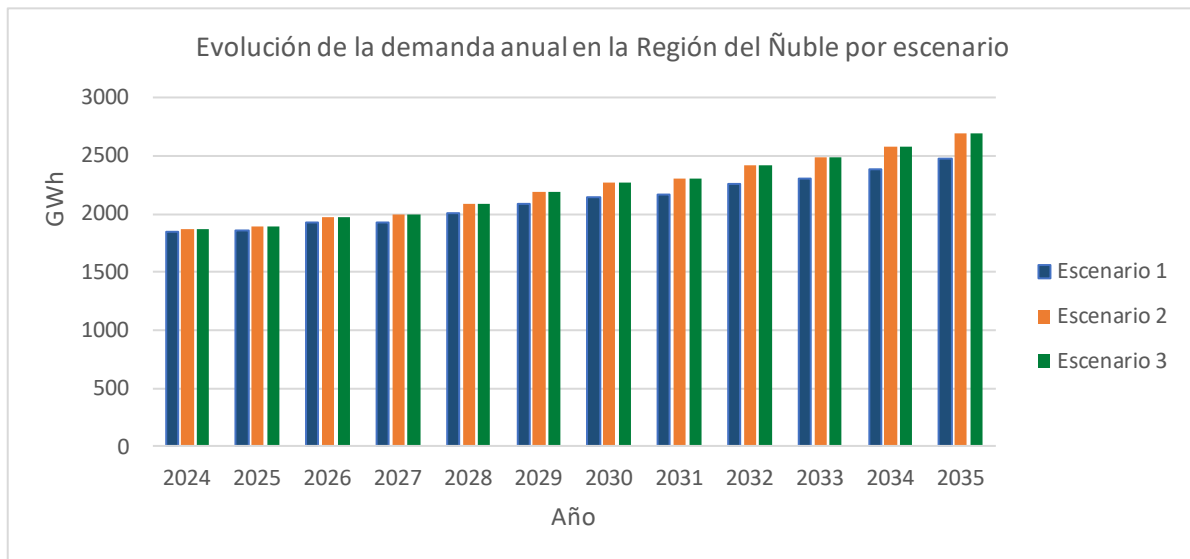


Figura 150. Evolución de la demanda del Ñuble en cada uno de los escenarios.

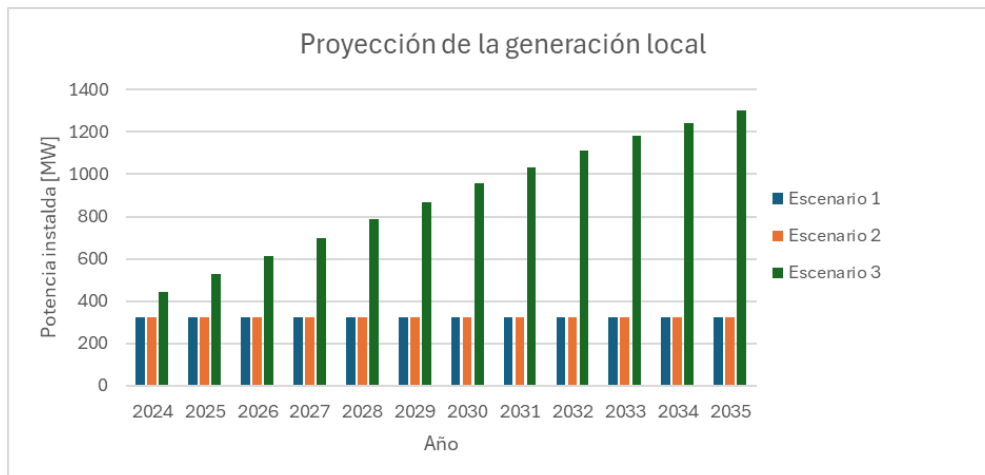
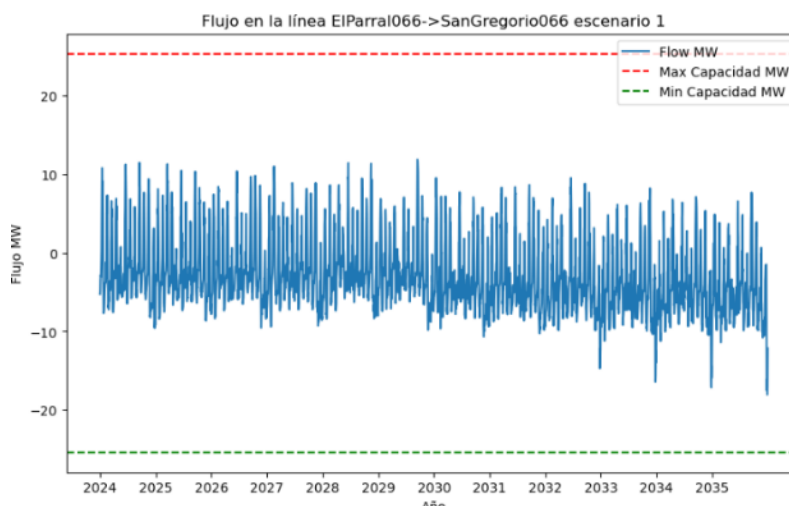


Figura 151. Evolución de la generación local del Ñuble en cada uno de los escenarios.

4.4.3 IDENTIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

Para identificar proyectos candidatos a expansión, se determinó primero la expansión óptima del SEN, para cada uno de los escenarios, sin considerar reforzamientos en la zona del Ñuble. Estas simulaciones permitieron identificar necesidades de reforzamiento en las líneas de la región del Ñuble, definiendo, así, los correspondientes proyectos de expansión. Análogamente, no se consideraron proyectos de expansión en aquellas líneas que no presentaron congestiones para los casos de estudio. De manera ilustrativa, las siguientes figuras muestran el nivel de carga de tres líneas de la región del Ñuble, como resultado de estas simulaciones. Estas líneas se seleccionaron porque presentan un alto nivel de congestión en uno o más de los escenarios de estudio.



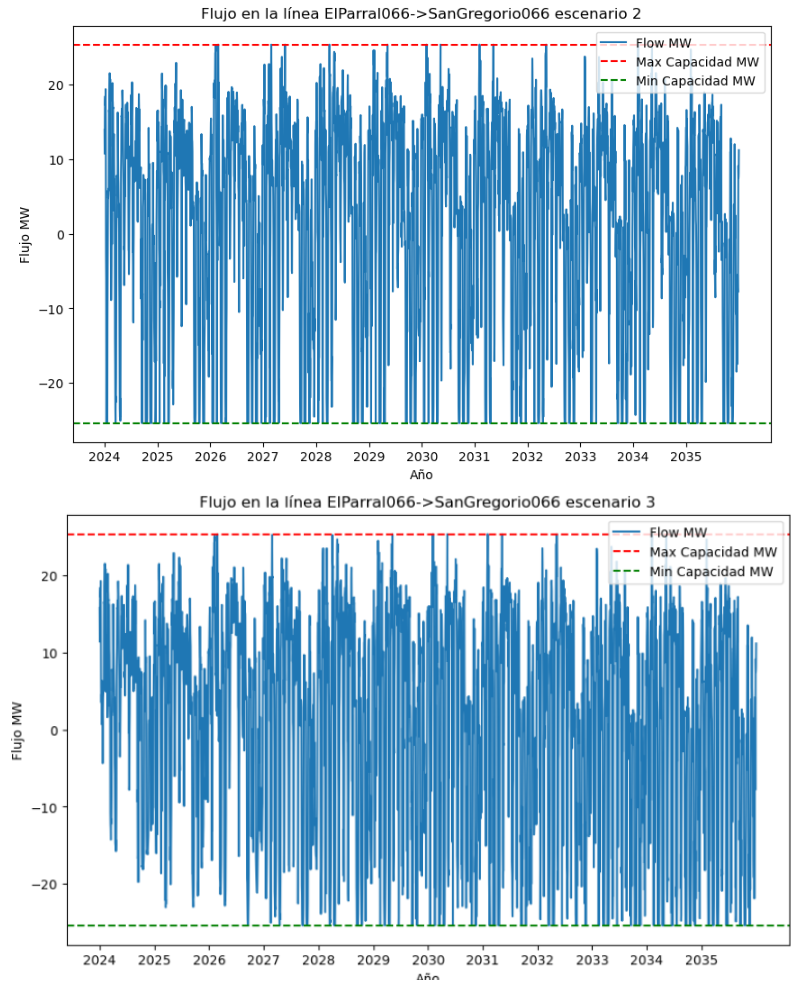


Figura 152. Nivel de carga en la línea El Parral 66 kV – San Gregorio 66 kV, en cada uno de los escenarios, sin considerar expansiones en la región del Ñuble.

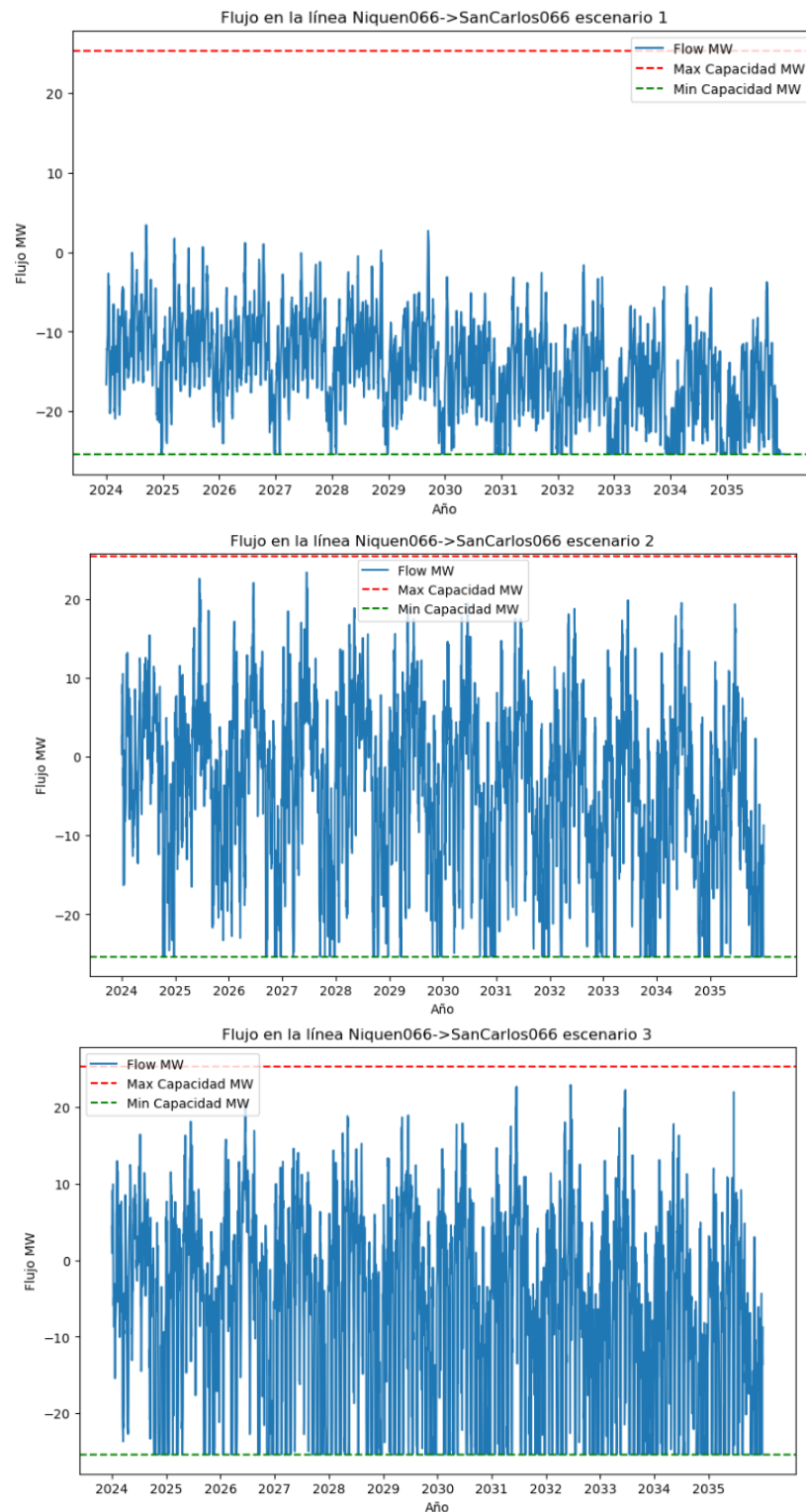


Figura 153. Nivel de carga en la línea Niquen 66 kV – San Carlos 66 kV, en cada uno de los escenarios, sin considerar expansiones en la región del Ñuble.

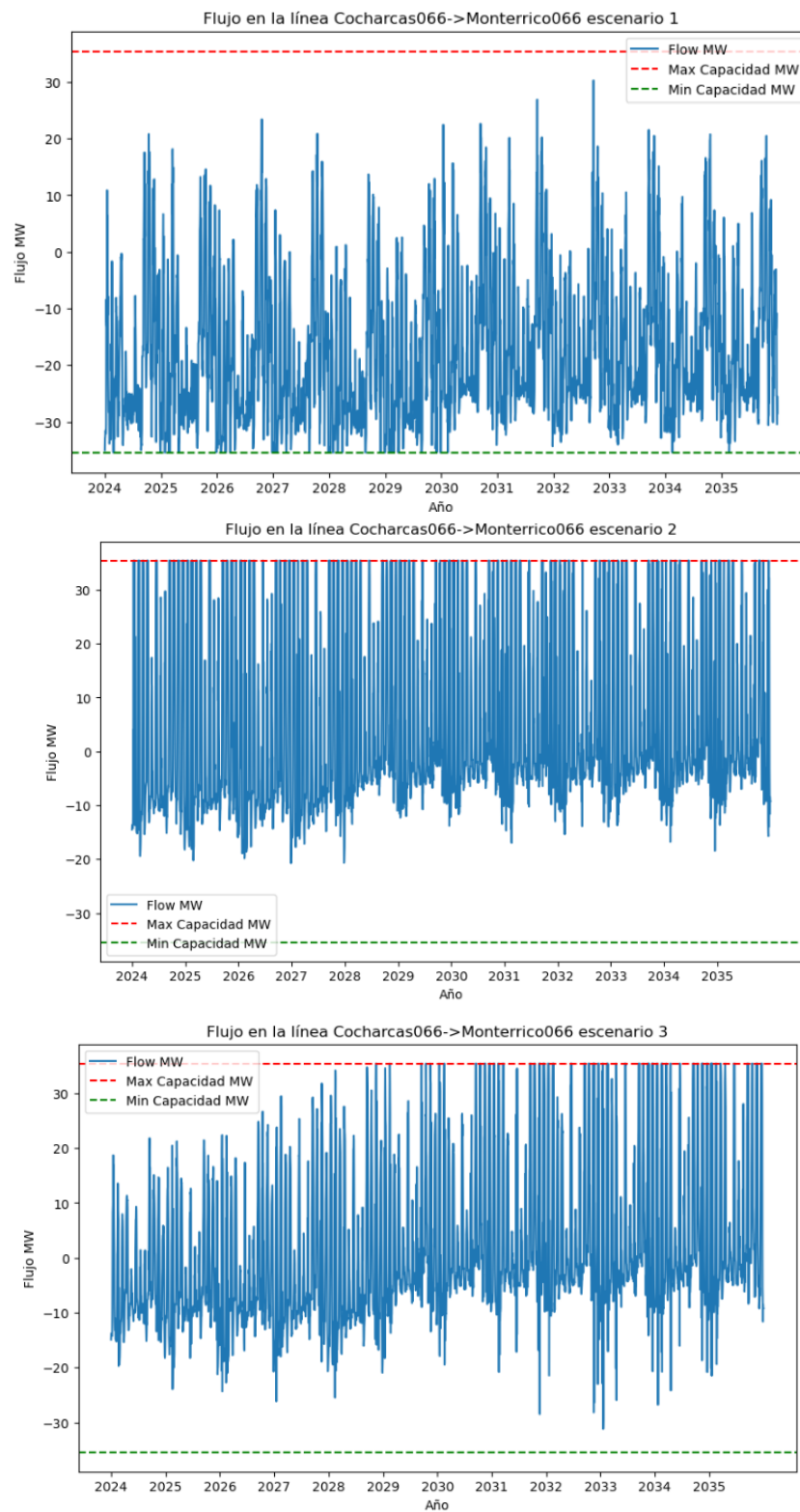


Figura 154. Nivel de carga en la línea Cocharcas 66 kV – Monterrico 66 kV, en cada uno de los escenarios, sin considerar expansiones en la región del Ñuble.

Como se puede ver de las figuras anteriores, los escenarios 2 (alta electrificación y desarrollo moderado de recursos locales) y 3 (alta electrificación y desarrollo activo de recursos locales) aumentan significativamente las congestiones en el sistema de 66 kV de la Región del Ñuble. Por ejemplo, para el escenario 1 (tendencial) la línea El Parral 66 kV – San Gregorio 66 kV no presentó congestiones. Sin embargo, en los escenarios 2 y 3 esta línea presenta importantes congestiones a partir del año 2026. Por su parte, las líneas Niquen 66 kV – San Carlos 66 kV y Cocharcas 66 kV – Monterrico 66 kV ya presentan congestiones en el escenario 1, las que se ven agravadas en caso de ocurrir los escenarios 2 y 3.

Los proyectos identificados a través de la expansión del SEN sin considerar la región del Ñuble se complementaron con otros proyectos. Concretamente, se agregaron proyectos identificados en el diagnóstico de la situación actual y se consideraron BESS a lo largo del sistema de 66 kV. Se consideraron BESS de 10 MW y 40 MWh cada uno (4 horas de almacenamiento). La lista total de proyectos considerados como candidatos a expansión para la región del Ñuble se muestran en las Tabla 50 y Tabla 51. Luego, en la Figura 156, se muestra gráficamente los proyectos considerados. Los costos de inversión se estimaron en base a otros proyectos de referencia, en la base de datos de la Expansión de la Transmisión 2023 del Coordinador (ver Figura 156).

Tabla 50. Líneas de transmisión de 66 kV consideradas para expansión.

Proyecto	Capacidad actual [MW]	Capacidad adicional [MW]	Costo [MMUSD]
ElParral066->SanGregorio066	25,37	25,37	1,93
Niquen066->SanCarlos066	25,37	25,37	1,93
SanFabian220->SanCarlos066	75,00	75,00	0,40
SanGregorio066->Niquen066	25,37	25,37	1,93
Monterrico154->Cocharcas066	35,40	35,40	2,93
MonteNegro154->Lucero066	75,00	75,00	1,00
Charrua066->Chillan066	90,00	90,00	16,00
EntreRios220->NuevaChillan220	-	150,00	28,30

Tabla 51. BESS considerados como candidatas a expansión. Los costos de inversión dependen del año de inversión (ver Figura 156).

Proyecto	Capacidad [MW]	Costo [MMUSD]
BESS_Chillan154 (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_Charrua (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_San_Gregorio (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_Cocharcas (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_Niquen (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_SanCarlos (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_Monterrico (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_Chillan066 (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_Quilmo (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_TresEsquinas (4h)	10	[8,4 – 11,69]
BESS_Cholguan (4h)	10	[8,4 – 11,69]

La siguiente figura muestra la evolución de los costos de inversión en BESS, por año, considerada.

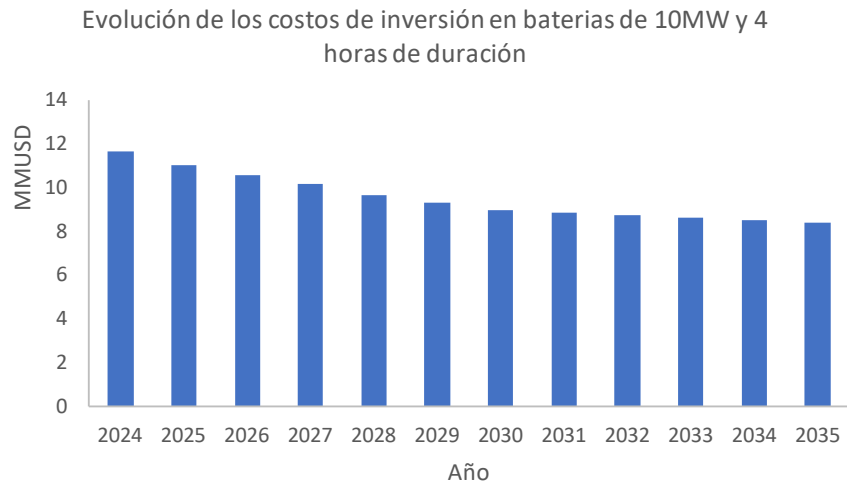


Figura 155. Evolución de costos de inversión en BESS.

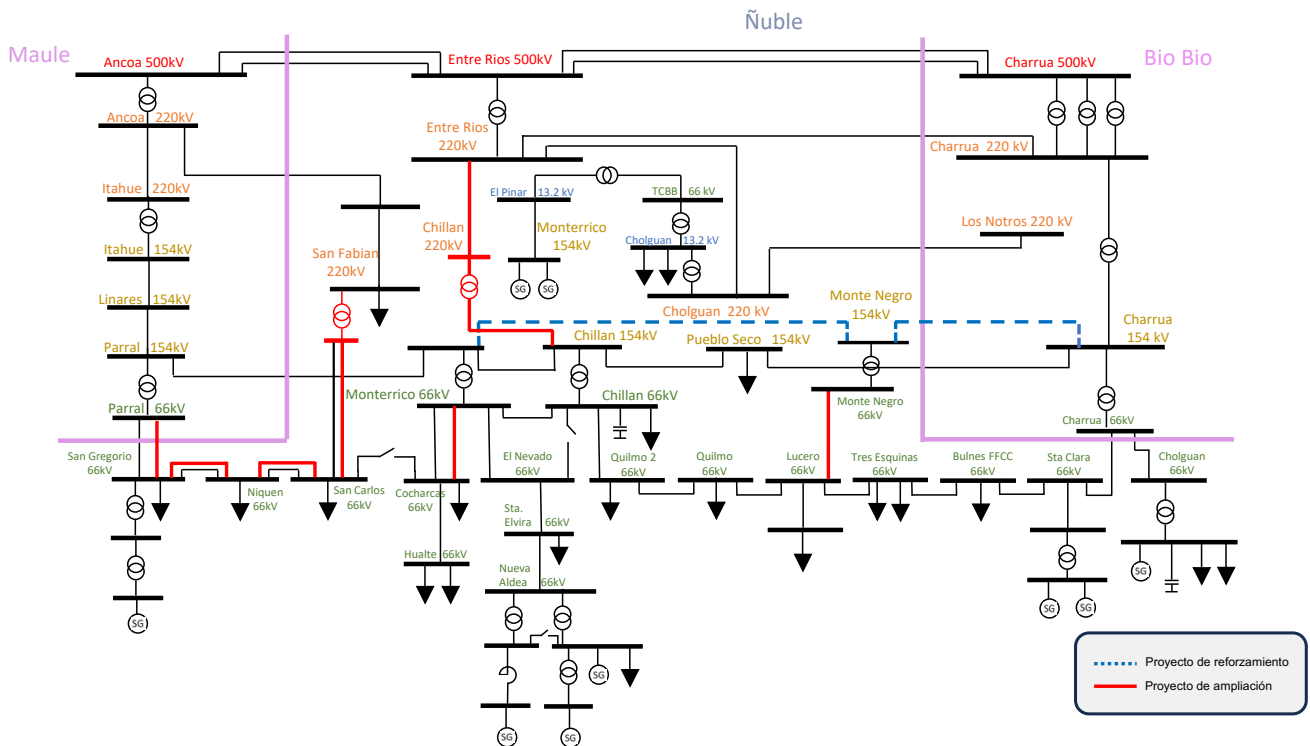


Figura 156. Proyectos candidatos de reforzamiento y ampliación del sistema de transmisión en la zona del Ñuble.

4.4.4 RESULTADO DE EXPANSIÓN ÓPTIMA

Los resultados de la expansión óptima de la región del Ñuble, por cada escenario de estudio, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 52. Resultados expansión de la transmisión para la región del Ñuble.

Proyecto	Escenario tendencial		Escenario de alta demanda		Escenario de alta demanda y alto desarrollo de recursos locales	
	Año	Capacidad MW	Año	Capacidad MW	Año	Capacidad MW
ElParral066->SanGregorio066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
Niquen066->SanCarlos066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
SanFabian220->SanCarlos066	2025	75,00	2025	75,00	2025	75,00
SanGregorio066->Niquen066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
Monterrico154->Cocharcas066	2028	35,40	2028	35,40	2028	35,43
MonteNegro066->Lucero066	2031	75,00	2031	75,00	2031	75,00
Charrua066->Chillan066	2035	90,00	2035	90,00	2034	90,00
EntreRios 220 -> NuevaChillan 220	2032	150,00	2031	150,00	2031	150,00

Como se puede ver de la tabla anterior, para todos los escenarios, el plan óptimo consiste en invertir en ocho proyectos de ampliación de líneas en la región. En todos los escenarios, se identifica la necesidad de reforzamiento para el año 2026 del corredor Parral 66 kV – San Gregorio 66 kV – Niquen 66 kV – San Carlos 66 kV – San Fabiano 66 kV, incluyendo un transformador de 220 kV/66 kV en San Fabiano. Más aún, la línea SanFabian220->SanCarlos066 debiera entrar en operación el año 2025. Asimismo, en todos los escenarios se requiere un reforzamiento de la línea Monterrico 66 kV – Cocharcas 66 kV para el año 2028 y de la línea Montenegro 66 kV – Lucero 66 kV para el año 2031. La principal diferencia entre los escenarios está en la puesta en servicio del reforzamiento en la línea Charrua066->Chillan066 y en la construcción de la línea EntreRios 220 -> NuevaChillan 220. Por una parte, en el escenario 1 (tendencial) la línea EntreRios 220 -> NuevaChillan 220 debiera estar operativa el año 2032 y se debiera reforzar la línea Charrua066->Chillan066 el año 2035. En comparación con el escenario 1 (tendencial), en el escenario 2 (alta demanda) se adelanta la construcción de la línea EntreRios 220 -> NuevaChillan 220 para el año 2031, al igual que para el escenario 3 (alta demanda y alto desarrollo de recursos locales). En el escenario 3 se adelanta, también, el reforzamiento de la línea Charrua066->Chillan066 para el año 2034.

Los resultados de la expansión óptima del sistema del Ñuble muestran los altos requerimientos de mejora de la infraestructura eléctrica en la región, la que es habilitante para su desarrollo. Más aún, la cantidad de obras de expansión que deben entrar ya al año 2026 es significativa. Considerando los altos tiempos involucrados en la construcción de nuevas líneas, incluso en los reforzamientos de líneas existentes, lograr dicho aumento de capacidad resulta complejo.

La Figura 157 muestra el valor presente neto (VPN) de los costos totales del sistema (inversión y operación) en el horizonte de estudio (2023 – 2035), para cada uno de los escenarios. El detalle de los costos de inversión y operación por cada escenario se muestra en la Tabla 53. Como se puede ver de la Figura 157, los menores costos se obtienen en el escenario 1 (tendencial), debido a los menores requerimientos de infraestructura eléctrica.

Ante un escenario de alta electrificación (escenario 2), los costos totales del SEN aumentan en MMUSD 266,9 (en VPN), en comparación con el escenario 1 (tendencial). Esta diferencia se explica principalmente por la mayor demanda, que resulta en mayores costos de operación. Si bien hay mayores costos de inversión, en comparación con el escenario 1, esta diferencia es marginal (MMUSD 0,24 en VPN).

Por su parte, en el escenario 3 (alta demanda y alto desarrollo de recursos locales) tiene costos totales mayores que el escenario 1 (MMUSD 54,07 más que el escenario 1), pero menores costos totales que el escenario 2 (MMUSD 212,83 menos que el escenario 2). Esto se explica porque, si bien existe una importante cantidad de generación local, la demanda aumentó con respecto al escenario 1. Estos resultados muestran el gran aporte de la generación local, ante un escenario de mayor demanda.

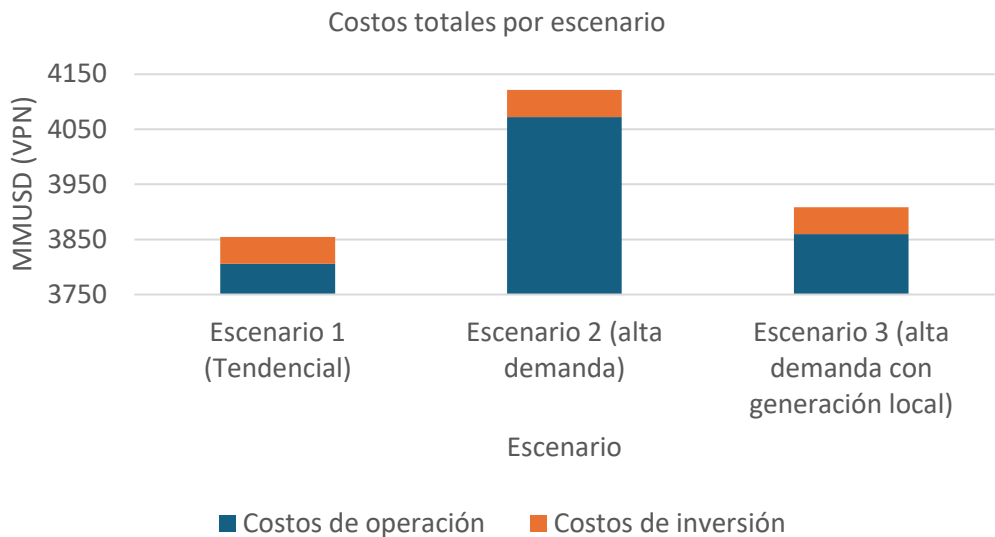


Figura 157. Costos totales (inversión y operación) por cada escenario.

Tabla 53: Detalle de los costos totales (inversión y operación), en VPN, por cada escenario.

	Costos de operación [MMUSD]	Costos de inversión en la región del Ñuble [MMUSD]	Costos de inversión resto del sistema [MMUSD]	Total [MMUSD]
Escenario 1 (tendencial)	3.805,49	11,02	37,80	3.854,31
Escenario 2 (alta demanda)	4.072,15	12,62	36,44	4.121,21
Escenario 3 (alta demanda y desarrollo de recursos locales)	3.859,44	13,30	35,64	3.908,38

Las siguientes figuras muestran la generación, vertimiento y demanda local en la región, por cada escenario. En el escenario 1, se observa un importante aumento de los vertimientos a partir del año 2029. En este caso, el vertimiento promedio entre los años 2024 – 2028 es de alrededor de 11,7% con respecto a la generación local, el que aumenta a partir del año 2029 a cerca de 19% anual. Para el escenario 2, el vertimiento se mantiene relativamente constante a lo largo de los años, en valores cercanos al 6% con respecto a la generación local. Esto se debe a la mayor demanda local. Finalmente, para el escenario 3, el vertimiento también aumenta fuertemente a partir del año 2029. En este caso, el valor promedio de vertimiento entre los años 2024 – 2028 es de 10,1% la generación anual, el que aumenta a partir del año 2029 a valores en torno a 25% de la generación anual. En particular, los resultados del escenario 3 muestran que con la infraestructura proyectada no es posible lograr el autoabastecimiento en el escenario 3, ya no es económicamente viable incorporar nueva infraestructura eléctrica para mitigar los vertimientos. Para lograr un autoabastecimiento de la región, sería necesario incorporar nuevos proyectos de generación, en subestaciones con capacidad de alojar de nuevas fuentes de generación (*hosting capacity*, en inglés).

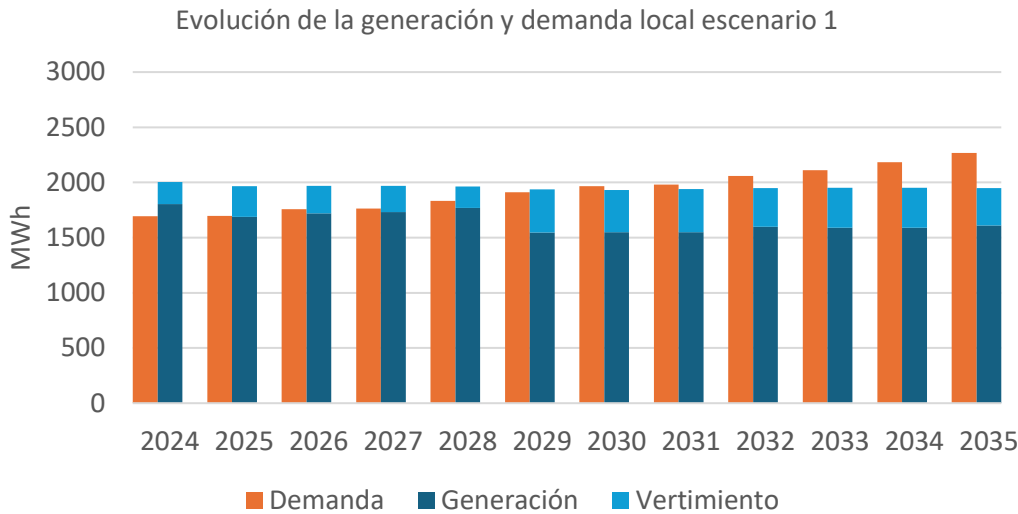


Figura 158. Evolución de la generación, demanda y vertimiento para el escenario 1 (tendencial)

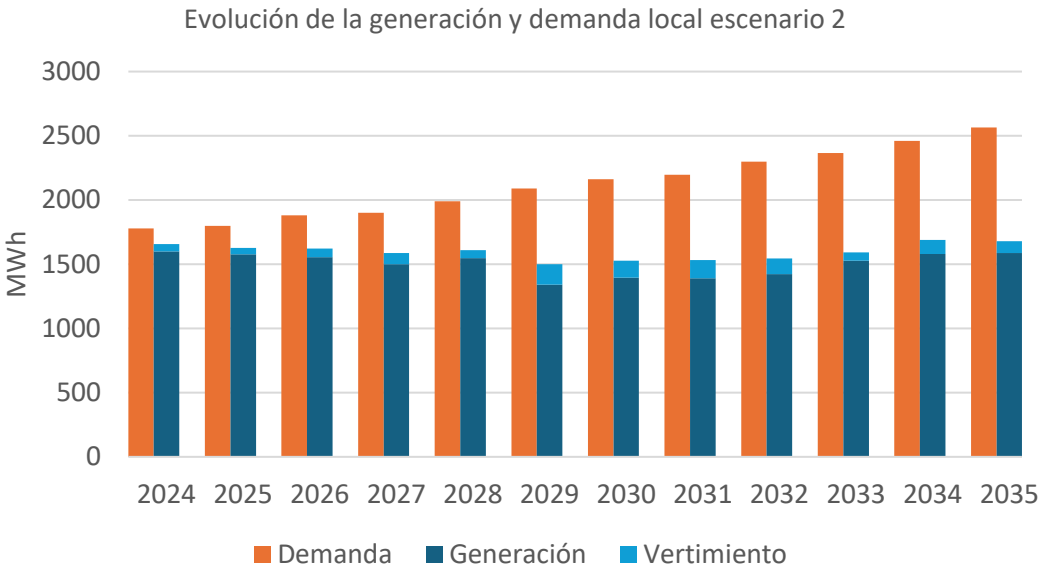


Figura 159. Evolución de la generación, demanda y vertimiento para el escenario 2 (alta demanda)

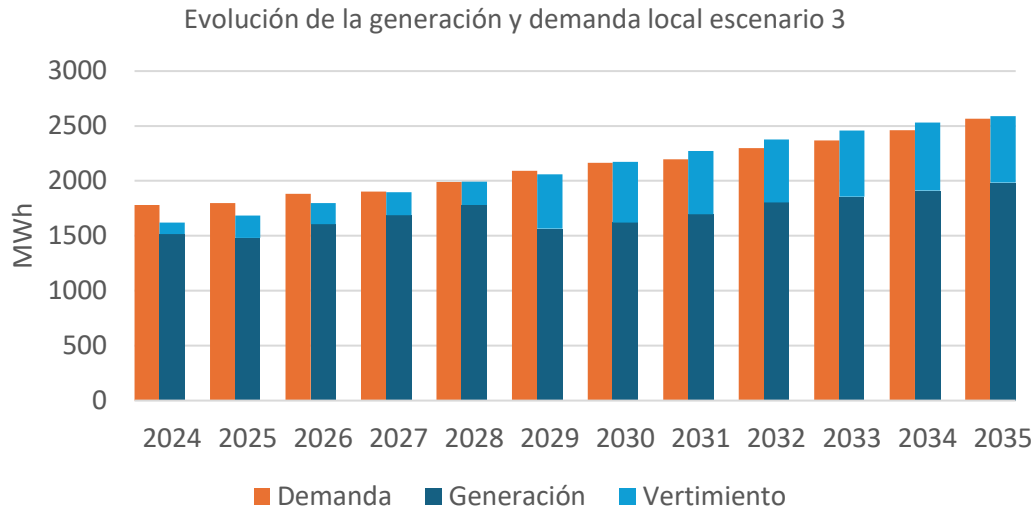


Figura 160. Evolución de la generación, demanda y vertimiento para el escenario 3 (alta demanda y generación local)

De manera ilustrativa, las siguientes figuras muestran la generación local y el vertimiento de energías renovables, por barra, para el escenario 3 de alta demanda y alto desarrollo de recursos locales, para los años 2030 y 2035. Las figuras respectivas para los escenarios 1 (tendencial) y 2 (alta demanda) se encuentran en el Anexo 7.

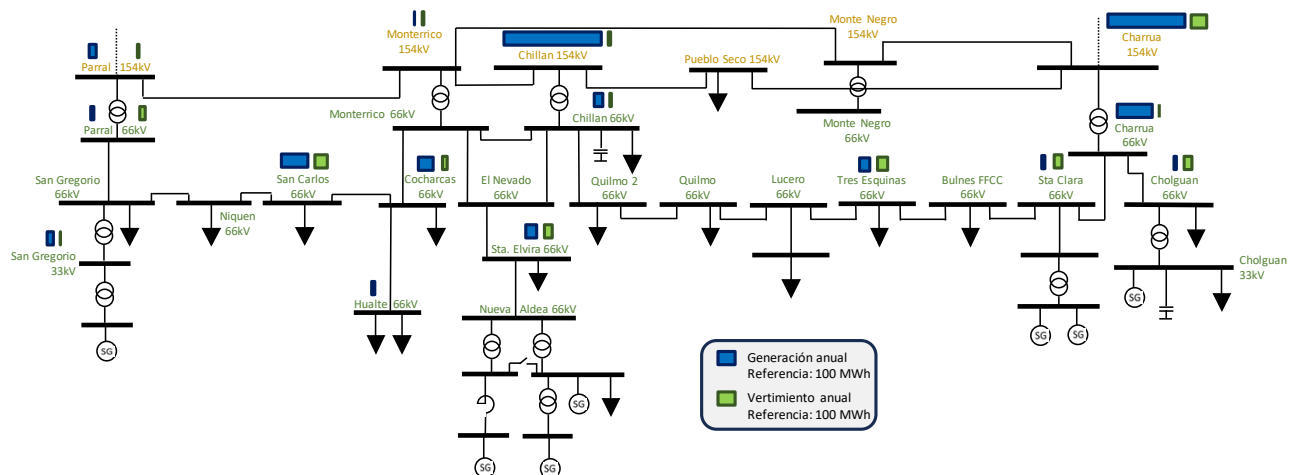


Figura 161. Generación local y vertimiento de energías renovables para el escenario 3 (alta demanda y alto desarrollo de recursos locales) para el año 2030.

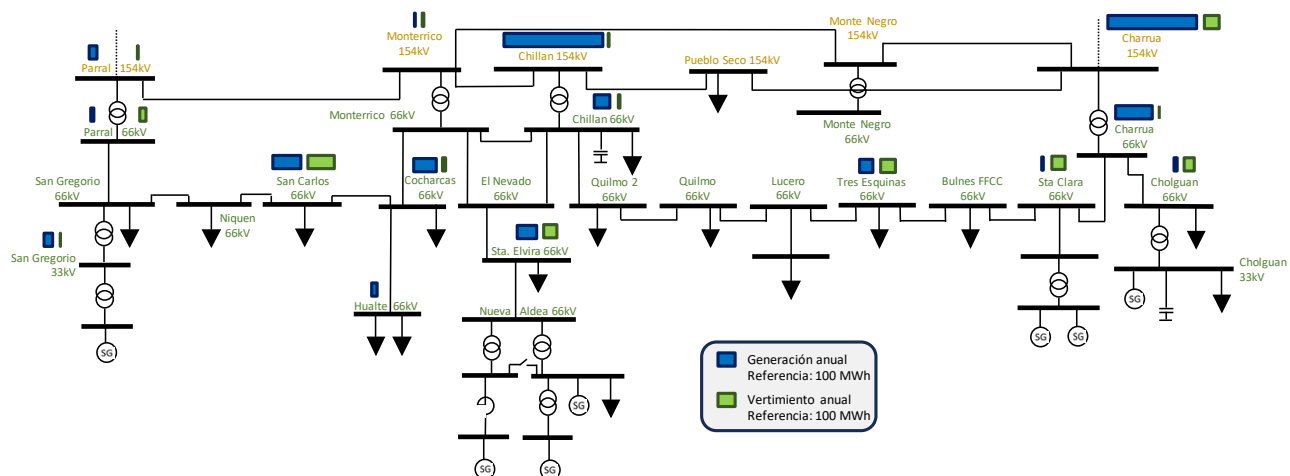


Figura 162. Generación local y vertimiento de energías renovables para el escenario 3 (alta demanda y alto desarrollo de recursos locales) para el año 2035.

4.4.5 SIMULACIÓN DETALLADA DE LA OPERACIÓN

Para validar los resultados obtenidos del modelo de planificación, se simuló la operación detallada del SEN para el horizonte de estudio, utilizando para ello el modelo PLP del Coordinador. A este modelo, se le incorporaron también las líneas y subestaciones de 66 kV que se modelaron en la herramienta de planificación de la transmisión FlexTran, tal como se indica en la Sección 4.4.1. A modo de comparación, se revisa también el modelo del sistema en OSE2000 que utilizó la Comisión para el proceso de expansión de la transmisión 2023, ya que en este modelo se incluyeron las líneas y transformadores de 66 kV de la Región del Ñuble.

Un aspecto importante identificado en este proceso, es que existen discrepancias en las capacidades de las líneas de 66 kV de la Región del Ñuble de los modelos de la Comisión en el software OSE2000 y las del modelo de DigSILENT, que maneja el Coordinador y que fueron utilizadas en este estudio. En la Tabla 54 se muestran las líneas de transmisión donde existen discrepancias entre ambos modelos. En la mayoría de los casos, las

capacidades utilizadas por el modelo en OSE2000 que gestiona la Comisión son mayores a las del modelo de DigSILENT, que gestiona el Coordinador, llegando en algunos casos a ser más del doble.

Tabla 54. Líneas de transmisión con capacidades diferentes en modelos de DigSilent y OSE2000.

Línea	DigSilent [MVA]	OSE2000 [MVA]	Diferencia porcentual
ElParral066->SanGregorio066	25,37	35,40	39,53%
SanGregorio066->Niquen066	25,37	33,50	32,05%
Niquen066->SanCarlos066	25,37	33,50	32,05%
SanCarlos066->Cocharcas066	25,37	33,50	32,05%
Cocharcas066->Hualte066	30,98	42,40	36,86%
Cocharcas066->Monterrico066	35,43	56,00	58,06%
Monterrico066->Chillan066	35,43	84,60	138,78%
Monterrico066->ElNevado066	79,11	85,60	8,20%
ElNevado066->Chillan066	56,01	56,00	-0,02%
ElNevado066->StaElvira066	56,01	56,00	-0,02%
StaElvira066->NuevaAldea066	44,13	49,40	11,94%
Chillan066->QuilmoII066	30,18	90,00	198,21%
QuilmoII066->Quilmo066	30,18	90,00	198,21%
Quilmo066->Lucero066	28,46	90,00	216,23%
Lucero066->TresEsquinas066	28,46	90,00	216,23%
TresEsquinas066->BulnesFFCC066	25,26	49,40	95,57%
BulnesFFCC066->StaClara066	25,26	49,40	95,57%
StaClara066->Charrua066	25,26	90,00	256,29%
Charrua066->Cholguan066	18,29	18,30	0,05%
Chillan154->Chillan066	75,00	150,00	100,00%
Charrua066->Chillan066	90,00	75,00	-16,67%

Las capacidades de las líneas de 66 kV del Ñuble que maneja la Comisión tampoco concuerdan con la información disponible en la página infotécnica del Coordinador¹²⁷. Esta discrepancia ya fue levantada por el Grupo SAESA, en el documento “Obras urgentes: subestación seccionadora Los Canelos 154/66 kV”, presentada a la Comisión el año 2020. Adicionalmente, no se tiene registro de proyectos en la región que justifiquen el aumento de capacidad en los tramos que presentan diferencias, lo supone una sobrestimación de la capacidad de algunas de las líneas presentes en la región del Ñuble por parte de la Comisión.

La siguiente tabla muestra el valor presente neto (VPN) de los costos de operación esperados para el horizonte de planificación, para cada uno de los escenarios, obtenidos con PLP, considerando el sistema de 66 kV. En el caso sin proyectos, se consideraron solo los proyectos de expansión obtenidos por el Coordinador, mientras que, en el caso con proyectos, se consideraron los proyectos de expansión para el Ñuble, obtenidos con FlexTran. Como se puede ver de la tabla, la incorporación de las obras de expansión del Ñuble identificadas por la herramienta de expansión, permiten una mejor operación económica del SEN. Como se puede ver de la tabla, para los escenarios

¹²⁷ <https://infotecnica.coordinador.cl/>

1 (tendencial) y 2 (alta demanda), existe un ahorro neto en VPN de 13,43 MMUSD y 14,19 MMUSD, respectivamente. Este ahorro es significativamente mayor para el escenario 3 (alta demanda y alto desarrollo de recursos locales), con un valor de 39,78 MMUSD (en VPN). Estos resultados muestran la importancia que tiene la expansión de la red en la región del Ñuble, ya que la incorporación de los proyectos propuestos supone un importante ahorro en costos de operación. Los altos valores obtenidos en el escenario 3 se explican por la generación local, para lo cual el sistema de transmisión en la región del Ñuble es habilitante.

Tabla 55: Valor presente neto de los costos de operación promedio [MMUSD] para los casos con y sin proyectos en la región del Ñuble

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Sin proyectos	5.151,90	5.211,39	5.235,29
Con proyectos	5.138,47	5.197,20	5.195,53
Diferencia	13,43	14,19	39,78

La siguiente tabla muestra el beneficio neto obtenido para cada uno de los escenarios, el que se calcula como la diferencia entre el ahorro en los costos de operación, obtenidos con PLP, y los costos de inversión. Como se puede ver de esta tabla, en todos los escenarios se obtiene un beneficio neto. Para los escenarios 1 (tendencial) y 2 (alta demanda), el beneficio neto de incorporar el plan de expansión propuesto es de 2,41 MMUSD y 1,57 MMUSD, respectivamente, mientras que para el escenario 3 (alta demanda y alto desarrollo de recursos locales), el beneficio neto alcanza 36,46 MMUSD. Estos resultados muestran que los proyectos de expansión para la región del Ñuble propuestos son fundamentales para el desarrollo energético de la región. Los resultados refuerzan, además, la necesidad de modelar explícitamente el sistema de transmisión zonal en la región del Ñuble, ya que facilita la identificación de proyectos de expansión que son beneficiosos, desde un punto de vista económico, en la región.

Es importante destacar que esta evaluación es coherente con la metodología actual usada por la Comisión para determinar el plan de obras con criterios económicos. La metodología que actualmente utiliza la Comisión consiste en evaluar proyectos de manera secuencial, y no como un plan de expansión completo. Concretamente, para evaluar la pertinencia de incorporar un proyecto al plan de obras por criterios económicos, se determinan los costos totales del sistema con y sin proyecto y si el beneficio económico es mayor a los costos de inversión del proyecto, entonces se incorpora al plan de obra. El problema con esta estrategia es que el resultado depende del orden con que fueron evaluados los proyectos y, además, hace difícil capturar la sinergia entre dos o más proyectos. No obstante lo anterior, el resultado obtenido de evaluar el plan de obras en su totalidad, en vez de ir evaluando proyectos uno a uno, sí es coherente con la metodología actual utilizada por la Comisión.

Tabla 55. Costo total de inversión de cada plan de expansión por escenario.

	Costos totales [MMUSD]		
Escenario	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costos de inversión (VPN anualizados)	-11,02	-12,62	-13,03
Ahorro en costos de operación (VPN)	+13,43	+14,19	+39,76
Beneficio neto	2,41	+1,57	+26,46

Otro aspecto importante a destacar es que al simular la operación detallada del SEN en PLP, considerando las capacidades de DIgSILENT y la expansión de la transmisión obtenida con la herramienta FlexTran, se obtuvo energía no suministrada (ENS) en el año 2033 para el escenario 1 (tendencial) y entre los años 2030 y 2033 para el escenario 2 (alta demanda), tal como se muestra en la siguiente figura. Si bien la ENS esperada es baja, estos resultados indican una subestimación de los requerimientos de infraestructura en la región. Esta subestimación se debe a que el programa de planificación de la transmisión FlexTran utiliza solo una serie hidrológica, mientras que el modelo de PLP utiliza 26 series. Cabe destacar que al simular la operación del sistema con PLP, pero sin modelo de 66 kV, no se obtuvo ENS. De igual forma, al simular la operación del sistema con PLP, pero con las capacidades del sistema de 66 kV del Ñuble consideradas por la Comisión (es decir, sobrestimadas), tampoco se obtuvo ENS. Por una parte, la mayor cantidad de ENS en el escenario 2 ocurre por la mayor demanda, en comparación con el escenario 1. Sin bien el escenario 3 también tiene un mayor nivel de demanda, no se obtuvo ENS producto de la mayor generación local. Como se puede ver de la figura, a partir del año 2034 ya no se obtuvo ENS para ninguno de los escenarios, producto de la entrada en operación del segundo circuito de la línea Charrua066 -> Chillan066. Estos resultados sugieren una entrada en operación del reforzamiento de esta línea antes del año 2034, ya que de lo contrario se puede tener ENS en algunos escenarios y condiciones hidrológicas desfavorables.

Cabe destacar que el hecho de que haya aparecido ENS no es contradictorio con la aparición simultánea de vertimiento. Puede ocurrir, por ejemplo, que haya vertimiento en horas de alta penetración renovable (por ejemplo, en verano, durante las horas de sol) y ENS en horas de demanda punta con poca participación renovable (por ejemplo, a las 21:00 horas). Además, las barras donde existe una importante inyección de energía renovable no siempre coincide con las barras de demanda.

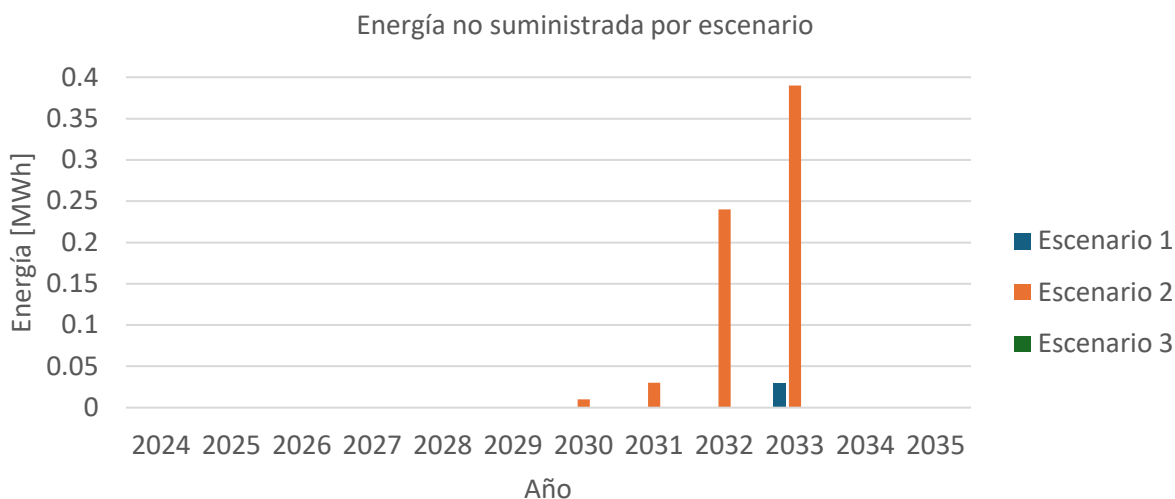


Figura 163. Energía no suministrada esperada al simular la operación del SEN en el programa PLP, incluyendo sistema de 66 kV en la región del Ñuble

En resumen, los resultados obtenidos, tanto de la planificación de la expansión con la herramienta FlexTran, como de la simulación detallada utilizando PLP, muestran la importancia de considerar el sistema de 66 kV de la región del Ñuble para determinar, de mejor manera, la infraestructura eléctrica necesaria. Como se pudo ver, no

considerar el sistema de 66 kV en la región dificulta la identificación de la infraestructura necesaria. Tal como se mostró en los resultados, estas inversiones son económicamente eficientes para suministrar la demanda y generación local proyectada.

Finalmente, para completar el análisis de los resultados, las siguientes figuras muestran, para cada uno de los escenarios, las líneas y transformadores de la región del Ñuble con probabilidad de congestión, de acuerdo a los resultados del PLP. Como se puede ver de las figuras, el nivel de congestión de las líneas del Nuble es aceptable, excepto para el transformador Parral154 -> Parral066, que muestra un importante nivel de congestión en todos los escenarios.

Nombre Tramo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Monterrico066->Chillan066	2.24%	1.67%	3.85%	5.42%	6.89%	7.92%	9.74%	13.01%	14.97%	16.51%	21.12%	23.81%
Niquen066->SanCarlos066	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Parral154->Parral066	19.62%	8.53%	8.75%	11.63%	15.48%	19.13%	20.64%	25.74%	27.69%	31.09%	33.46%	36.09%
SanGregorio066->Niquen066	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Figura 164. Líneas y transformadores de la región del Ñuble con probabilidad de congestión para el escenario 1 (tendencial).

Nombre Tramo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Monterrico066->Chillan066	0.83%	0.32%	0.74%	0.67%	0.87%	1.03%	2.28%	3.94%	5.03%	7.21%	10.03%	14.46%
Niquen066->SanCarlos066	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Parral154->Parral066	18.01%	47.92%	49.71%	48.30%	54.39%	59.97%	58.49%	59.33%	61.28%	64.46%	67.66%	68.21%
SanGregorio066->Niquen066	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.03%	0.10%	0.19%	0.61%	1.44%	2.72%

Figura 165. Líneas y transformadores de la región del Ñuble probabilidad de congestión para el escenario 2 (alta demanda).

Nombre Tramo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Monterrico066->Chillan066	0.67%	0.61%	0.93%	1.06%	1.44%	1.28%	2.79%	3.46%	4.01%	4.68%	5.77%	7.88%
Niquen066->SanCarlos066	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Parral154->Parral066	25.87%	49.20%	49.46%	49.42%	53.85%	59.71%	57.21%	58.17%	59.26%	61.73%	64.49%	64.26%
SanGregorio066->Niquen066	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Figura 166. Líneas y transformadores de la región del Ñuble con probabilidad de congestión para el escenario 3 (alta demanda y alto desarrollo de recursos locales).

En vista de estos resultados, se determinó nuevamente la expansión de la transmisión, incorporando como obra candidata el reforzamiento de este transformador Parral154 -> Parral066, además de incorporar como obra un reforzamiento en la línea Chillan154->NuevaChillan220. Al incorporar ambas obras candidatas, se obtuvo que ambos proyectos deben entrar los años 2026 y 2025, respectivamente, en todos los escenarios, lo que genera importantes ahorros económicos. El resultado de expansión óptima para este caso, junto con los resultados operacionales obtenidos con PLP, se muestran en el Anexo 9.

4.5 ANÁLISIS INTERDISCIPLINARIO DE ESCENARIOS FUTUROS

A continuación, se presenta un análisis de carácter interdisciplinario que busca complementar algunos aspectos no tratados en profundidad en las secciones anteriores.

4.5.1 ECONOMÍA

Para la adecuada consecución de los escenarios 2 y 3, desde la perspectiva económica, se ha identificado que es necesaria la creación instrumentos de fomento propios de la región que sean destinados a tecnologías habilitantes que sean aplicables a las actividades económicas más relevante del territorio. Por una parte, los instrumentos de fomento deberían estar orientados, principalmente, al cofinanciamiento de soluciones descentralizadas destinadas a los sectores forestales y agrícola. Estas soluciones pueden estar constituidas, por ejemplo, por una combinación de sistemas fotovoltaicos –y/o agrivoltaicos– con sistemas de almacenamiento y/o refrigeración. Esto tendrá una repercusión en los productos de exportación, en concreto, ayudándoles en la obtención de certificados con sello verde o con los niveles de estándar internacional en términos de sostenibilidad. Y, por otra parte, también se prevé la necesidad de instrumentos de fomento para implementación de equipamiento asociado a la implementación de redes inteligentes.

A su vez, otro aspecto que se visualiza necesario incorporar en los análisis de desarrollo sostenible relacionado con infraestructura energética es el socio-económico, en particular, el vinculado a la creación de empleo. En concreto, se prevé importante que dentro de los análisis se contemple cuántos puestos de trabajos (y por cuánto tiempo) se crearán en la implementación de tecnologías energéticas, con foco en las descentralizadas. Esto, para que esos puestos puedan ser cubiertos por mano de obra local. Si se conoce cuántos empleos se crearán en la región por la instalación de tecnología de infraestructura energética durante los próximos 10 años, se podrá evaluar beneficios socio-económicos y la probabilidad de esos puestos de trabajo sean efectivamente cubiertos por mano de obra local. Además, este aspecto socioeconómico puede incluirse como una métrica para el monitoreo de los avances en desarrollo sostenible y considerarse como un indicador que ayude a la toma de decisiones de los proyectos a financiar e implementar.

4.5.2 POLÍTICAS PÚBLICAS

Desde el punto de vista de las políticas públicas, debido a que la región de Ñuble carece de metas energéticas concretas, será necesario establecerlas, idealmente de corto y mediano plazo, para apoyar y habilitar el desarrollo sostenible deseados. Estas metas pueden ser establecidas basándose en las existentes en políticas y estrategias energéticas de cobertura nacional. El hecho de establecer prontamente metas energéticas para Ñuble, puede ser crucial para consecución de los escenarios deseados, en los cuales se fomenten soluciones descentralizadas que no solo aportan en la eficiencia de las redes y seguridad de suministro, sino que también abogan por un menor impacto ambiental y promueven la democratización de la energía, proporcionando un acceso más equitativo y fomentando la innovación local y el desarrollo comunitario.

Adicionalmente, es necesario considerar políticas públicas regionales que fortalezcan la implementación de estrategias que se relacionan con la demanda potencial de energía. Así, por ejemplo, incentivar la implementación de lo establecido en la reglamentación térmica en aquellas viviendas construidas antes del año 2000, especialmente aquellas ubicadas en áreas más vulnerables. El aislamiento de las viviendas permite mejorar el confort térmico y consecuentemente, disminuir la necesidad de climatización de las viviendas.

De cara a las proyecciones de cambio climático para región, como por ejemplo, el aumento de temperatura, es importante considerar estrategias directa e indirectamente vinculadas a la generación y demanda energética en los planes regional y locales de acción climática, que deben ser elaborados en el marco de la Ley de Cambio Climático.

4.5.3 MEDIOAMBIENTE

La región de Ñuble requiere contar con una matriz energética que cubra las necesidades tanto para la comunidad urbana y rural como para el sector productivo. Es por ello que, en términos medioambientales, el planteamiento de medidas preventivas y de control, son fundamentales para minimizar el impacto medioambiental que generan los proyectos relacionados a las líneas eléctricas y de distribución. Sin embargo, se debe considerar que estas medidas nunca lograran eliminar completamente los impactos, en particular a la afectación visual. Asimismo, la implementación de medidas tiene un sobre costo en la ejecución de los proyectos, las cuales deben ser viable desde un punto de vista técnico y normativo. Al considerar una adecuada selección del trazado, es posible minimizar impactos en el medioambiente, social, paisaje, suelo, vegetación y fauna, patrimonio cultural y arqueológicos. Además, en Chile, está prohibido que existan construcciones habitables dentro de la franja de seguridad de una línea, lo que evita que las personas queden expuestas, en forma permanente, a los campos eléctricos y magnéticos¹²⁸.

La generación y demanda potencial de energía se encuentran vinculadas a las condiciones ambientales y climáticas de un territorio. En los entornos urbanos, las características del diseño y planificación de la ciudad, que influye sobre la tasa de impermeabilización del suelo o la cobertura vegetal disponible, afectando a su vez, el comportamiento del clima y la energía necesaria para calefaccionar o refrigerar las edificaciones, por lo que conocer la relación, permite identificar estrategias para mitigar o adaptarse a los cambios previstos en términos climáticos, por ejemplo.

Por tanto, la región enfrenta importantes desafíos en materia energética y ambiental, que requieren una planificación estratégica y una toma de decisiones informada para avanzar hacia un desarrollo sostenible. En este contexto, el análisis de escenarios futuros se presenta como una herramienta valiosa para evaluar diferentes trayectorias asociadas a temas medioambientales que afectan a la región, así como para identificar las posibles medidas ligadas a cada una de ellas.

¹²⁸Revista Electro-Industria, 2015. Las líneas de Transmisión Eléctrica y sus impactos ambientales. Disponible en: <https://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2522&ni=las-lineas-de-transmision-electrica-y-sus-impactos-ambientales>

Escenario tendencial (BAU) (2030-2035)

Desde una perspectiva medioambiental, este escenario tendencial, implica una continuación de las tendencias actuales en la matriz energética y un impacto moderado en términos de reducción de emisiones de GEI e impacto en los recursos naturales. A medida que la demanda energética aumente y se busquen nuevas fuentes de generación, es probable que se mantengan o surjan conflictos entre las empresas energéticas y las comunidades locales que se oponen a la instalación de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. De igual manera, si no se realizan inversiones significativas en la modernización y el mantenimiento de la infraestructura eléctrica, los incendios forestales causados por cortes de cable, el crecimiento de vegetación bajo tendido eléctricos, podrían aumentar en frecuencia e intensidad, lo que tendría graves consecuencias para los ecosistemas forestales, la biodiversidad y las comunidades locales, además de generar importantes pérdidas económicas. Igualmente, en los periodos de verano producto del cambio climático, las altas temperaturas registradas en la región, provoca algunas veces incendios producto del sobrecalentamiento de las líneas eléctricas lo cual hace que las empresas eléctricas tengan que botar carga.

Por otro lado, sin una mayor participación de la generación distribuida y las redes inteligentes, el escenario tendencial podría limitar los beneficios ambientales asociados a una mayor descentralización y eficiencia del sistema eléctrico. De igual manera, en términos de emisiones per cápita, Chile se encuentra hoy muy cercano al promedio mundial (esto es, $4,5 \text{ tCO}_2/\text{pp}$), con $4,4 \text{ tCO}_2/\text{pp}$, pero por debajo del promedio de $7.5 \text{ tCO}_2/\text{pp}$ de los países OCDE (AIE, 2022).

En el año 2020 la región de Ñuble emitió directamente un total de $2.452 \text{ kt CO}_2 \text{ eq}$ (sin considerar el sector UTCUTS), lo que representa un 2,3 % del total de emisiones de GEI nacionales (SINChile, 2020¹²⁹). En este sentido,, si se continúa en la región con la dependencia del uso de leña para calefacción domiciliaria en áreas urbanas como Chillán y Chillán Viejo, se mantendría la contaminación del aire y los problemas de salud relacionados al CO_2 y material particulado (MP 2,5). Sin embargo, esta tendencia estaría bajando, a través de la estrategia implementada por la Secretaría Regional Ministerial del Medio Ambiente de Ñuble en calidad de aire y cambio climático con el Programa de Recambio de Calefactores, según lo indicado en la Sección 3.5.3 (letra B).

Para poder orientar los proyectos de carácter energéticos, cambiar la matriz y generar un sistema robusto de energías limpias, se deben considerar las normas nacionales, además de tratados internacionales que permitan generar un sistema resiliente y que se adapte a la crisis climática que actualmente afecta al planeta. También es importante destacar que, en materia de seguridad laboral relacionada al sector energético, existe una ausencia de normativas claras y específicas que podrían generar y/o mantener prácticas insostenibles que pongan en riesgo a los trabajadores.

Posibles medidas a corto y mediano plazo del BAU:

- **Minimización de contaminación por emisión de GEI**, se podría realizar una línea base de los sistemas eléctricos presentes en la región y que generen a este tipo de emisiones, a partir de mediciones

¹²⁹ SINChile, 2020. Sistema Nacional de Inventarios de Efecto Invernadero. Ñuble. Disponible en: <https://snichile.mma.gob.cl/nuble/#>

constantes y confiables de gases, utilizando técnicas analíticas y herramientas digitales avanzadas. Con ello, se podría establecer un proceso de verificación con un monitoreo preciso y en tiempo real de las emisiones de contaminantes. A través de esta medida se espera abordar soluciones mediante la identificación de las fuentes emisoras críticas y con ello contribuir a la optimización el sistema eléctrico y la promoción de tecnologías limpias.

- **Prevención de conflictos socio-ambientales asociadas a centrales termoeléctricas**, a través del reforzamiento de la transición energética gradual hacia tecnologías más limpias y eficientes, como las centrales de ciclo combinadas a gas natural, que emiten menos contaminantes que las centrales a carbón o fuel oil. También, se deben considerar mejoras en la eficiencia energética de las centrales termoeléctricas existentes, como la optimización de los procesos de combustión y la recuperación de calor residual. Además, la participación y diálogo con las comunidades locales es fundamental, fomentando consultas públicas y procesos de participación ciudadana para recoger las preocupaciones y opiniones de la población afectada.
- **Prevención de conflictos socio-ambientales asociadas a centrales hidroeléctricas**, para ello es fundamental considerar y asegurar una gestión sostenible de los recursos hídricos (ej. caudales ecológicos), adoptando medidas de mitigación (ej. restauración de hábitat) y compensación de los impactos ambientales (ej. financiación de proyectos de conservación y compensación a comunidades afectadas).
- **Fortalecimiento en la coordinación entre los diferentes actores del sistema eléctrico**, a través de la implementación de programas de eficiencia energética que incentiven el uso eficiente de la energía en hogares, empresas e industrias hacia una transición económica baja en carbono.
- **Aumento del uso de energías renovables a pequeña escala**, esto se lograría a través del Net-billing, diversificando la matriz energética, aumentando la participación de las energías renovables no convencionales.
- **Creación de áreas protegidas y restauración de hábitats**, para esto es importante considerar la contribución a la biodiversidad, mediante medidas de conservación entre otras.
- **Disminución de incendios**, mediante la mantención de las áreas verdes circundantes a las torres eléctricas. Para ello, las empresas eléctricas deben adoptar medidas proactivas, como inspecciones y mantenimiento periódicos que permitan identificar y reemplazar componentes defectuosos y reparos necesarios que puedan prevenir posibles fallas, garantizando el funcionamiento adecuado de los sistemas eléctricos. Además de considerar protocolos para los períodos de altas temperaturas (cambio climático) que puedan derivar a fallas eléctricas asociados a sistema de transmisión y generar potenciales incendios.

Posibles medidas a largo plazo:

- **Plan de descarbonización del gobierno para el sistema eléctrico**, es un proceso gradual que se espera lograr para el año 2040, con una reducción del 20% de las emisiones de GEI de la industria al año 2030.
- **Investigación e innovación son componentes primordiales para desarrollar nuevas tecnologías energéticas**, para ello se debe considerar su costo-efectividad y que sean ambientalmente sostenibles.
- **Fortalecimiento de capacidades para el área de energía eléctrica**, mediante el desarrollo de programas de capacitación y formación dirigidos a profesionales y técnicos del sector energético, con el fin de

fortalecer sus habilidades y conocimientos en áreas relacionadas con la sostenibilidad energética y ambiental. Considerando, una estrecha colaboración entre el sector público y/o privado, la academia y la sociedad civil para abordar los desafíos energéticos y ambientales de manera conjunta.

Escenario de alta electrificación y desarrollo moderado de recursos locales (2030-2035)

Este escenario presenta oportunidades significativas para reducir las emisiones de GEI, mejorar la calidad del aire y preservar los recursos naturales, considerando un avance moderado hacia la descentralización y digitalización del sistema eléctrico, con una mayor participación de la generación distribuida y un desarrollo parcial de redes inteligentes, lo que permitiría una operación más eficiente y confiable del sistema eléctrico, facilitando la integración de fuentes de energía renovables variables, como la solar fotovoltaica y térmica. Además, se debe considerar la búsqueda de proyectos de desarrollo energético y su implementación liderados por pequeños productores, con el respaldo de instrumentos de fomento legales y de colaboración, lo cual se presenta como una estrategia clave para impulsar el desarrollo sostenible de la comunidad local.

Considerando los conflictos medioambientales, incendios forestales, contaminación de GEI, normas nacionales e internacionales y seguridad laboral del sector energético, se plantean una serie de medidas para el escenario de alta electrificación y desarrollo moderado de recursos locales.

Posibles medidas a corto y mediano plazo:

- **Implementación de tecnologías de almacenamiento**, mediante el uso de BESS, bombeo hidráulico, almacenamiento térmico
- **Inversión en la modernización de tecnologías digitales**, permitiendo la optimización en la gestión del sistema eléctrico mejorando su capacidad (todo bajo un enfoque de costo-efectividad).
- **Implementación de programas de generación distribuida renovable**, a través de campañas de educación y sensibilización para promover la participación de la comunidad en la transición energética y abordar las preocupaciones ambientales.
- **Evaluación y planificación de la expansión de la infraestructura eléctrica**, esta medida debiera considerar los impactos ambientales y la eficiencia energética.
- **Desarrollar programas piloto de redes inteligentes**, por medio de estos programas y, en asistencia a las comunidades locales, se podrían abordar problemas medioambientales y, a su vez, promover la participación activa en la transición energética.
- **Disminución de incendios**, por intermedio de las empresas eléctricas se pueden adoptar un sistema de Detección Temprana de Incendios en la Red de Distribución Eléctrica, permitiendo generar alarmas de detección de focos de incendios activos próximos a la red (teledetección satelital), generando el envío de alertas las 24 horas del día, de forma automática y continua.

A largo plazo:

- **Desarrollo de regulaciones y políticas que fomenten la integración de generación distribuida y la modernización de las redes eléctricas**, teniendo en cuenta consideraciones ambientales para garantizar un desarrollo sostenible del sistema eléctrico.
- **Desarrollo de investigación tecnologías amigables con el medioambiente** como, por ejemplo, los proyectos agrivoltaicos, muy relevantes para promover consumos descentralizados, potenciando el sistema de riego agrícola, mediante el uso de sistemas fotovoltaicos.
- **Políticas y plan energético regional**, esta medida permitiría el establecimiento de normativas, políticas y/o un plan regional, que puede fomentar aún más el uso de fuentes de energía renovable, contribuyendo a la minimización de impactos ambientales y metas de reducción de emisiones de GEI. Asimismo, la participación de las comunidades locales en el desarrollo de políticas energéticas es esencial para garantizar la aceptación social y la distribución equitativa de los beneficios.
- **Evolución del mercado local de energías renovables**, a través de un mercado local se podría impulsar la creación de “empleos verdes”. Así como también, la participación de pequeños y medianos productores de energía renovable, lo cual permitiría fomentar la inclusión social y la democratización del sector energético. La evolución del mercado local de energías renovables debe ir acompañada de medidas para proteger los derechos de las comunidades y minimizar los impactos ambientales negativos.
- **Cambios culturales tecnológicos**, permite generar y compartir una mirada exhaustiva de las tendencias energéticas actuales, y nos obliga a adaptarnos a nuevas situaciones como el avance tecnológico cuyas sinergias entre unas y otras, se presentan como oportunidades para el desarrollo sustentable. En ese sentido, las tecnologías relacionadas a la descarbonización y descentralización, autónomas, son indispensables para enfrentar los desafíos en materia eléctrica en la región encaminada hacia la minimización de GEI.
- **Disminución del uso de combustibles fósiles** (leña húmeda, petróleo y la bencina), el cambio de estas fuentes contaminantes como la leña a nivel domiciliario por fuentes sostenibles como pellet o estufas eléctricas son una meta que ha ido avanzando a través del *Programa de Recambio de Calefactores*, con una proyección de al menos 20.000 equipos entregados entre el 2016 a 2023, contribuyendo a la reducción de emisiones de MP2.5 en las zonas intervenidas, mejorando la calidad del aire del sector¹³⁰.

Escenario generación local y red inteligente (2030-2035)

Este escenario presenta importantes beneficios y oportunidades para avanzar hacia un sistema energético más sostenible, principalmente, mediante el impulso del consumo de energía en base a soluciones energéticas descentralizadas, desde ERNC. Por otra parte, la alta participación de generación local y otras fuentes distribuidas reducirían significativamente la dependencia de centrales eléctricas, promoviendo la descarbonización, y por tanto, la reducción de emisiones de GEI.

Del mismo modo, la generación local, permite que los consumidores puedan convertirse en prosumidores, es decir, no solo consumen energía, sino que también la producen. Esto les da un papel más activo en el sistema energético y les permite contribuir a la generación de energía limpia. En definitiva, este enfoque fortalece la

¹³⁰ Ministerio de Medioambiente, Gobierno Regional de Ñuble, 2021. *Programa Recambio de Calefactores*. Disponible en: <https://ppda.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2022/01/Recambio-de-Calefactores-Nuble-2021-GUS-MOD.pdf>

capacidad de las comunas para liderar iniciativas energéticas locales, contribuyendo al desarrollo sostenible y al bienestar de sus habitantes.

Por otra parte, el automatismo avanzado de las redes generales de distribución con un alto nivel de progreso ofrece nuevas alternativas y ventajas significativas en la operación de los circuitos de media tensión de 23 kV. Permite una localización y aislamiento rápidos de las fallas, una restauración más rápida del servicio, el monitoreo y control en tiempo real, el mantenimiento predictivo y la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos. Lo cual permite prevenir focos de incendios forestales que puedan afectar a los ecosistemas y a la biodiversidad.

De acuerdo con lo anterior y considerando los conflictos que afectan a la región de Ñuble en la temática medioambiental, se abordan problemáticas asociadas a los incendios forestales, contaminación de GEI, normas nacionales e internacionales y seguridad laboral del sector energético, presencia de centrales hidroeléctrica y termoeléctricas, entre otros, se plantean una serie de medidas para el escenario generación local y red inteligente.

Posibles medidas a corto y mediano plazo:

- **Fortalecimiento de los programas de descentralización de la generación eléctrica**, por medio de programas locales enfatizados a una menor dependencia de combustibles fósiles, los cuales permitirían colaborar en la descarbonización del sistema energético y a mitigar los efectos del cambio climático.
- **Reducción de la dependencia de grandes centrales eléctricas**, mediante esta medida se busca disminuir la dependencia de las grandes centrales eléctricas y fomentar la generación distribuida a través de fuentes renovables a menor escala, obteniéndose múltiples beneficios en el ámbito medioambiental. Primero, se reducirían las pérdidas de energía asociadas a la transmisión a larga distancia, ya que la electricidad se generaría más cerca de donde se consume, evitando la ocupación de grandes áreas de terreno y la pérdida de hábitats naturales, la fragmentación de ecosistemas y las alteraciones de la biodiversidad local, entre otros.
- **Gestión sostenible de recursos eléctricos y promoción de la economía circular**, el aumento de la generación distribuida renovable y la implementación de redes inteligentes debieran realizarse de manera ambientalmente responsable. En este sentido, se busca minimizar los impactos negativos asociados al ciclo de vida de los equipos utilizados en estos sistemas. Para ello, se pueden establecer actividades adecuadas de recolección y reciclaje de paneles solares, BESS y otros componentes, para evitar que se conviertan en residuos peligrosos y generen problemas a los ecosistemas.
- **Fortalecimiento de capacidades y la participación activa de la comunidad en prácticas sostenibles relacionadas al uso de la energía eléctrica**, mediante el desarrollo de programas educativos, capacitación técnica y campañas de sensibilización sobre el uso eficiente de la energía eléctrica y la importancia de adoptar prácticas sostenibles, se podría empoderar a las comunidades con conocimientos, habilidades y oportunidades de participación. Además, el involucrar activamente a la comunidad en los procesos de planificación y toma de decisiones relacionadas con proyectos de energía eléctrica y políticas energéticas, contribuiría a acciones locales para la transición de sistemas energéticos más limpios, eficientes y equitativos.

- **Uso del territorio y sus posibles impactos**, para esta medida se debe considerar la gestión de permisos medioambientales en cada institución gubernamental pertinente, los que dependerán de la ubicación específica del proyecto y las características del entorno. Además, la obtención de estos permisos implica la coordinación y consulta con diversas autoridades y partes interesadas, incluyendo las comunidades locales y los pueblos indígenas, cuando corresponda. La gestión adecuada de los permisos relacionados al territorio es fundamental para asegurar que los proyectos de redes de transmisión y distribución se desarrollen de manera sostenible, respetando el medio ambiente, el patrimonio cultural y los derechos de las comunidades afectadas.
- **Implementación de un sistema de Detección Temprana de Incendios en la Red de Distribución Eléctrica**, la inversión de este tipo de tecnologías por parte de las empresas eléctricas podría contribuir significativamente a la disminución de incendios y, por ende, en la protección de los ecosistemas y la biodiversidad. Esta medida, podría considerar el uso de un sistema de teledetección satelital para identificar focos de incendios cercanos a la red eléctrica alertando de manera automática dentro del día y la noche.

A largo plazo:

- **Inversión en la expansión y modernización de la infraestructura eléctrica**, la modernización de las redes eléctricas implica la implementación de tecnologías avanzadas y soluciones inteligentes (ej. redes inteligentes) para mejorar la eficiencia, confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico. En este sentido, se debiera considerar una inversión en infraestructura eléctrica integrando las energías renovables, como por ejemplo la energía solar y eólica, para avanzar hacia una matriz energética más limpia y sostenible.
- **Investigación e innovación en el sector energético**, se centra en el desarrollo de tecnologías, procesos y soluciones que permiten reducir el impacto ambiental de la producción, distribución y consumo de energía. Los avances en estas áreas son fundamentales para acelerar la transición hacia sistemas energéticos sostenibles, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y la mitigación del impacto del cambio climático.
- **Planificación integrada del uso del suelo en sistemas eléctricos de transmisión**, mediante la adopción de esta medida se busca desarrollar una red de transmisión resiliente y adaptable que pueda satisfacer las necesidades energéticas a largo plazo de manera sostenible, considerando las tendencias futuras de la demanda energética, las tecnologías emergentes y los objetivos de descarbonización.
- **Implementación de sistemas robustos de monitoreo y de evaluación**, esta medida de seguimiento continuo de los impactos ambientales, a través de redes inteligentes, permitiría recopilar y analizar datos en tiempo real sobre diversos parámetros ambientales, tales como: las emisiones de gases de efecto invernadero, la calidad del aire, el uso del agua, la biodiversidad, los impactos en los ecosistemas, entre otros. La implementación de estos sistemas podría contribuir a la minimización de impactos negativos que involucren al medio ambiente y las comunidades.
- **Fortalecimiento de normativas y regulaciones del sector eléctrico**, si bien se cuenta con un marco normativo general para el sector eléctrico y el medio ambiente, aún existen brechas y desafíos en cuanto a la falta de normativas específicas y detalladas en ciertos aspectos claves, como por ejemplo en lo

relacionado a la seguridad laboral. Así como el desarrollo de nuevas regulaciones que aborden de manera integral los impactos ambientales de los proyectos eléctricos, que promuevan la transición hacia energías limpias y garanticen la participación efectiva de las comunidades afectadas.

En resumen y considerando este último escenario de alta generación local y redes inteligentes, se podrían establecer importantes beneficios medioambientales, que promueven la reducción de emisiones de GEI, la mejora de la calidad del aire y la preservación de ecosistemas. Sin embargo, el análisis realizado también plantea desafíos en términos de gestión sostenible, economía circular, fortalecimiento y actualización de normativas vinculantes entre el sector energético y medioambiente. En este contexto, se debiera considerar un enfoque holístico y una planificación cuidadosa en este escenario para maximizar los beneficios ambientales y minimizar los impactos negativos.

5. CONCLUSIONES Y PORTAFOLIO DE PROYECTOS RECOMENDADOS

En la presente sección se exponen las conclusiones del estudio realizado, junto con el portafolio de proyectos recomendados. Para lograr este objetivo se completaron las siguientes etapas definidas en el alcance y objetivo general del estudio:

- Caracterización y proyección la demanda energética de la Región de Ñuble por sector productivo regional y comunal, considerando además la distribución territorial de la demanda o consumo final. En efecto se desarrolló un análisis sistemático de la demanda y consumos energéticos en la región, con el que se consolidó una herramienta de análisis denominada Pirámide Ñ y detallada en el Anexo 4 de este documento.
- Análisis de la infraestructura en transporte o transmisión y su distribución, identificando posibles puntos críticos de ésta en el sector eléctrico y de combustibles, con el fin de habilitar el desarrollo regional. Para ello se realiza un análisis detallado de la situación actual y posibles escenarios futuros, utilizando herramientas de simulación que permiten una evaluación técnico-económica de opciones de expansión que posibilitarían superar las limitantes de abastecimiento de energía para la región. Las secciones 3 y 4 presentan los antecedentes, diagnóstico y estudios de escenarios respectivos.
- Análisis estadístico y de encuestas con industrias de tamaño grande, mediano y pequeño, interesadas en invertir en la Región de Ñuble. Para abordar este aspecto el estudio propuso un esquema participativo que incorpora talleres regionales, entrevistas y encuestas a actores locales relacionados, junto con una sistematización de la información de fuentes secundarias disponible. El detalle de esto se presenta en la Sección 3 y los Anexos 1 y 5.

A partir de los desarrollos detallados en los puntos anteriores se generó la evidencia necesaria, de manera de que los actores regionales puedan tomar decisión y acción sobre aquella infraestructura, particularmente eléctrica, que habilite el desarrollo local con énfasis en aquellas regiones que tengan una actividad económica menor al resto del país.

A continuación, se resumen los resultados alcanzados y las propuestas específicas.

5.1 RESUMEN DE PROPUESTAS DE INFRAESTRUCTURA

La Tabla 56 resume las propuestas de solución de infraestructura recomendada, ordenadas por escenario y tomando como punto de partida la estrategia seleccionada para abordar la situación actual de estrechez de abastecimiento.

Tabla 56. Resultados expansión de la transmisión para la región del Ñuble.

N°	Proyecto	Escenario tendencial		Escenario de alta demanda		Escenario de alta demanda y alto desarrollo de recursos locales	
		Año	Capacidad MW	Año	Capacidad MW	Año	Capacidad MW
1	Apertura tramo de línea Tres Esquinas y nueva línea Montenegro-Lucero	2024	-	2024	-	2024	-
2	ElParral066->SanGregorio066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
3	Niquen066->SanCarlos066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
4	SanFabian220->SanCarlos066	2025	75,00	2025	75,00	2025	75,00
5	SanGregorio066->Niquen066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
6	Monterrico154->Cocharcas066	2028	35,40	2028	35,40	2028	35,43
7	MonteNegro066->Lucero066	2031	75,00	2031	75,00	2031	75,00
8	Charrua066->Chillan066	2035	90,00	2035	90,00	2034	90,00
9	EntreRios220->NuevaChillan220	2032	150,00	2031	150,00	2031	150,00

Dado lo estrecho de los plazos, junto con los antecedentes de retraso de ejecución de obras de transmisión en la región, se propone definir como plazo de ejecución de cada obra el menor de todos los escenarios estudiados. A modo de ejemplo, para el proyecto “EntreRios220->NuevaChillan220” se propone definir como plazo el año 2031. Como se puede ver de la tabla anterior, la mayoría de los proyectos corresponden a obras a recomendar en forma inmediata.

El sistema de transmisión de la Región de Ñuble requiere aumentar la capacidad de las líneas existentes, tanto en el corto, mediano y largo plazo. El crecimiento de la demanda y el aumento de las temperaturas en época estival urgen reforzar el sistema de transmisión existente. Los estudios muestran la necesidad de aumentar la capacidad de las líneas de 66 kV en el más breve plazo. El aumento de capacidad de las líneas de 154 kV a 200 MVA ayudarán a descongestionar la línea de 66 kV y permitirá abastecer el aumento de la demanda en la zona centro norte de la Región. A largo plazo se considera relevante la construcción de una línea de transmisión en la zona costera de la Región, lo que permitirá abastecer la demanda de esta parte de la región, asociada al mayor desarrollo agrícola.

Los resultados de expansión de la transmisión obtenidos para los diferentes escenarios muestran que la interconexión eficiente de nuevos clientes de capa 2 y 3 requiere de un reforzamiento del sistema de 66 kV entre las subestaciones Parral 66 kV y San Fabián 220 kV (incluyendo un transformador) para el año 2026. Este reforzamiento también es necesario para la incorporación de generación local. Tal como se mostró en el

diagnóstico, la urgencia en este reforzamiento pudo no haber sido identificada en los procesos de expansión de la transmisión por una subestimación del crecimiento de la demanda industrial en la región. Asimismo, el modelo del sistema de 66 kV de la Región del Ñuble que maneja la Comisión en OSE2000 considera capacidades mayores a las informadas en infotécnica, a las que están en el modelo de DigSILENT del Coordinador y a las capacidades que maneja, en general, la industria. Esta es otra posible razón por la cual la urgencia en este reforzamiento no fue identificada en los procesos de planificación de la transmisión. Finalmente, para habilitar la incorporación eficiente de generación local en la región, se requiere también un reforzamiento del sistema entre las subestaciones Monterrico 154 kV y Cocharcas 66 kV, también para el año 2026.

Finalmente, los resultados de operación obtenidos con PLP muestran una alta probabilidad de congestión en el transformador Parral154 -> Parral066 a partir del año 2025, en particular para los escenarios 2 y 3. En vista de estos resultados, se recomienda también su incorporación para el año 2025, por lo que se trataría también de una obra a recomendar en forma inmediata.

En el marco de la Ley de Transición Energética, se contemplan mecanismos que permiten abordar las urgencias de obras de transmisión en las distintas zonas del sistema, de modo tal que el desarrollo de estas obras urgentes no queda limitado al uso del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102º de la LGSE. Se considera que cualquiera de los dos mecanismos antes señalados son propicios para viabilizar estos desarrollos a la brevedad posible. Asimismo, la reducción de los plazos de tramitación del estudio de transmisión y procesos de aprobación asociados tenderían a ayudar en este proceso urgente de integración de las obras sugeridas.

5.2 CONCLUSIONES Y ELEMENTOS ADICIONALES SUGERIDOS PARA LA HOJA DE RUTA

Desde la perspectiva de la demanda:

El aumento proyectado en la demanda de energía eléctrica tendrá un impacto significativo en la infraestructura eléctrica de la región. Para garantizar la disponibilidad y el suministro adecuado de energía a los nuevos clientes, será necesario fortalecer y ampliar la red de distribución y transmisión, así como evaluar la posible incorporación de fuentes alternativas de generación local, como centrales solares u otras tecnologías renovables.

En este contexto, el estudio ha identificado la necesidad de dimensionar adecuadamente la red eléctrica, considerando factores como los caminos de los cables alimentadores, las subestaciones de la red de transmisión, la geografía y la distribución espacial de la demanda, entre otros aspectos relevantes.

En base a los resultados obtenidos del análisis de demanda, se concluye:

- La región de Ñuble enfrenta un crecimiento significativo en la demanda de energía eléctrica, especialmente en el segmento empresarial (capas 2 y 3), con un aumento proyectado de hasta un 33% en la potencia contratada por este sector.
- El crecimiento de la demanda se concentra en áreas geográficas específicas, lo que requiere un enfoque estratégico en la planificación y expansión de la infraestructura eléctrica.

- Es fundamental fortalecer y ampliar la red de distribución y transmisión, así como considerar la incorporación de fuentes alternativas de generación local, para satisfacer adecuadamente la demanda futura.
- La implementación de un Sistema de Información Integrado, que combina herramientas de análisis de datos y visualización geográfica, ha demostrado ser una herramienta invaluable para el estudio y la toma de decisiones informadas en el sector eléctrico.

En base a estas conclusiones, se recomienda:

- Desarrollar un plan de expansión de la infraestructura eléctrica en la región de Ñuble priorizando las áreas geográficas con mayor crecimiento proyectado de la demanda.
- Evaluar la factibilidad y viabilidad de incorporar fuentes alternativas de generación local, como centrales solares u otras tecnologías renovables, para complementar la oferta energética y reducir la dependencia de la red de transmisión.
- Implementar un programa de eficiencia energética y gestión de la demanda, tanto en el sector residencial como empresarial, con el objetivo de optimizar el uso de la energía y reducir la necesidad de inversiones adicionales en infraestructura.
- Mantener actualizado y mejorar continuamente el Sistema de Información Integrado desarrollado, incorporando nuevos datos y herramientas de análisis que permitan una toma de decisiones más informada y eficiente en el sector eléctrico.
- Establecer una estrecha colaboración con las empresas distribuidoras y otros actores clave del sector energético, con el fin de coordinar esfuerzos y compartir información relevante para el desarrollo sostenible del sector eléctrico en la región.

Desde la perspectiva del análisis de la situación actual:

En base a los análisis efectuados, tomando en consideración los resultados de los flujos de potencia para las condiciones actuales de operación, se destacan las siguientes conclusiones:

- Se hace evidente las diferencias en los modelos utilizados entre el coordinador y CNE, con lo cual es imperativo el traspaso y coordinación en la información utilizada entre las instituciones pertinentes.
- Se detecta que las proyecciones energéticas publicadas por el Ministerio de Energía aún no separan lo que corresponde a la Región del Biobío de la de Ñuble. Dada la importante diferencia en el tipo de consumo y su crecimiento proyectado entre ambas regiones, cobra relevancia la separación entre ambas proyecciones.
- Para efectos de planificación energética se hace relevante realizar modelaciones de corto plazo en las redes zonales de cada región 154kV / 66kV.
- El sistema de transmisión en 66 kV, que conecta las subestaciones de Charrúa y Chillán, y que energiza la parte más poblada de la Región de Ñuble, se encuentra trabajando al límite de su capacidad nominal.
- El aporte de los PMGDs ayuda a mejorar la calidad de suministro de los sistemas de distribución y a la descongestión de algunos sectores de las líneas de transmisión, pero al ser principalmente FV, hace que la distribución siga dependiendo del sistema de transmisión, especialmente durante las horas de punta.

- La propuesta de seccionar la línea de 66 kV en Bulnes - Tres Esquinas resuelve la congestión de esta parte del sistema de transmisión, sin comprometer su operación.
- La conexión de la nueva S/E Montenegro ayuda a descongestionar la línea de 66 kV Charrúa – Chillán y da flexibilidad a la operación del sistema de transmisión existente en Ñuble.
- La conexión de BESS se propone como una solución rápida al problema de congestión en subestaciones de distribución, especialmente en el sector de San Carlos y en la eventualidad de requerir mayor generación en la línea de 66 kV Charrúa – Chillán. La conexión de BESS reduce el flujo de potencia a través de la línea lo que ayuda en la operación de alta temperatura ambiente.

Se hace imperativo considerar en el futuro más cercano el aumento de capacidad en las líneas de transmisión en 66 kV y 154 kV, implementando los proyectos propuestos por el CEN y Transelec.

Desde la perspectiva económica:

- Se debe dar prioridad a reducir el déficit eléctrico que afecta a la Región de Ñuble, ya que este tiene fuertes consecuencias en la producción y en la generación de empleo. Se ha estimado, que no satisfacer los requerimientos energéticos de las ampliaciones potenciales (capa 2) y de los nuevos proyectos (capa 3) tendría un impacto de corto plazo de alrededor de un 4,4% del PIB y de 1,7% en el largo plazo y de un 1,1% en el empleo en el corto plazo y un 0,8% en el largo plazo. En el Anexo 8 se presenta la metodología de cálculo.
- La necesidad de crear instrumentos de fomento propios de la región, destinados a tecnologías energéticas sostenibles, para las actividades económicas más relevante del territorio. Esto ayudará a que, por ejemplo, los productos de exportación obtengan certificados con sello verde o niveles de estándar internacional en términos de sostenibilidad.
- Se sugiere incorporar en los análisis de desarrollo sostenible relacionados con infraestructura energética el aspecto socio-económico vinculado a la creación de empleo. En concreto, cuántos puestos de trabajos se crearán en la implementación de tecnologías de infraestructura energética en el corto, mediano y largo. A modo de ejemplo, para un escenario en el que se instalen 254 MW de proyectos PMGD fotovoltaicos (como el Escenario 1) se crearía en promedio: 608 puestos de trabajo al mes en la fase de construcción, durante 8 meses; 98 puestos de trabajo al mes en la fase de operación, durante 30 años; y 540 puestos de trabajo al mes en la fase de cierre, durante 6 meses. Para un escenario en el que se instalen 461 MW de proyectos PMGD de solar fotovoltaica (como el Escenario 3 de expansión optimizada) se crearía en promedio: 1.104 puestos de trabajo al mes en la fase de construcción, durante 8 meses; 177 puestos de trabajo al mes en la fase de operación, durante 30 años; y 980 puestos de trabajo al mes en la fase de cierre, durante 6 meses.
- Se requiere implementar estudios piloto en la Región de Ñuble para investigar y demostrar los beneficios de la energía agrivoltaica en cultivos locales. Esto incluye medir el impacto en la producción agrícola, el ahorro de agua, protección frente a eventos climáticos extremos y la regulación de temperaturas, entre otros.
- Crear un programa de subvención y cofinanciamiento para los primeros proyectos agrivoltaicos, facilitando así la adopción de esta tecnología y demostrando su viabilidad económica. Diseñar incentivos financieros para asegurar la rentabilidad de los proyectos agrivoltaicos.

Desde la perspectiva de políticas públicas:

- La necesidad de establecer metas energéticas específicas para apoyar y habilitar el desarrollo sostenible deseado. Esto puede ser crucial para el fomento de tecnologías renovables, de almacenamiento y de soluciones descentralizadas que no solo aportan en la eficiencia de las redes y seguridad de suministro, sino que también abogan por un menor impacto ambiental a la vez que promueven la innovación y el desarrollo local y comunitario.
- Revisar y ajustar las normativas y procesos de permisos para la instalación de proyectos agrivoltaicos en terrenos agrícolas, simplificando y acelerando los trámites necesarios, además de establecer licitaciones especiales que incentiven la participación del sector privado y promuevan la inversión en estas tecnologías.
- Promover programas de capacitación para agricultores sobre el uso y manejo de tecnologías agrivoltaicas, promoviendo una adaptación efectiva.

Desde la perspectiva del territorio:

- Entre los años 2002 y 2017, seis comunas incrementan su población rápidamente. En Chillán crecen las localidades de El Emboque (120%) y Las Mariposas (65%). En San Nicolás, crece Puente Ñuble (55%), luego las comunas de Chillán Viejo (45%), Treguaco (42%), Quillón (41%) y San Ignacio (37%). Estos crecimientos tendenciales soportan información para futuras necesidades de energía.
- Las principales amenazas climáticas que enfrentan las áreas urbanas de la región y que impactan sobre el consumo potencial de energía son aquellas relacionadas con el aumento de la temperatura, y especialmente en el aumento de eventos extremos como las olas de calor diurnas y el calor nocturno, que, al aumentar, aumentan la necesidad de energía para climatización. Lo anterior no afecta homogéneamente a todo el territorio, ya que la vulnerabilidad energética territorial se asocia a parámetros socio-demográficos y ambientales. Por esto, es importante reconocer aquellos sectores donde coincida exposición a amenaza más vulnerabilidad, para definir estrategias situadas y priorizar su implementación, a través de instrumentos regionales y locales, como los planes de acción climática actualmente en elaboración.
- La región de Ñuble se ha dotado de instrumentos de planificación para abordar la Vulnerabilidad Energética Territorial, aunque estos instrumentos no contemplan el total del territorio. No todas las comunas poseen estrategias locales de energía. Sin embargo, muchas de ellas manifiestan interés por involucrarse en el programa comuna energética.
- Es importante que el Ministerio de Energía logre canalizar las herramientas e información actual con que cuenta para el análisis territorial y las utilice para lograr sus objetivos. Esto desde la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (CVAT) y finalmente los Planes Estratégicos Energéticos Regionales, con ello poder aportar a la sensibilización de los territorios instruyendo hacia determinadas franjas para el posible avance de la infraestructura energética, esto apuntando al objetivo mayor de un desarrollo energético sustentable y equilibrado territorialmente.

- Finalmente, se sugiere integrar la energía agrivoltaica en los planes de acción climática y energética locales e identificar áreas estratégicas en la Región de Ñuble para la implementación de proyectos piloto agrivoltaicos.

ANEXOS

ANEXO 1: DETALLE DE ACTIVIDADES REALIZADAS

La siguiente tabla detalla las actividades ejecutadas en el marco de este estudio, fechas de realización, descripción y asistentes.

N°	Fecha	Nombre de actividad	Breve descripción	Asistentes
1	17/11/23	Reunión de trabajo comité "Infraestructura energética, demanda y tarifas"	Explicar los alcances del trabajo a realizar en esta primera etapa, que consiste en el levantamiento de la información disponible en páginas web e informes ministeriales	Luis Morán T., Claudia Carrasco C., Yuyuniz Gálvez C., Daniel Merino M. y Alvaro Bancalari C.
2	23/11/23	Reunión de trabajo comité "Infraestructura energética, demanda y tarifas"	Revisar la información relacionada con la infraestructura de transmisión disponible, estimación de la demanda en barras principales del sistema de transmisión	Luis Morán T., Claudia Carrasco C., Yuyuniz Gálvez C., Daniel Merino M. y Alvaro Bancalari C.
3	28/11/23	Reunión de trabajo comité "Infraestructura energética, demanda y tarifas"	Revisar el modelo desarrollado en DiGSILENT del sistema de transmisión de la Región de Ñuble y análisis de los resultados obtenidos de los primeros cálculos	Luis Morán T., Claudia Carrasco C., Yuyuniz Gálvez C., Daniel Merino M. y Alvaro Bancalari C.
4	29/11/23	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de inicio del estudio. Se presenta y discute respecto del contexto del estudio, objetivo, equipo de trabajo, actividades, productos y cronograma.	13 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
5	30/11/23	Reunión de coordinación del equipo consultor	Presentar a Rodrigo Palma la información relacionada con la infraestructura eléctrica, cuadros asociados a la producción	Rodrigo Palma B., Luis Morán T., Claudia Carrasco C., Yuyuniz Gálvez C., Alvaro Bancalari C y Daniel Merino M.
6	4/12/23	Reunión de trabajo comité "Infraestructura energética, demanda y tarifas"	Analizar información disponible de los PMGD que están en etapa de proyectos en la Región de Ñuble, junto con sus potencias nominales	Luis Morán T., Claudia Carrasco C., Yuyuniz Gálvez C., Daniel Merino M. y Alvaro Bancalari C.
7	6/12/23	Reunión de trabajo comité "Infraestructura energética, demanda y tarifas"	Revisar los resultados de los estudios de flujos de potencias y de la incidencia de los PMGD.	Luis Morán T., Claudia Carrasco C., Yuyuniz Gálvez C., Daniel Merino M. y Alvaro Bancalari C.
8	7/12/23	Reunión de trabajo comité "Infraestructura energética, demanda y tarifas"	Estructurar presentación y coordinar información para presentación en el evento de lanzamiento del estudio en Chillán.	Luis Morán T., Claudia Carrasco C., Yuyuniz Gálvez C., Daniel Merino M. y Alvaro Bancalari C.

9	11/12/23	Evento de lanzamiento del estudio	Evento presencial de lanzamiento del estudio. Concurren autoridades locales y nacionales, parte del equipo consultor y actores incumbentes. Se presenta el contexto y objetivos del estudio, se invita a participar inscribiéndose al repositorio de trabajo colaborativo y lista de correos de personas interesadas.	30 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
10	18/12/23	Reunión de coordinación del equipo consultor	Coordinación del equipo consultor, establecimiento de comités de trabajo por temática, discusión preliminar del diagnóstico y acuerdos sobre la metodología de trabajo.	15 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
11	20/12/23	Reunión de trabajo comité "Participación y Comunicaciones"	Distribución de equipos de trabajo para seguimiento de entrevistas y reuniones. Definición de formato de acta de reunión. Presentación de tabla de registro de actores de interés por equipo.	Francisca Herrera, Priscila Duarte y Dasla Pando Flores
12	20/12/23	Reunión de trabajo comité "Desarrollo industrial e innovación"	Reunión de trabajo donde se establecen distintas capas a abordar y metas del estudio georeferenciado de demanda	Jaime Alée, Héctor Tapia, Andrés Ulloa, Edgardo Santibañez y Jorge Beyer
13	20/12/23	Reunión de trabajo "Economía y políticas públicas" y "Experiencia internacional"	Reunión del equipo "Economía y políticas públicas" y "Experiencia internacional" para revisar actividades asignadas, definir entregables e identificar tareas.	Andrés Ulloa y Juan Carlos Osorio-Aravena
14	21/12/23	Reunión de trabajo comité "Soluciones descentralizadas"	Coordinación levantamiento de información soluciones descentralizadas Ñuble	Rodrigo Palma, Danny Esspín, Gabriel González
15	21/12/23	Reunión de trabajo comité "PELP"	Coordinación del trabajo interno y distribución de tareas (revisión de modelos PLP y OSE2000 para la región de Ñuble, discrepancias en panel de expertos, entre otros.)	Ricardo Álvarez, Pablo Oteiza y Bryan Levy
16	22/12/23	Reunión de trabajo comité "PELP"	Seguimiento de avances y coordinación de nuevas tareas (modelos de proyección de demanda)	Ricardo Álvarez, Pablo Oteiza y Bryan Levy
17	25/12/23	Reunión de trabajo comité "PELP"	Seguimiento de avances.	Ricardo Álvarez, Pablo Oteiza y Bryan Levy
18	26/12/23	Reunión de trabajo comité "Soluciones descentralizadas"	Coordinación levantamiento de información soluciones descentralizadas Ñuble	Danny Espín, Gabriel González

19	26/12/23	Reunión de trabajo comité "Infraestructura energética, demanda y tarifas"	Coordinar las actividades que harán los diferentes grupos de trabajo	Luis Morán T., Yuyuniz Gálvez C., Daniel Merino M. y Alvaro Bancalari C.
20	26/12/2023	Reunión de trabajo comité "Medioambiente"	Presentación de perfil de integrantes del grupo, propuesta de líneas de acción generales y definición estimadas de alcances que el grupo pondrá a disposición.	Manuel Díaz, María Janet Arenas y Juan Pablo Vargas
21	26/12/23	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de seguimiento del estudio. Se conversa respecto del hito de lanzamiento, se presentan comités de trabajo establecidos por áreas temáticas cubiertas por el estudio y se establecen próximos pasos.	14 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
22	26/12/23	Reunión de trabajo con Copelec	Se abordan las siguientes temáticas: encuestas a clientes, desafíos en el suministro, avances en proyectos regionales, necesidades de desarrollo, diversificación de negocios de Copelec, infraestructura eléctrica, generación renovable, problemas de transmisión y la importancia de la coordinación entre entidades.	Jaime Alée, Héctor Tapia, Patricio Lagos Cisterna, Patricio Valenzuela, Cristian Gajardo, Iván Fuentealba y Sergio Arriagada
23	26/12/23	Reunión de trabajo comité "Territorio y urbanismo"	Coordinación del trabajo con líder del equipo.	Pamela Smith, Rodrigo Palma, Francisca Herrera y Dasla Pando Flores
24	26/12/23	Reunión de coordinación del equipo consultor	Coordinación del trabajo entre comités de "Innovación e industria" y "Participación y comunicaciones", principalmente en lo que respecta de las reuniones con actores incumbentes y el diseño de las encuestas para el levantamiento de información primaria.	Francisca Herrera y Jaime Alée
25	27/12/23	Reunión de coordinación del equipo consultor	Presentar los trabajos realizados por los comités relacionados con el sistema de transmisión ("PELP" y "Infraestructura energética, demanda y tarifas"). Coordinar actividades para no duplicar esfuerzos.	Ricardo Alvarez, Bryan Levy, Pablo Oteiza, Luis Morán, Daniel Merino y Yuyuniz Gálvez
26	27/12/23	Reunión de trabajo con Ex-SEREMI Energía Ñuble	Reunión con actor incumbente, Ricardo León, ex-SEREMI de Energía por Ñuble. Se consulta sobre su diagnóstico y experiencia durante su labor como SEREMI.	Andrés Ulloa, Ricardo León y Jorge Beyer

27	28/12/23	Reunión de trabajo comité "Soluciones descentralizadas"	Avance levantamiento de información soluciones descentralizadas Ñuble	Danny Espín, Gabriel González
28	28/12/23	Reunión de trabajo comité "Territorio y urbanismo"	Coordinación del trabajo con el equipo, definición de tareas y próximos pasos.	Pamela Smith y Paulo Guiñez
29	28/12/23	Reunión de trabajo comité "Agronomía"	Coordinación del trabajo con líder del equipo. Revisión de avances del equipo y discusión metodológica.	Marcia Montedonico y Rodrigo Palma
30	29/12/23	Reunión de trabajo comité "Participación y comunicaciones"	Seguimiento de avances y coordinación de tareas.	Priscila Duarte y Dasla Pando Flores
31	29/12/23	Reunión de trabajo comité "Innovación"	Actualización de reunión con Copelec y presentación de avances en metodologías de levantamiento de información.	Jaime Alée, Edgardo Santibáñez, Jorge Beyer, Claudia Carrasco, Héctor Tapia
32	2/1/24	Reunión de trabajo comité "Agronomía"	Revisión de actividades, definición de metodología y distribución de tareas	Marcia Montedonico, Francisca Herrera y Andrés Ulloa
33	5/1/24	Reunión de coordinación del equipo consultor	Presentación de avances por parte del comité "Demanda energética" en el diseño del modelo de capas para la visualización de la demanda energética de la región. Retroalimentación por parte del resto del equipo consultor.	Jaime Alée, Jorge Beyer, Francisca Herrera, Pamela Smith, Ricardo Álvarez, Juan Carlos Osorio, Rodrigo Palma, Juan Pablo Vargas, Luis Morán y Dasla Pando Flores
34	11/1/24	Reunión de trabajo con CBC	Reunión para la solicitud de información a la Corporación de Bienes de Capital (CBC). Se presenta el estudio y sus alcances, y la información requerida para la etapa de diagnóstico y posterior análisis.	Jaime Alée, Francisca Herrera y Jorge Beyer.
35	12/1/24	Reunión de trabajo comité "Participación y comunicaciones"	Coordinación del trabajo y preparación de taller interno del equipo consultor para la elaboración del diagnóstico interdisciplinario compartido de la situación energética de la región.	Francisca Herrera, Priscila Duarte y Dasla Pando Flores
36	15/1/24	Reunión de trabajo comité "Participación y comunicaciones"	Continuación del trabajo para la preparación del taller interno del diagnóstico interdisciplinario compartido.	Francisca Herrera, Jaime Alée, Priscila Duarte y Dasla Pando Flores
37	15/1/24	Reunión de trabajo con SEREMI Energía Ñuble	Presentación del estudio y avances al nuevo SEREMI Energía Ñuble.	Francisco Domenech Guzman, Alex Santander Guerra, Carlos Toro Ortiz, Daniela Dueñas, Dennis Rivas Oviedo, Rodrigo Palma, Jaime Alée y Dasla Pando Flores

38	16/1/24	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de seguimiento del estudio centrada en la revisión de las observaciones al informe de avance.	17 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
39	17/1/24	Reunión de trabajo comité "Participación y comunicaciones"	Continuación del trabajo para la preparación del taller interno del diagnóstico interdisciplinario compartido.	Francisca Herrera y Dasla Pando Flores
40	23/1/24	Taller de presentación "Diagnóstico interdisciplinario sobre infraestructura energética habilitante para el fomento actividad industrial en la Región de Ñuble hacia un desarrollo productivo sostenible"	Actividad presencial en Campus Chillán de la Universidad de Concepción en la cual se presenta el diagnóstico interdisciplinario compartido desarrollado por el equipo consultor en el contexto del estudio. El evento consideró la realización de mesas de trabajo para el levantamiento de información primaria y retroalimentación del diagnóstico presentado.	31 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí). El mismo link incluye una minuta con el análisis de los comentarios levantados en la actividad.
41	23/1/24	Reunión de trabajo GORE Ñuble	Participación en mesa de trabajo en Energía a partir de invitación del GORE de Ñuble. Se presenta parte del diagnóstico alcanzado y se discute el análisis de la situación energética actual de la región con miembros de la mesa.	49 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
42	24/1/24	Entrevista en Terreno empresa Áridos Abratec Sr, Manuel Hoyanes	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jaime Alée, Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
43	24/1/24	Entrevista en Terreno empresa Congelados Ñuble	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jaime Alée, Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
44	24/1/24	Entrevista en Terreno empresa New Day Fruits Jorge Valdés	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jaime Alée, Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
45	24/1/24	Entrevista en Terreno empresa Servicio Agrícola Y Ganadero Ñuble Sr. Osvaldo Alcayaga	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jaime Alée, Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
46	30/1/24	Reunión de coordinación del equipo consultor	Coordinación del trabajo entre comités de "Infraestructura energética" y "Planificación", principalmente en lo que respecta de la modelación del sistema eléctrico de Ñuble.	Ricardo Álvarez, Luis Morán y Rodrigo Palma
47	30/1/24	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de seguimiento del estudio.	20 asistentes

48	8/2/24	Entrevista en Terreno empresa Reyes Y Etcheyers Sr. José Kreft	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
49	8/2/24	Entrevista en Terreno empresa Cámara Chilena de La Construcción Ricardo Salman Y Equipo	Se busca determinar los problemas que tiene el sector de la construcción para satisfacer su demanda de energía.	Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
50	8/2/24	Entrevista en Terreno empresa Corporación De Fomento A La Producción Ingrid Quezada Y Equipo	Se busca conocer proyectos para satisfacer la demanda de energía de Ñuble	Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
51	9/2/24	Entrevista en Terreno empresa Virutex Mauricio Donayre	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
52	9/2/24	Entrevista en Terreno empresa Asociación Gremial De Agricultores Del Ñuble Sr Carlos Gonzáles Y Equipo	Se busca determinar los problemas que tiene el sector agrícola en su demanda de energía.	Jorge Beyer, Valentina Pinto, Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
53	13/2/24	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de seguimiento del estudio centrada en la presentación de avances por parte de todos los comité de trabajo.	13 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
54	15/2/24	Entrevista en Terreno empresa Cendyr Náutico Quillón	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jorge Beyer y Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
55	15/2/24	Entrevista en Terreno empresa Bioparque Quillón Sr., Cristian Anguita	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jorge Beyer y Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
56	15/2/24	Entrevista en Terreno Cooperativa Coovicen Quillón	Se busca determinar los problemas que tiene los productores de Vino de Quillón para satisfacer su demanda de energía.	Jorge Beyer y Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
57	15/2/24	Entrevista en Terreno empresa Jelinek Sr. Ľubomír Čul	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jorge Beyer y Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
58	16/2/24	Entrevista en Terreno empresa Áridos Maggi Carlos Collao	Se busca determinar los problemas que tiene la empresa para satisfacer su demanda de energía.	Jorge Beyer y Andrés Ulloa (acta disponible aquí)
59	27/2/24	Reunión de trabajo comité "Experiencia internacional"	Reunión para definir el contenido de la sección del informe sobre experiencia internacional y repartición del trabajo a realizar.	Guillermo Jiménez y Juan Carlos Osorio
60	29/2/24	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de seguimiento del estudio centrada en la presentación del comité de "Demanda energética".	18 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)

61	5/3/24	Reunión de coordinación del equipo consultor	Reunión de trabajo para el diseño y definición conjunta de escenarios de análisis para la evaluación de la situación actual y futura del sistema eléctrico de la región.	Andrés Ulloa, Francisca Herrera, Jorge Beyer, Marcia Montedónico, Pablo Oteiza, Patricia Vilca, Juan Carlos Osorio, Danny Espín, Jaime Alée, Luis Morán, Juan Pablo Vargas, Rodrigo Palma y Dasla Pando Flores
62	8/3/24	Reunión de coordinación del equipo consultor	Reunión de trabajo centrada en la presentación del comité de "Demanda energética" sobre la herramienta de visualización georreferenciada de demanda de la región.	Jaime Alée, Valentina Pinto, Héctor Tapia, Francisca Herrera Neira, Juan Carlos Osorio, Juan Pablo Vargas, Marcia Montedónico, Pablo Oteiza, Priscila Duarte, Rigoberto Torres, Rodrigo Palma, Jorge Beyer y Dasla Pando Flores
63	12/3/24	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de seguimiento del estudio centrada en la presentación de avances por parte del comité de "Infraestructura energética".	19 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
64	19/3/24	Reunión de trabajo con Copelec	Reunión de presentación de herramienta de visualización georreferenciada de demanda de la región y resultados obtenidos.	Jaime Alée, Jorge Beyer, Héctor Tapia, Andrés Ulloa, Valentina Pinto, representantes de la empresa Copelec.
65	21/3/24	Reunión de coordinación del equipo consultor	Presentación de avances en análisis de situación actual de la infraestructura energética de la región por parte del comité de "Infraestructura".	Daniel Merino, Álvaro Bancalari, Luis Morán, Francisca Herrera, Juan Carlos Osorio, Jorge Beyer, Juan Pablo Vargas, Pablo Oteiza, Priscila Duarte, Ricardo Álvarez, Rodrigo Palma y Dasla Pando Flores
66	26/3/24	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de seguimiento del estudio. Reunión centrada en la presentación de avances por parte del comité de "Planificación".	21 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
67	26/3/24	Reunión de coordinación del equipo consultor	Reunión de trabajo para la definición conjunta de los escenarios de análisis de la situación actual y futura del suministro eléctrico de la región.	Jaime Alée, Luis Morán, Francisca Herrera, Juan Carlos Osorio, Jorge Beyer, Juan Pablo Vargas, Ricardo Álvarez, Danny Espín, Andrés Ulloa, Rodrigo Palma y Dasla Pando Flores
68	1/4/24	Reunión de trabajo comité "Economía y políticas públicas"	Reunión de trabajo para definir aspectos asociados a los escenarios de análisis, desde la perspectiva de la economía y las políticas públicas.	Rigoberto Torres y Juan Carlos Osorio
69	2/4/24	Reunión de trabajo comité "Agricultura"	Reunión de trabajo para propuesta de escenarios desde el sector agrícola de la región.	Francisca Herrera y Marcia Montedónico

70	8/4/24	Reunión de trabajo con SEREMI Energía Nuble	Presentación de avances en análisis de situación actual de la infraestructura energética y presentación de casos para el análisis de situación futura con el equipo de la SEREMI Energía Nuble. Se recibe retroalimentación sobre el modelo elaborado y los casos considerados.	Francisco Domenech Guzman, Andréé Saint-Jean Navarrete, Dennis Rivas Oviedo, José Antonio Weisser Hernández, Rodrigo Palma, Luis Morán, Daniel Merino, Álvaro Bancalari, Francisca Herrera, Juan Carlos Osorio, Jorge Beyer, Juan Pablo Vargas, Pablo Oteiza, Ricardo Álvarez y Dasla Pando Flores
71	9/4/24	Reunión de trabajo comité "Infraestructura energética"	Reunión presencial de coordinación del trabajo con el equipo, definición de tareas y próximos pasos, específicamente en la definición de escenarios de análisis.	Luis Morán, Claudia Carrasco, Daniel Merino, Melisa, Rodrigo Palma y Dasla Pando Flores
72	9/4/24	Reunión de seguimiento con contraparte MEN	Reunión de seguimiento del estudio, tema principal la presentación de los escenarios y casos para el análisis de la situación actual y futura del suministro eléctrico de la región.	18 asistentes
73	10/4/24	Reunión de trabajo equipo "Planificación"	Reunión de coordinación respecto de consideraciones para la simulación y modelado del análisis de la situación actual y futura del suministro eléctrico de la región.	Ricardo Álvarez, Rodrigo Palma y Dasla Pando Flores
74	16/4/24	Reunión de trabajo con contraparte MEN	Reunión en formato híbrido con foco en la preparación de taller de presentación de resultados del estudio, cuya actividad se realiza en Chillán el día 19 de abril con actores locales.	Alexander C., Andrés Ulloa, Bryan Levy, Danae Cancino, Danny Espín, Dasla Pando Flores, Dennis Rivas, Gabriel Gonzalez, Hector Tapia Caroca, Jaime Alée, Jorge Beyer, José Antonio Weisser, Juan Carlos Osorio Aravena, Juan Pablo Vargas Aroca,, Daniel Merino, María Janet Arenas, Melisa Recabarren, Patricia Vilca, Ricardo Alvarez, Rodrigo Palma Behnke, Matías Paredes y Francisco Domenech
75	18/4/24	Reunión de trabajo con contraparte MEN	Continuación del trabajo de preparación de taller de presentación de resultados del estudio.	Andréé SJ Navarrete, Bryan Levy, Danae Cancino, Danny Espín, Dasla Pando Flores, Dennis Rivas Oviedo, Francisca Herrera, Hector Tapia Caroca, Jaime Alée, Jorge Beyer, Juan Carlos Osorio, Luis Morán, Matías Paredes, Francisco Domenech, Priscila Duarte, Ricardo Alvarez, Rodrigo Palma y Víctor Pérez

76	19/4/24	Taller de presentación "Análisis interdisciplinario y hoja de ruta sobre infraestructura energética habilitante para el fomento de la actividad industrial en la Región de Ñuble hacia un desarrollo productivo sostenible"	Actividad presencial en Campus Chillán de la Universidad de Concepción en la cual se presentan resultados y análisis de la situación energética de la región desarrollado por el equipo consultor en el contexto del estudio.	31 asistentes (detalle del registro de participantes disponible aquí)
77	25/4/24	Reunión de coordinación del equipo consultor	Reunión interna de coordinación para el trabajo en el informe final (revisión de índice, acuerdos por comité de trabajo, definición de tareas y plazos).	Andrés V. Ulloa, Danny Espín, Dasla Pando Flores, Francisca Herrera, Hector Tapia Caroca, Juan Pablo Vargas, Jaime Alée, Jorge Beyer, Juan Carlos Osorio, Daniel Merino, Melisa Recabarren, Priscila Duarte y Ricardo Alvarez

ANEXO 2: DATOS DE CENTROS POBLADOS

La siguiente tabla resume los datos principales de los centros poblados.

Tabla 57. Tabla de datos de centros poblados.

URBANO	CATEGORIA	TIPO	NOM. PROV.	NOM. COMUN.	Pob. 2002	pob. 2017	VarTot_1702	hombre	mujer	Viv_02	Viv_2017	ProyPob_33	superficie 93	sup 2002	sup 2011	sup 2017	sup 2020-21
BULNES	ciudad	CAPITAL PROVINCIAL	DIGUILLÍN	BULNES	10681	11072	391	5185	5887	3143	4210	11170	-	171,73	247,06	265,39	278,28
CAMPANARIO	pueblo	URBANO	DIGUILLÍN	YUNGAY	2181	2206	25	1104	1102		940	2304	-	90,57	93,55	114,95	
CHILLÁN	ciudad	CAPITAL REGIONAL	DIGUILLÍN	CHILLÁN	146701	164270	17569	77214	76056	42210	59751	182684	1701,07	2376	2686,59	3118,44	3305,18
CHILLÁN VIEJO	ciudad	CAPITAL COMUNAL	DIGUILLÍN	CHILLÁN VIEJO	18827	27359	8532	12766	14593	6014	9696	33049					
COBQUECURA	pueblo	CAPITAL COMUNAL	ITATA	COBQUECURA	1493	1441	-52	630	811		811	1379	-	38,47	44,98	54,98	
COELEMU	ciudad	CAPITAL COMUNAL	ITATA	COELEMU	9845	10297	452	4942	5355	2727	3581	10357	-	167,89	185,46	205,68	
COIHUECO	ciudad	CAPITAL COMUNAL	PUNILLA	COIHUECO	7230	9089	1859	4315	4774	2009	3161	9994	-	150,63	167,02	197,04	
EL CARMEN	pueblo	CAPITAL COMUNAL	DIGUILLÍN	EL CARMEN	4426	4855	429	2256	2599		1890	4595	-	122,82	147,26	171,85	
EL EMBOQUE	pueblo	URBANO	DIGUILLÍN	CHILLÁN	544	1198	654	578	620		446	1332	-	29,06	35,81	179,25	
LAS MARIPOSAS	pueblo	URBANO	DIGUILLÍN	CHILLÁN	955	1599	644	798	801		508	1778	-	52,48	57,54	74,94	
NINHUE	pueblo	CAPITAL COMUNAL	ITATA	NINHUE	1433	1467	34	781	596		596	1393	-	42,01	52	59,1	
ÑIPAS	pueblo	CAPITAL COMUNAL	ITATA	RANQUIL	1337	1580	243	748	832		670	1575	-	37,8	58,04	63,95	
PEMUCO	pueblo	CAPITAL COMUNAL	DIGUILLÍN	PEMUCO	3844	4161	317	2022	2139		1538	4022	-	132,03	142	152,22	
PINTO	pueblo	CAPITAL COMUNAL	DIGUILLÍN	PINTO	2787	3766	979	1746	2020		1449	4151	-	124,01	142,81	163,72	
PORTEZUELO	pueblo	CAPITAL COMUNAL	ITATA	PORTEZUELO	1750	1802	52	839	963		725	1702	-	47,06	61,8	69,65	
PUEBLO SECO	pueblo	URBANO	DIGUILLÍN	SAN IGNACIO	2293	2792	499	1341	1451		1080	2743	-	66,19	91,95	98,17	
PUENTE ÑUBLE	pueblo	URBANO	PUNILLA	SAN NICOLÁS	1319	2044	725	1015	1029		728	2258	-	49,11	63,55	97,78	
QUILLÓN	ciudad	CAPITAL COMUNAL	DIGUILLÍN	QUILLÓN	7285	10279	2994	4918	5361	2803	5410	11440	-	209,84	432,64	618,62	
QUINCHAMALÍ	pueblo	URBANO	DIGUILLÍN	CHILLÁN	1314	1276	-38	628	648		586	1419					
QUIRIHUE	ciudad	CAPITAL PROVINCIAL	ITATA	QUIRIHUE	7952	9432	1480	4496	4936	2267	4075	9472	-	153,44	188,2	213,06	231,67
QUIRIQUINA	pueblo	URBANO	DIGUILLÍN	SAN IGNACIO	1171	1055	-116	489	566		367	1037	-	22,01	33,15	43,79	
RANGUELMO	pueblo	URBANO	ITATA	COELEMU	884	1035	151	511	524		344	1041	-	26,08	37,71	38,46	
RECINTO - LOS LLEUQUE	pueblo	URBANO	DIGUILLÍN	PINTO	1491	1607	116	811	796		1051	1771			42,31	86,31	
SAN CARLOS	ciudad	CAPITAL PROVINCIAL	PUNILLA	SAN CARLOS	29359	32529	3170	15093	17436	8450	12508	34174	362,11	490,88	533,07	647,15	678,2
SAN FABIÁN DE ALICO	pueblo	CAPITAL COMUNAL	PUNILLA	SAN FABIÁN	1452	1661	209	800	861		890	1858	-	63,82	80,67	128,11	
SAN GREGORIO	pueblo	CAPITAL COMUNAL	PUNILLA	ÑIQUÉN	1143	1146	3	514	632		521	1120	-	38,94	46,57	60,15	
SAN IGNACIO	pueblo	CAPITAL COMUNAL	DIGUILLÍN	SAN IGNACIO	2580	3541	961	1361	1571		1082	4488	-	125,18	135,06	156,18	
SAN NICOLÁS	pueblo	CAPITAL COMUNAL	PUNILLA	SAN NICOLÁS	2109	2843	734	1347	1496		1056	3140	-	79,05	88,23	95,29	
SANTA CLARA	pueblo	URBANO	DIGUILLÍN	BULNES	1833	2368	535	1125	1243		881	2389	-	103,05	115,42	120,08	
TREGUACO	pueblo	CAPITAL COMUNAL	ITATA	TREGUACO	1245	1774	529	836	938		736	1849	-	31,35	58,02	83,54	
VILLA ILLINOIS	pueblo	URBANO	PUNILLA	SAN CARLOS	495	600	105	296	304		214	630					
YUNGAY	ciudad	CAPITAL COMUNAL	DIGUILLÍN	YUNGAY	9288	10884	1596	5314	5570	2935	4619	11368	-	213,25	240,34	297,87	

ANEXO 3: OBRAS RECHAZADAS POR LA COMISIÓN EN PROCESO DE EXPANSIÓN TRANSMISIÓN 2022

- 1) **Nueva Línea 1x220 kV Entre Ríos -Nueva Chillán:** La obra fue propuesta por el Coordinador, por su aporte a la suficiencia y seguridad en el abastecimiento de la demanda de la Región de Ñuble.
Motivo del rechazo: De acuerdo con los análisis realizados por la Comisión, es posible abastecer la demanda de la zona norte de la región a través de la futura S/E Llepu, con lo cual disminuye la cargabilidad proyectada en la línea de 154 kV entre las SS/EE Charrúa y Monterrico a menos del 85%, de modo que no existiría una necesidad desde el punto de vista de la suficiencia. Sin embargo, la Comisión indica que continúa analizando las condiciones de seguridad de abastecimiento en la zona, buscando alternativas que resulten más eficientes para conseguir el propósito señalado, especialmente en términos de su complementariedad con la infraestructura existente y el buen uso del territorio.
Esta obra se incorporará como alternativa de expansión en el marco de la herramienta de planificación de la transmisión de mediano plazo (ver Sección 4.4).
- 2) **Nueva Línea 2x66 kV Monterrico – Nueva Coihueco, Nueva S/E Coihueco, Nueva Línea 2x66 kV Coihueco – Pinto, tendido del primer circuito, Nueva S/E Seccionadora Pinto:** Esta serie de proyectos fueron presentados por el Coordinador con motivo de su eventual contribución a la suficiencia y mejoras en la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales, por medio de una solución conjunta entre el segmento de transmisión y distribución, en particular en el abastecimiento de demandas de la zona de Coihueco y sus alrededores.
Motivo del rechazo: La Comisión posterga la evaluación de la obra hasta que se cuente con una metodología para proyectos de solución conjunta entre transmisión y distribución.
La subestación Coihueco está proyectada para el año 2028, y contribuye a la suficiencia, seguridad y calidad de suministro del sistema de distribución. Es por esto que su análisis está fuera del alcance de este estudio y su impacto no será analizado en el marco de la planificación de la infraestructura eléctrica futura. Cabe destacar que no está contemplada en las bases de datos de la Comisión, en el marco del Proceso de Expansión de la Transmisión 2022.
- 3) **Ampliación S/E Monterrico:** Obra promovida por el Coordinador, con el propósito de permitir la conexión de la futura línea de transmisión 2x66 kV Monterrico – Coihueco y mejorar la calidad de suministro para clientes finales por medio de una solución conjunta entre el segmento de transmisión y distribución.
Motivo del rechazo: La Comisión posterga la evaluación de la obra hasta que se cuente con una metodología para proyectos de solución conjunta entre transmisión y distribución.
Al igual que en el caso anterior, la subestación Coihueco está proyectada para el año 2028, y contribuye a la suficiencia, seguridad y calidad de suministro del sistema de distribución. Es por esto que el análisis de su impacto está fuera del alcance de este estudio y no será analizada en el marco de la planificación de la infraestructura eléctrica futura. Cabe destacar que no está contemplada en las bases de datos de la Comisión, en el marco del Proceso de Expansión de la Transmisión 2022.
- 4) **SE Cholguán -Ampliación nuevo patio 154/66 kV 75 MVA y 66/23-13,2 kV 2x30 MVA:** Obra propuesta por SAESA, por su aporte a la seguridad de servicio de las demandas conectadas a la S/E Cholguán.
Motivo del rechazo: La Comisión no observa problemas de suficiencia en la subestación. Por otra parte, la propuesta representa un cambio topológico relevante para la zona, con un nivel de inversión importante, lo que no se condice con la condición final en la que quedaría la instalación en caso de materializarse la propuesta, de modo que se decide postergar su análisis y eventual incorporación para futuros procesos de expansión, a fin de encontrar una alternativa que compatibilice de mejor manera el nivel de inversión,

los objetivos perseguidos, los beneficios para el sistema y la condición de redundancias, holguras y flexibilidad con que pudiera quedar la zona en cuestión.

Al igual que los casos 2) y 3), este proyecto está enfocado para el suministro del sistema de distribución, por lo que el análisis de su impacto está fuera del alcance de este estudio.

- 5) **SE Cholguán -Ampliación nuevo patio 154/66 kV 75 MVA y 66/23-13,2 kV 2x30 MVA:** Obra propuesta por SAESA con motivo de su eventual aporte a la seguridad de servicio de las demandas conectadas a la S/E Cholguán.

Motivo del rechazo: La Comisión no observa problemas de suficiencia en la subestación. Por otra parte, la propuesta representa un cambio topológico relevante para la zona, con un nivel de inversión importante, lo que no se condice con la condición final en la que quedaría la instalación en caso de materializarse la propuesta, de modo que se decide postergar su análisis y eventual incorporación para futuros procesos de expansión, a fin de encontrar una alternativa que compatibilice de mejor manera el nivel de inversión, los objetivos perseguidos, los beneficios para el sistema y la condición de redundancias, holguras y flexibilidad con que pudiera quedar la zona en cuestión.

Al igual que los casos 2), 3) y 4), este proyecto está enfocado para el suministro del sistema de distribución, por lo que el análisis de su impacto está fuera del alcance de este estudio.

- 6) **Ampliación S/E Monterrico:** Presentada por AES Andes con el fin de reducir los costos de operación y falla del sistema.

Motivo del rechazo: De acuerdo con los análisis estadísticos realizados, el proyecto propuesto no presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados (solo presenta beneficios positivos en 2/5 escenarios).

Al igual que los casos 2), 3), 4) y 5), este proyecto está enfocado para el suministro del sistema de distribución, por lo que el análisis de su impacto está fuera del alcance de este estudio.

- 7) **Aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Charrúa - Santa Clara - Mulchén y nuevo transformador 500/220 kV en la S/E Entre Ríos:** Presentada por Colbún Andes con el fin de reducir los costos de operación y falla del sistema.

Motivo del rechazo: De acuerdo con los análisis estadísticos realizados, el proyecto propuesto no presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados (solo presenta beneficios positivos en 2/5 escenarios).

Este proyecto representa otra alternativa de suministro de la demanda de la subestación Santa Clara, desde la región del Biobío. Con las mejoras propuestas, no se observan congestiones en el abastecimiento de la demanda en Santa Clara, por lo que este proyecto no será analizado en el marco de la planificación de la infraestructura eléctrica futura.

- 8) **Transformador 500/220 kV Entre Ríos:** Presentada por Transelec con el fin de reducir los costos de operación y falla del sistema.

Motivo del rechazo: De acuerdo con los análisis estadísticos realizados, el proyecto propuesto no presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados (solo presenta beneficios positivos en 1/5 escenarios).

En los estudios realizados en el marco de este proyecto, no se observan problemas de congestión en el transformador 500/220 kV en la subestación Entre Ríos, por lo que este proyecto no será analizado en el marco de la planificación de la infraestructura eléctrica futura.

- 9) **Transformador 500/220 kV Entre Ríos:** Presentada por Propuesta por AES Andes con el fin de reducir los costos de operación y falla del sistema.

Motivo del rechazo: De acuerdo con los análisis estadísticos realizados, el proyecto propuesto no presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados (solo presenta beneficios positivos en 2/5 escenarios).

En los estudios realizados en el marco de este proyecto, no se observan problemas de congestión en el transformador 500/220 kV en la subestación Entre Ríos, por lo que este proyecto no será analizado en el marco de la planificación de la infraestructura eléctrica futura.

ANEXO 4: HERRAMIENTA DE DEMANDA GEORREFERENCIADA – PIRÁMIDE Ñ



PIRÁMIDE-Ñ Es una herramienta integral diseñada para centralizar la recopilación, procesamiento, análisis, modelamiento de información cruzada y visualización de datos relacionados con la energía y la infraestructura en la región de Ñuble. Nuestra intención de manejar gran cantidad de datos georreferenciados y usar solo herramientas simples que cualquier persona pudiera usar ya sea para enviar datos o ya sea para manipularlos, nos llevó a definir una restricción que era usar solo Excel y Google Maps. Obviamente existen sistemas ad-hoc más poderosos y sin limitaciones, pero eso restringía nuestro objetivo de no complicar a los proveedores de datos y usar estándares de facto que nadie necesita aprender ni adquirir ad-hoc. Para lograr eso y poder recibir la mayor cantidad de información en forma simple y sencilla, desarrollamos este sistema de información que entrega la potencia de cálculo y desarrolla la tarea dura de hacer posible superar en el BackOffice las limitaciones de las plataformas mencionadas. Ello no solo es un producto nuevo, sino que nos dimos cuenta de que es útil para muchas aplicaciones que impliquen querer cruzar datos georreferenciados con capas de logística o infraestructura para poder hacer un zoom muy localizado de múltiples problemas cruzados en áreas urbanas o rurales y más bien depende de la imaginación del usuario.

De esta forma, por un lado, permite ser un instrumento de planificación territorial para proyección de redes eléctricas en base a crecimiento de la demanda a mediano y largo plazo, desarrollado en un entorno de libro Excel automatizado. Por otro lado, **PIRÁMIDE-Ñ** facilita la operación de agrupación de datos georreferenciados y la creación de polígonos extendidos por comunas, ofreciendo una visión estratégica e integrada a través de nueve bases de datos clave para luego ser visualizadas por medio de Google Maps, tal como se observa en la siguiente figura.

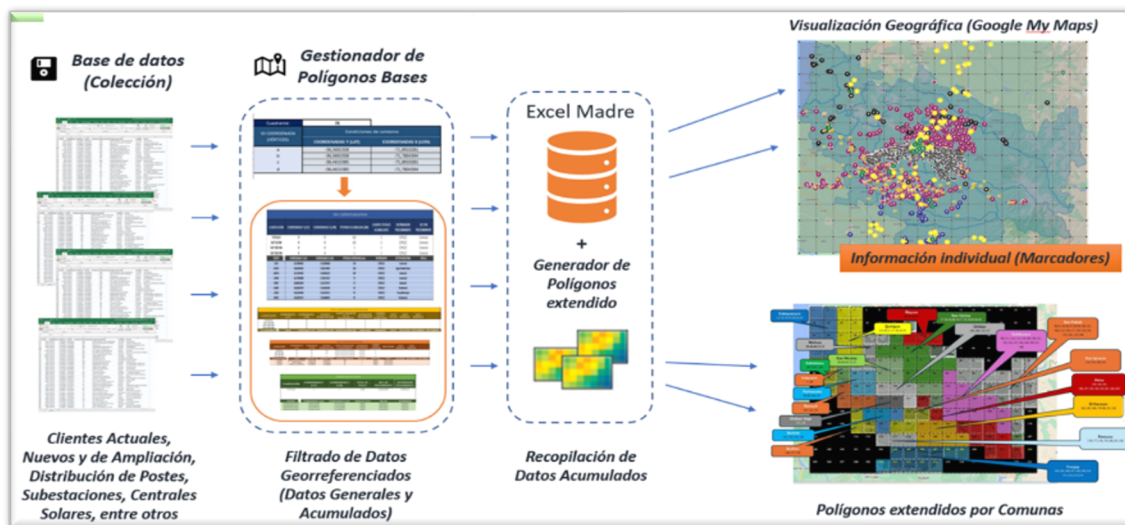


Figura 167. Procesamiento de Información Pirámide – Ñ.

Las características principales de la herramienta son:

- **Centralización de Datos:** Pirámide-Ñ consolida la información desde datos de clientes hasta infraestructura y energía solar, organizándola en capas accesibles para análisis.

- **Automatización en Excel:** La herramienta opera dentro de un libro Excel, proporcionando un manejo eficiente de datos georreferenciados y agrupaciones por polígonos.
- **Visión Estratégica Integrada:** A través de sus múltiples bases de datos (9), Pirámide-Ñ abarca una amplia gama de información esencial para la planificación energética regional.
- **Facilidad de Uso:** Presenta una interfaz intuitiva que equilibra la complejidad técnica con la accesibilidad, permitiendo a los usuarios navegar, ingresar y analizar datos de manera eficiente.

El uso correcto de la herramienta se rige por un conjunto claro de reglas que distinguen las celdas manipulables de las no manipulables, asegurando la integridad de los datos y la funcionalidad del sistema, tal como se indica en la siguiente tabla:

Finalmente, dentro de las funcionalidades clave y modalidad operativa que posee **PIRÁMIDE-Ñ**, se puede caracterizar las siguientes funciones.

Tabla 58. Funcionalidad y Modalidad Operativa de Pirámide-Ñ.

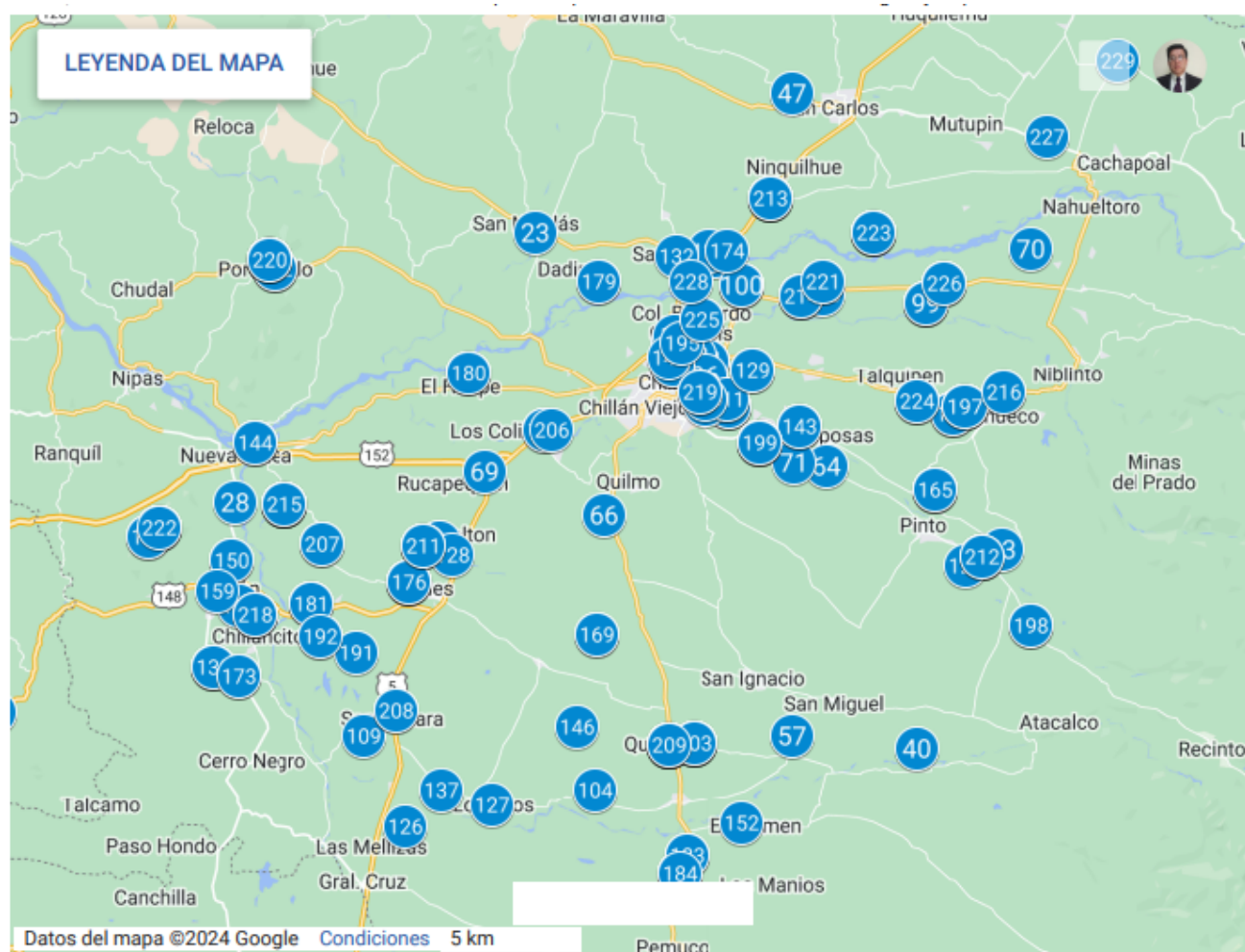
Ítem	Descripción
Bases de Datos	
<i>Polígonos Base Estandarizados (PBE)</i>	Este módulo sirve como la base de datos inicial, donde se estandarizan los polígonos georreferenciados que delimitan áreas específicas de interés. Actúa como el fundamento sobre el cual se construyen y analizan todos los demás datos.
<i>Líneas Base “Capa 1” (LB – C1)</i>	Gestiona datos primarios de clientes actuales de demanda, incluyendo ubicación y potencia contratada. Esencial para análisis preliminares de demanda y distribución geográfica de clientes por sector.
<i>Líneas Base “Capa 2” (LB – C2)</i>	Amplía LB-C1 agregando detalles sobre requerimientos específicos de ampliación de potencia por cliente, incluyendo identificadores únicos y observaciones. Nuevos requerimientos planificados según fuentes fiables. Facilita el análisis detallado de necesidades energéticas y planificación de recursos.
<i>Líneas Base “Capa 3” (LB – C3)</i>	Amplía LB-C2 agregando detalles respecto a requerimientos específicos sobre nuevos clientes (nuevos requerimientos planificados según fuentes confiables y entrevistas/encuestas), incluyendo identificadores únicos y observaciones. Facilita el análisis detallado de necesidades energéticas y planificación de recursos.
<i>Líneas Base Capa 4 (LB – C4)</i>	Base de datos que agrupo la información sobre modelamiento de escenarios eventuales (Electromovilidad, intercambiadores de calor, generación distribuida, etc.).
<i>Líneas Base Capa 5 (LB – C5)</i>	Hoja de datos para el entrenamiento de usuario.
<i>Centrales de Energía Solar (CES)</i>	Recopila información sobre centrales de energía solar, incluyendo capacidad, ubicación y estado operativo. Clave para la integración de energías renovables en la planificación energética.
<i>Distribución de Postes (POSTES)</i>	Contiene información detallada sobre la ubicación y características de los postes de distribución.
<i>Subestaciones (SE)</i>	Agrupar datos sobre subestaciones eléctricas, incluyendo ubicación y área de servicio. Fundamental para el análisis de la red eléctrica y su capacidad.
Herramientas de Análisis	

Ítem	Descripción
<i>Polígono Datos Acumulados (PDA)</i>	Permite sintetizar y proporcionar los datos acumulados de un polígono en específico.
<i>Lego Polígonos (LEGOPOL)</i>	Permite sintetizar y proporcionar los datos acumulados de varios polígonos base para formar un polígono extendido, ofreciendo una visión consolidada de la información para para expandir análisis y planificación.
<i>Excel Madre (EM)</i>	Recopila toda la información acumulada obtenida a través de la herramienta PDA, ofreciendo una visión consolidada de la información para análisis y toma de decisiones.
Visualización y Entrenamiento	<i>Google Maps</i> Se pueden importar datos desde Pirámide-Ñ a Google Maps como nueva capa para una visualización geográfica avanzada.

ANEXO 5: ENCUESTA DEMANDA ELÉCTRICA DE ÑUBLE

Entre el 20 de marzo y el 25 de Abril se tomó una encuesta a empresas de la Región de Ñuble con el objetivo de conocer su demanda actual de potencia eléctrica, los horarios de uso, el tipo de energía usada, los posibles aumentos de potencia por ampliaciones y el desarrollo de nuevos negocios y el probable uso de energía renovable en los próximos años.

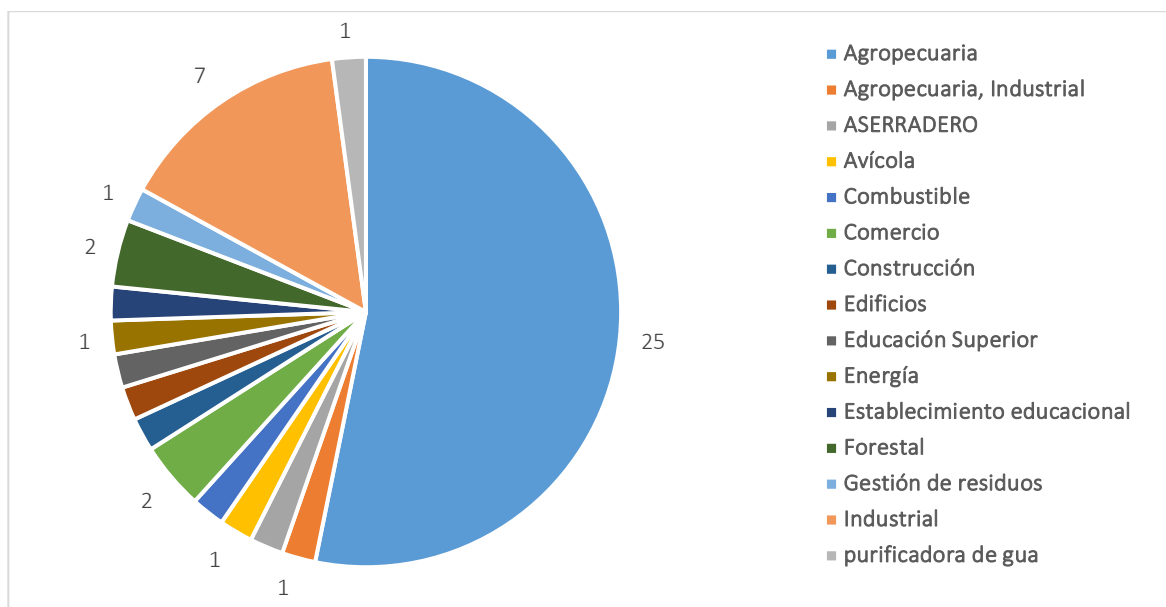
Se enviaron encuestas a 322 empresas de la región, principalmente de los sectores industriales, agropecuarias, inmobiliarias y servicios. De este total de empresas, 230 de ellas están georreferenciadas y se muestran en el siguiente mapa.



De estas 322 empresas a las cuales se les envió el cuestionario, respondieron 48 después de seis rondas de llamados.

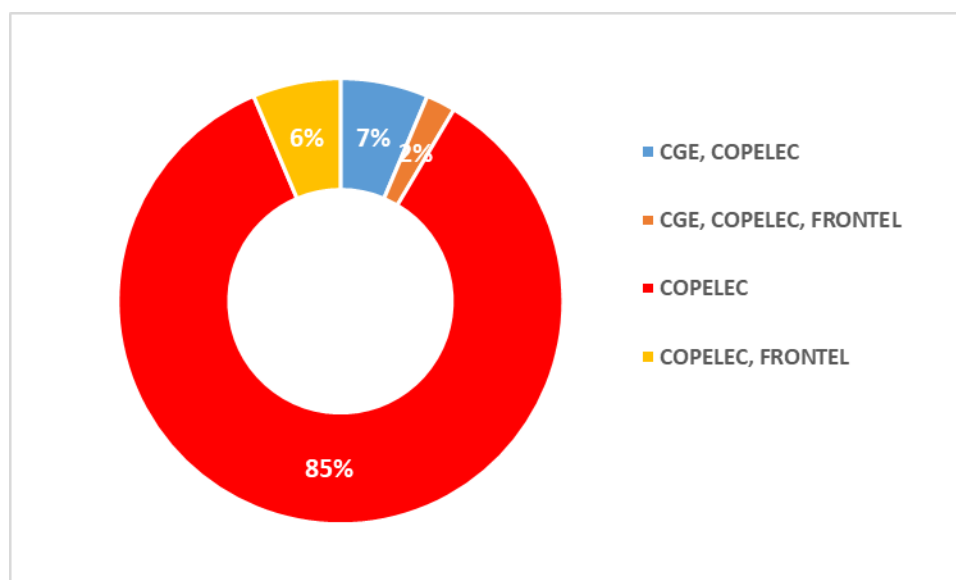
SECCIÓN A.- Identificación de la empresa e informante

Las empresas que respondieron representan diversos sectores económicos, siendo el sector agropecuario e industrial los más relevantes representando el 53% y 15% respectivamente, como se aprecia en el siguiente gráfico.



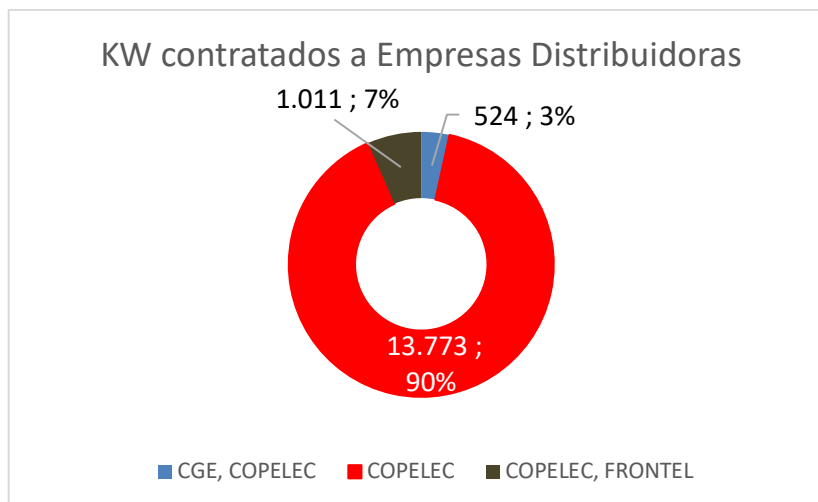
SECCIÓN B.- Proveedores de Energía Eléctrica

Identifique sus proveedores de Energía Eléctrica actuales



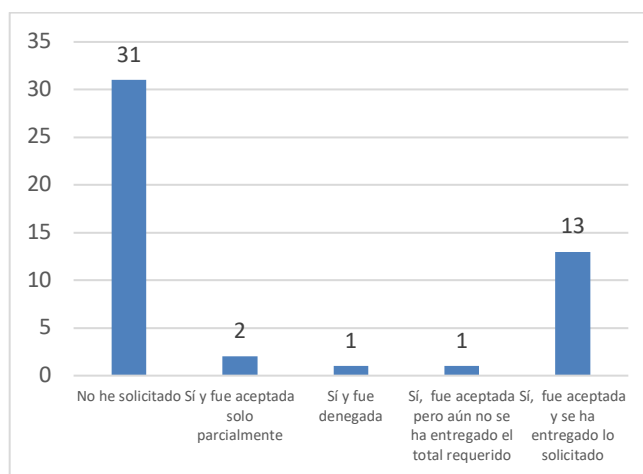
El principal proveedor de las empresas encuestadas corresponde a Copelec con un 85% de participación.

¿Cuál es la Potencia actual contratada por su empresa por distribuidora?



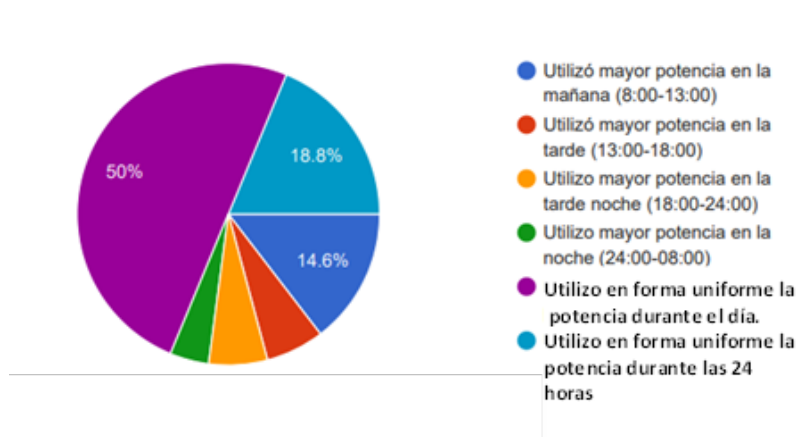
De la muestra analizada el 90% tiene contrato con la distribuidora Copelec

¿Ha solicitado en los últimos dos años ampliación de la potencia contratada?



Si bien solo a una de las empresas de la muestra declara que se le ha negado la factibilidad, de las 17 empresas que han solicitado ampliación 4 de ellas, es decir un 23%, no ha tenido el servicio completo o este se ha visto demorado.

Respecto a la utilización de la potencia instalada en una jornada normal de trabajo en la época del año de mayor consumo. Las empresas señalan que:

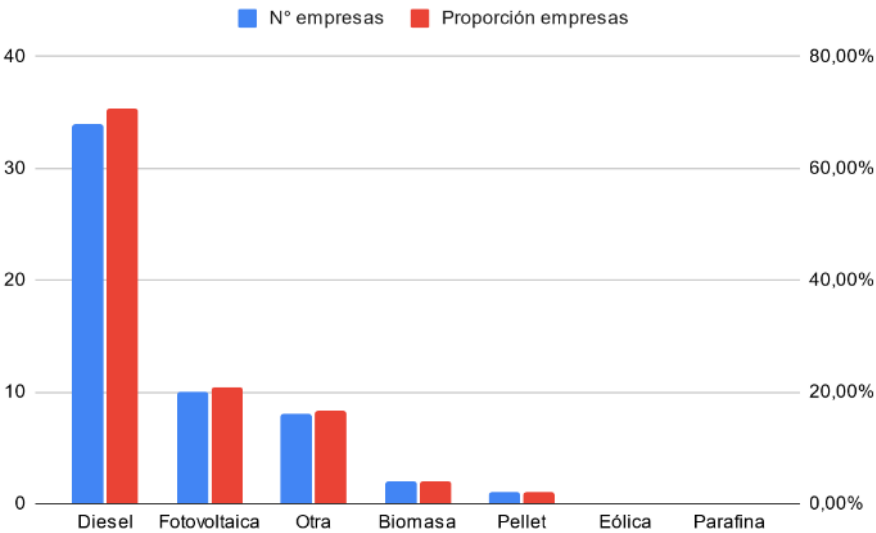


De la figura anterior se desprende que la mayor parte de las empresas (50%) utiliza en forma uniforme su potencia contratada (sólo durante el día), mientras que un 18,8% de ellas la utiliza de forma uniforme las 24 horas y un 14,6% la utiliza principalmente en la mañana.

SECCIÓN C

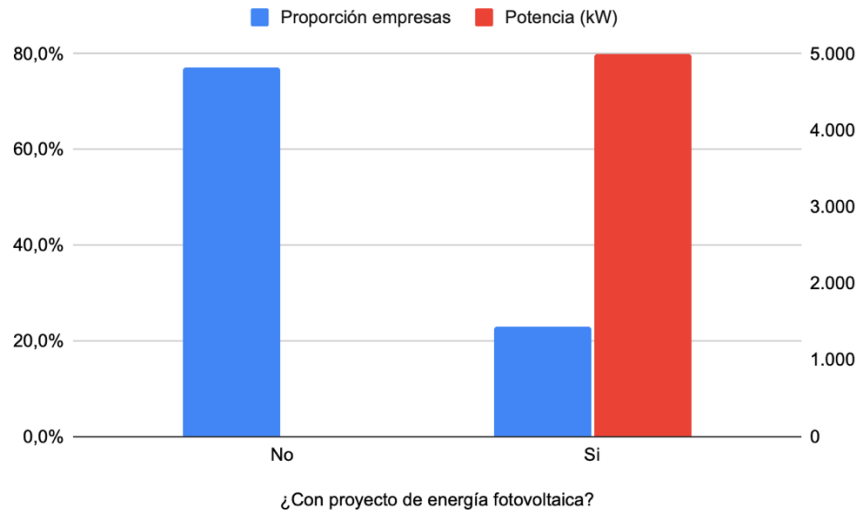
Además de la energía eléctrica contratada arriba. ¿Qué otro tipo de energía utiliza? Liste todas las que utilice.

Tipo de Energía	Núm. de empresas	Proporción de empresas
Diésel	34	70,83%
Fotovoltaica	10	20,83%
Otra	8	16,67%
Biomasa	2	4,17%
Pellet	1	2,08%
Eólica	0	0,00%
Parafina	0	0,00%



Si actualmente se encuentra ejecutando¹³¹ algún proyecto de energía fotovoltaica, señale la potencia que podría lograr con este proyecto en kW.

¿Con proyecto de energía fotovoltaica?	Empresas	Potencia (kW)
No	77,1%	0
Si	22,9%	4.997



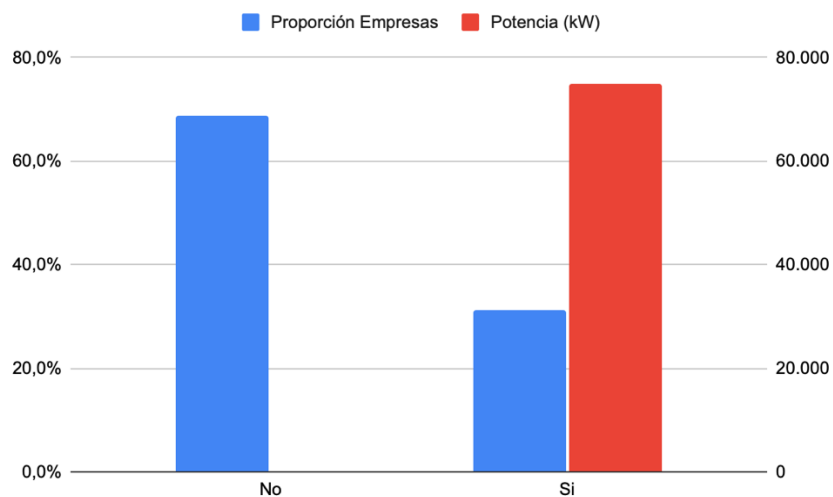
¹³¹ Ejecutando implica que lo está realizando, llevando a cabo y por lo tanto fue tramitado.

Si actualmente se encuentra ejecutando algún proyecto de energía eólica, señale la potencia que podría lograr con este proyecto en kW, sino ponga un "cero".

¿Energía eólica?	Empresas	Potencia (kW)
No	100,0%	0
Si	0,0%	0

Si actualmente se encuentra utilizando electrogeneradores. Señale ¿cuál es la potencia acumulada en kW que logra satisfacer con ellos y la marca del equipo?. Sino ponga un "cero"

¿Electrogeneradores?	Proporción Empresas	Potencia (kW)
No	68,8%	0
Si	31,3%	74.950



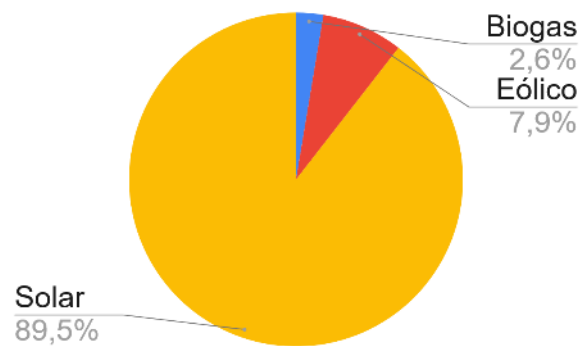
¿Ha analizado seriamente la posibilidad de instalar en los próximos 5 años algún proyecto de Energía Renovable No convencional?

Respuesta	Proporción empresas
Si	25,0%
No	18,8%
Lo he pensado, pero no en profundidad	56,3%



Si la respuesta anterior fue sí, ¿Qué tipo de proyecto sería (Eólico, Solar, Biomasa)?

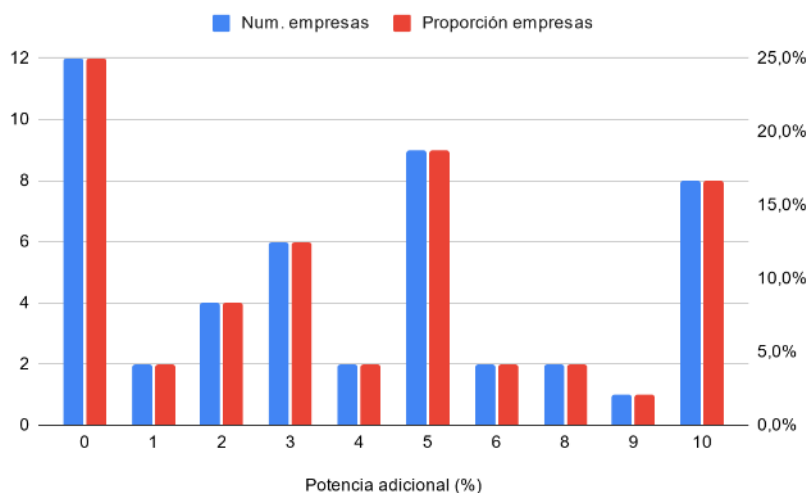
Tipo de proyecto	Num. empresas	Proporción empresas
Biogas	1	2,1%
Eólico	3	6,3%
Solar	34	70,8%



SECCIÓN D

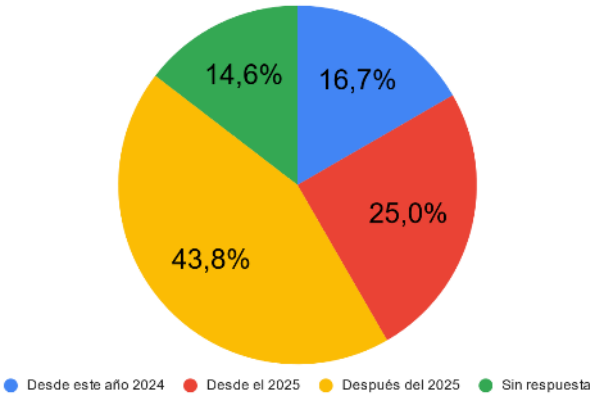
En los próximos cinco años, ¿Cuánta potencia adicional requerirá contratar su empresa para seguir funcionando?
Señale de 0 a 100%.

Potencia adicional (%)	Num. empresas	Proporción empresas
0	12	25,0%
1	2	4,2%
2	4	8,3%
3	6	12,5%
4	2	4,2%
5	9	18,8%
6	2	4,2%
8	2	4,2%
9	1	2,1%
10	8	16,7%



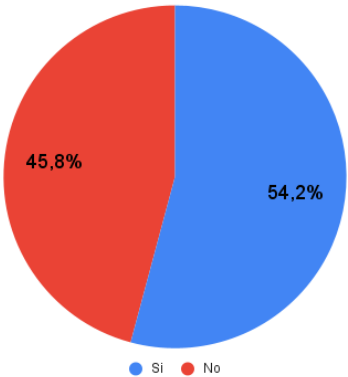
Si estima que requerirá más potencia, ¿En qué año usted la requerirá?

Respuesta	Num. empresas	Proporción empresas
Desde este año 2024	8	16,7%
Desde el 2025	12	25,0%
Después del 2025	21	43,8%
Sin respuesta	7	14,6%



Dentro del mismo horizonte temporal de cinco años, ¿La empresa tiene planes de desarrollar nuevas unidades de negocio que requerirán contratar más potencia?

Respuesta	Num. empresas	Proporción empresas
Si	26	54,2%
No	22	45,8%



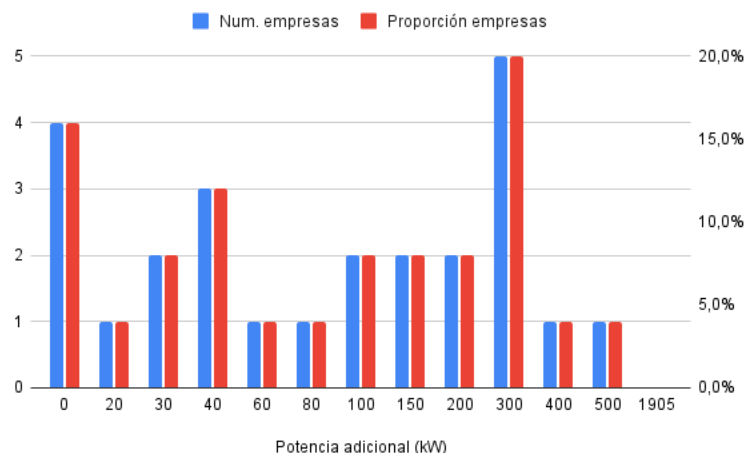
Si la respuesta anterior fue afirmativa, ¿Aproximadamente cuánta potencia adicional estima que requerirá en su nuevo negocio o proyecto?, sino ponga "cero"

Número de empresas que responden: 26

Número de empresas no contabilizadas en tabla y gráfico: 1. ¿Razón? No respondió con potencia sino con porcentaje adicional.

Potencia adicional (kW)	Num. empresas	Proporción empresas
0	4	16,0%

20	1	4,0%
30	2	8,0%
40	3	12,0%
60	1	4,0%
80	1	4,0%
100	2	8,0%
150	2	8,0%
200	2	8,0%
300	5	20,0%
400	1	4,0%
500	1	4,0%



¿Escriba aquí algún comentario o información relevante que le gustaría compartir sobre los requerimientos energéticos de su empresa?

- 1) Actualmente tenemos proyectos en desarrollo cuyos requerimientos de potencia deberían poder ser cubiertos con la potencia contratada (aprox. 95%). Además, tenemos en carpeta 2 proyectos de generación eléctrica con biogás, que podrían llegar a los 4MW.
- 2) Pésima calidad de servicio, cortes y variaciones de tensión que generan problemáticas con equipos de bombeo y control
- 3) Sería importante tener subsidios para energía fotovoltaica.
- 4) Tenemos terrenos y áreas disponibles para desarrollar proyectos eólicos o fotovoltaicos
- 5) Tengo un proyecto para ampliar la empresa, sería interesante evaluar paneles solares
- 6) Ojala sigan creciendo las plantas eléctricas para abordar la alta demanda de energía que existe
- 7) Debiera haber un registro público para negociar precio como cliente libre
- 8) Nuestro proyecto futuro es fotovoltaico y dar facilidad por parte de las empresas distribuidoras
- 9) Debería existir una tarifa de riego .
- 10) No cabe duda que la ampliación del abastecimiento de energía debiera ser solar.

- 11) La energía suministrada presenta problemas de estabilidad.
- 12) Actualizar los sistemas eléctricos, ya que son instalaciones muy antiguas
- 13) Debido a que nuestro consumo es muy relevante en período y horarios de horario de invierno, en período de intenso trabajo en vendimias, como Pyme esta medida nos perjudica de sobremanera. Nos vemos obligados a utilizar generador que funciona a Diésel, lo que no sólo representa un costo económico considerable, sino también ambiental. Somos una pequeña empresa así como la mayoría de los productores de vino de la región, la política de horarios puntas debiera dispensar a las empresas socio económicamente más vulnerable.
- 14) Se requiere mejor calidad y estabilidad de servicio

ANEXO 6: FACTORES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZADOS PARA MAPEAR LA DEMANDA AL SISTEMA DE 66 KV

La siguiente tabla muestra los factores de distribución utilizados para mapear la demanda desde las barras de 154 kV (en PLP) a las nuevas barras de 66 kV incorporadas en el modelo.

Tabla 59: Factores de distribución.

Consumo 66kV	Barra PLP	% Distribución
I. Cocharcas 66 kV	Chillan154	0,11
R. Chillán 1 66 kV	Chillan154	37,60
R. Chillán 2 66 kV	Chillan154	37,60
R. Cocharcas 66 kV	Chillan154	13,33
R. Hualte 33kV	Chillan154	3,72
R. Quirihue 33 kV	Chillan154	7,63
I. Collipulli 66 kV	Charrua220	0,00
R. Collipulli 1 66 kV	Charrua220	5,66
R. Collipulli 2 66 kV	Charrua220	5,66
I. Tres Esquinas 66 kV	Charrua154	0,00
R. Quilmo 66 kV	Charrua154	4,36
R. Tres Esquinas 1 66 kV	Charrua154	3,33
R. Tres Esquinas 2 66 kV	Charrua154	3,33
I. Bucalemu 66 kV	Charrua066	3,97
I. Longavi 66kV	Parral154	0,25
I. Ñiquén 66 kV	Parral154	0,13
R. Cauquenes 66 kV	Parral154	16,87
R. La Vega 66 kV	Parral154	8,12
R. Longavi 66kV	Parral154	6,04
R. Parral 66 kV	Parral154	32,26
R. Retiro 66 kV	Parral154	5,17
R. San Carlos 66 kV	Parral154	24,15
R. San Gregorio	Parral154	7,01

ANEXO 7: GENERACIÓN LOCAL Y VERTIMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA LOS ESCENARIOS 2 Y 3

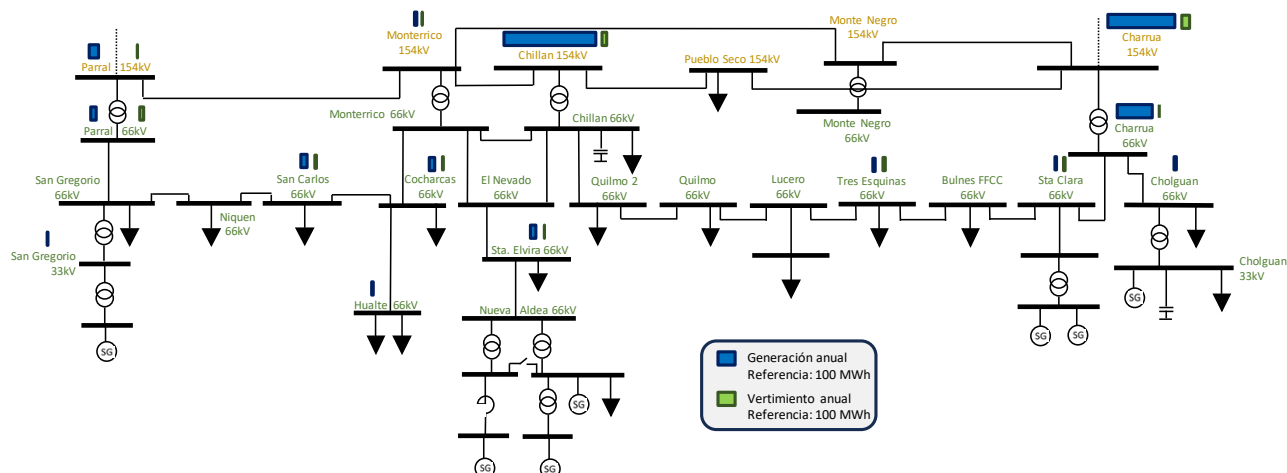


Figura 168. Generación local y vertimiento de energías renovables para el escenario 1 (tendencia) para el año 2030.

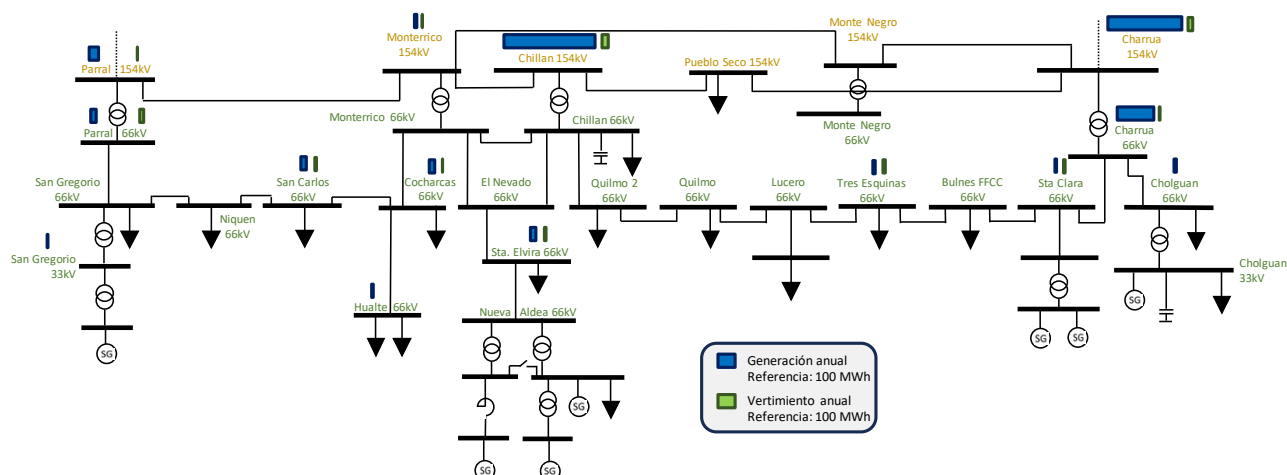


Figura 169. Generación local y vertimiento de energías renovables para el escenario 1 (tendencia) para el año 2035.

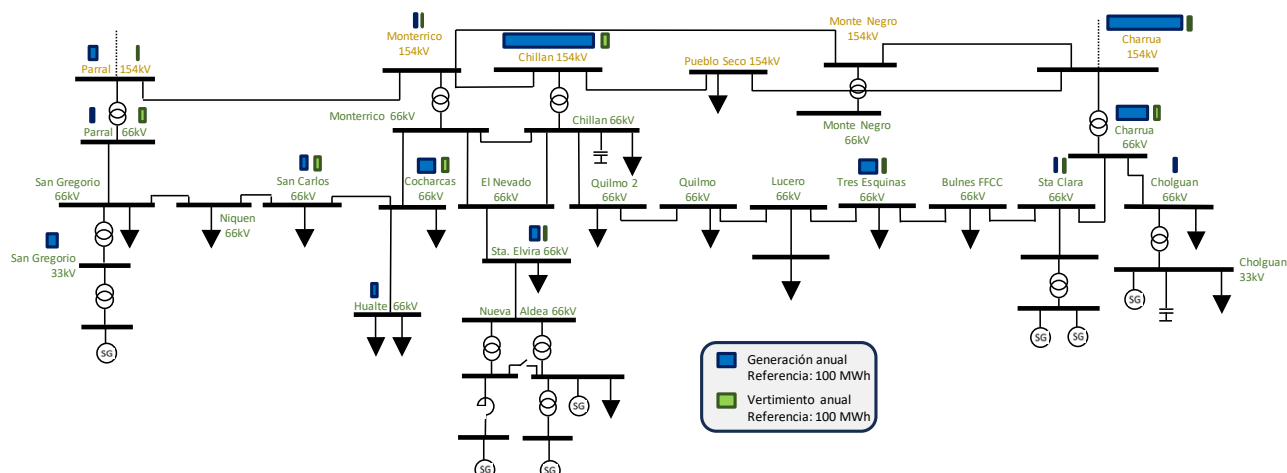


Figura 170. Generación local y vertimiento de energías renovables para el escenario 2 (alta demanda) para el año 2030.

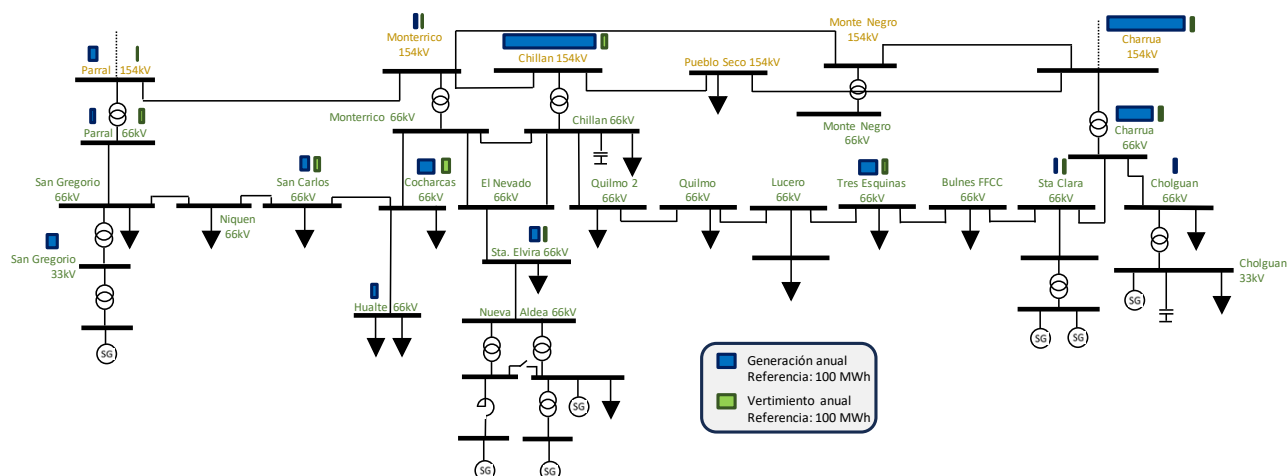


Figura 171. Generación local y vertimiento de energías renovables para el escenario 2 (alta demanda) para el año 2035.

ANEXO 8: CUANTIFICACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE MEJORAR INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN DE ÑUBLE

Para cuantificar el impacto económico de los proyectos que se dejan de realizar debido a no contar con la factibilidad eléctrica se utilizará un análisis basado en elasticidades para Chile. Se utilizará parámetros la elasticidad empleo producto, que mire el impacto que tiene un aumento de un 1% en el PIB sobre el empleo. También se utilizará la electricidad producto energía, que mide el impacto que tiene sobre la producción el aumento de por ciento en la oferta energética. Estos parámetros permitirán calcular el impacto de contar con más energía sobre el PIB de ñuble y el impacto que tendría este aumento en el PIB sobre el empleo. El análisis será a nivel agregado y a nivel sectorial.

La metodología anterior requiere encontrar valores de elasticidades para el caso chileno. Existe una estimación de la elasticidad empleo producto que va de 0,25 a 0,75, estimado por Martínez, et. al (2001). Existe una estimación de Barreto y Campo (2012) de la elasticidad energía producto que es de 0.38 en el largo plazo. Dado esto se asumirán las siguientes elasticidades

Elasticidad	Corto plazo	Largo plazo
Empleo Producto	0,25	0,5
Energía Producto	1	0,38

Para estimar la variación en la oferta eléctrica se asume que los nuevos proyectos que se podrían implementar en los próximos años corresponderían a las ampliaciones o capa 2 o a nuevas actividades productivas o capa tres. Con los datos de Copelec, que son los únicos datos con que cuenta el proyecto, respecto a factibilidades postergadas, se realiza una estimación conservadora que asume que la otra compañía no tendría factibilidades postergadas. El otro supuesto que se realiza es que la variación en el consumo de energía es equivalente a la variación en la potencia contratada. Ello significa que, con los datos existentes, habría un 4,4% de potencia adicional que se podría contratar, lo cual implicaría un 4,4% de mayor demanda en consumo. Esto se muestra en el recuadro a continuación:

	Potencia contratada	Variación
CGE	684.682	n.d
Copelec	388.341	56.811
Saesa	212.704	n.d
Total	1.285.727	56.811
Variación		4,40%

Este es un escenario conservador ya que las otras empresas también tienen factibilidades postergadas o rechazadas, pero no se tiene la información al respecto.

Cálculo del Impacto Utilizando Elasticidades

Elasticidad Empleo-Producto:

- Fórmula: $\Delta E_m = \epsilon E_m \times \Delta Y / Y_0$

- Donde ΔE_m es el cambio en el empleo, $\epsilon_{E_m,Y}$ es la elasticidad empleo-producto, ΔY es el cambio en el PIB y Y_0 es el PIB inicial.

- Use la elasticidad empleo-producto para estimar el cambio en el empleo debido al cambio proyectado en el PIB. Confusiones

Elasticidad Energía-Producto:

- Fórmula: $\Delta Y = \epsilon_{Y,E} \times \Delta E / E_0$

- Donde ΔY es el cambio en el PIB, $\epsilon_{Y,E}$ es la elasticidad energía-producto, ΔE es el cambio en el consumo de energía y E_0 es el consumo de energía inicial.

- Use la elasticidad energía-producto para estimar el cambio en el PIB debido al cambio proyectado en el consumo de energía.

Establecimiento de Escenarios

- Escenario Actual: Situación actual con falta de factibilidad eléctrica.
- Escenario Proyectado: Situación hipotética con factibilidad eléctrica y proyectos en marcha.

Cálculo Corto Plazo

- $\Delta E = 4,4\%$ (incremento proyectado en consumo de energía usando la tabla de arriba).

- $Y_0 = \$4.105$ (miles de millones)(PIB inicial).

- $E_{m9}=212.000$ personas

1. Cálculo del cambio en el PIB:

$$\Delta Y = \epsilon_{Y,E} \times \Delta E / E_{0x} \times Y_0 = 1 \times 0,044 \times 4.105 = 181 \text{ (miles de millones)}$$

2. Cálculo del Cambio en el Empleo:

$$\Delta E_m = \epsilon_{E_m,Y} \times \Delta Y / Y_0 \times E_{m0} = 0,25 \times 0,044 \times 212.000 = 2.342 \text{ personas ocupadas}$$

Esto indica que con un incremento del 4,4% % en la oferta de energía, el PIB podría aumentar un 4,4% en el corto plazo y el empleo en un 1,1% equivalente a 2.342 personas, según las elasticidades proporcionadas.

Cálculo Largo Plazo

- $\Delta E = 4,4\%$ (incremento proyectado en consumo de energía).

- $Y_0 = \$4.105$ (miles de millones)(PIB inicial).

- $E_{m9}=212.000$ personas

1. Cálculo del Cambio en el PIB:

$$\Delta Y = \epsilon_{Y,E} \times \Delta E / E_{0x} \times Y_0 = 0,38 \times 0,044 \times 4.105 = 69 \text{ (miles de millones)}$$

2. Cálculo del Cambio en el Empleo:

$$\Delta Em = \epsilon_{Em,Y} \times \Delta Y / Y_0 \times Em_0 = 0,5 \times 0,044 \times 212.000 = 1.780 \text{ personas ocupadas}$$

Esto indica que con un incremento del 4,4% % en la oferta de energía, el PIB podría aumentar un 1,7 % en el largo plazo y el empleo en un 0,8% equivalente a 1.780 personas, según las elasticidades proporcionadas.

Conclusiones

Se concluye que podría existir un impacto significativo en el PIB en el corto plazo de al menos un 4,4% de producción que se dejaría de generar debido a que no existe la energía suficiente. Sin embargo, muchas de estas empresas al no contar con la energía eléctrica en suficiencia y calidad utilizan otras formas de energía como son los generadores a diésel o las energías fotovoltaicas, cada vez más comunes en la región. Es decir, muchas de estas empresas postergan la producción, pero otras la realizan con energía más cara. En el largo plazo cuando se incorpora la posibilidad de sustitución el impacto es significativamente menor y sería de 1,7% del PIB regional.

Referencias específicas utilizadas para este análisis:

- Claudia Martínez Alvear, Gustavo Morales, Rodrigo Valdés (2001). Cambios Estructurales en la Demanda por Trabajo en Chile. Economía chilena, ISSN-e 0717-3830, Vol. 4, Nº. 2, 2001, págs. 5-25
- Yerko Retamal Retamal (2014). Tendencias De Largo Plazo de Oferta Laboral y
- Crecimiento Económico en Chile. Seminario para Optar al Título De Ingeniero Comercial, U. de Chile.
- Carlos Alberto Barreto Nieto, Jacobo Campo Robledo (2012). Relación a largo plazo entre consumo de energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel. Ecos de Economía 2012, 16 (35)

ANEXO 9: RESULTADO DE LA EXPANSIÓN ÓPTIMA CONSIDERANDO NUEVOS CANDIDATOS A EXPANSIÓN

La siguiente tabla muestra el resultado de expansión óptima al incluir dentro de los candidatos una nueva línea paralela Chillan154->NuevaChillan220 y un transformador adicional Parral154->Parral066.

Tabla 52. Resultados expansión de la transmisión para la región del Ñuble.

Proyecto	Escenario tendencial		Escenario de alta demanda		Escenario de alta demanda y alto desarrollo de recursos locales	
	Año	Capacidad MW	Año	Capacidad MW	Año	Capacidad MW
ElParral066->SanGregorio066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
Niquen066->SanCarlos066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
SanFabian220->SanCarlos066	2025	75,00	2025	75,00	2025	75,00
SanGregorio066->Niquen066	2026	25,37	2026	25,37	2026	25,37
Monterrico154->Cocharcas066	2028	35,40	2028	35,40	2028	35,43
MonteNegro066->Lucero066	2031	75,00	2031	75,00	2031	75,00
Charrua066->Chillan066	2035	90,00	2035	90,00	2034	90,00
EntreRios 220 -> NuevaChillan 220	2032	150,00	2031	150,00	2031	150,00
Chillan154->NuevaChillan220	2025	150,00	2025	150,00	2025	150,00
Parral154->Parral066	2026	25	2025	25	2025	25

La siguiente tabla muestra el detalle de los costos de operación e inversión, al incorporar una nueva línea paralela Chillan154->NuevaChillan220 y un transformador adicional Parral154->Parral066, como candidatos a expansión.

Tabla 53: Detalle de los costos totales (inversión y operación), en VPN, por cada escenario.

Escenarios	Costos de operación [MMUSD]	Costos de inversión en la región del Ñuble [MMUSD]	Costos de inversión resto del sistema [MMUSD]	Total [MMUSD]
Escenario 1 (tendencial)	3805,82	17,65	29,52	3853,00
Escenario 2 (alta demanda)	3883,05	19,24	31,34	3902,29
Escenario 3 (alta demanda y desarrollo de recursos locales)	3529,55	19,42	32,554	3548,97

La siguiente tabla muestra el VPN de los costos de operación promedio, obtenidos con PLP, del sistema resultante al incluir dentro de los candidatos una nueva línea paralela Chillan154->NuevaChillan220 y un transformador adicional Parral154->Parral066.

Tabla 55: Valor presente neto de los costos de operación promedio [MMUSD] para los casos con y sin proyectos en la región del Ñuble

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
--	-------------	-------------	-------------

Sin proyectos	5967,14	6243,32	6147,32
Con proyectos	5944,47	5983,74	5977,94
Diferencia	22,67	259,58	169,37

Finalmente, la siguiente tabla muestra los costos totales, junto con el beneficio neto, del plan que resulta al incluir dentro de los candidatos una nueva línea paralela Chillan154->NuevaChillan220 y un transformador adicional Parral154->Parral066. Como se puede ver de estos resultados, el nuevo plan trae importantes beneficios al sistema.

Tabla 55. Costo total de inversión de cada plan de expansión por escenario.

Escenario	Costos totales [MMUSD]		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costos de inversión (VPN anualizados)	-17,65	-19,2462	-19,42
Ahorro en costos de operación (VPN)	+22,67	+259,58	+169,37
Beneficio neto	+5,02	+240,34	+149,65