

“Estudio de adaptación al cambio climático para INTERCHILE.”

Tomo I:

Análisis de exposición, caracterización climática y antecedentes sobre riesgos y oportunidades de transición.

Preparado para:



ISA INTERCHILE

Cerro el Plomo 5630, oficina 1803, Las Condes, Santiago, Chile

Preparado por:



Con el apoyo de:

Centro UC
Energía

Centro de Cambio Global UC | Centro de Energía UC
Pontificia Universidad Católica de Chile
Av. Vicuña Mackenna 4860 - - Santiago - Chile
Fono: +56 9 5504 4137 | +56 9 5504 5895-
E-mail: cambioglobal@uc.cl

“Estudio de adaptación al cambio climático para ISA InterChile.”

Rol	Profesional	Especialidad
Dirección	PhD. Sebastián Vicuña (SV)	Ingeniería
Coordinación	MsC. David Morales (DM)	BBDD
	Rosario Chubretovic (RC)	Modelos clima
Especialista	PhD. Jorge Gironás (JG)	Hidrología y Eventos Extremos
	PhD. Horacio Gilabert (HG)	Riesgo de Incendios
	PhD. Álvaro Lorca (AL)	Riesgos sistémicos y de transición
	PhD. Francisco Meza (FM)	Comunidades / Agricultura
	PhD. Luis Abdón Cifuentes (LAC)	Comunidades / Olas de calor
	PhD. Oscar Melo (OM)	Vulnerabilidad comunidades
Apoyo técnico	Rosario Chubretovic (RC)	Clima/eventos de temperatura extrema
	Juan de Dios Guzmán (JDG)	Clima/aluviones
	Diego González (DG)	Riesgo de Incendios
	Katherine Duarte (KD)	Ecosistemas
	Lucas Maulén (LM)	Riesgos Transición
	Cristián Villalobos (CV)	Riesgos Transición
	Juan Pablo Herane (JPH)	Vulnerabilidad comunidades

Fecha	Elaborado por	Revisado por	Versión
28-07-2023	DM/RC/JDG/DG/KD/LM/CV/LPH	SV	0

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	9
GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS	10
1 INTRODUCCIÓN GENERAL Y ANTECEDENTES	12
1.1 Introducción y objetivos del estudio	12
1.2 Marco conceptual	14
1.3 Antecedentes	20
1.3.1 Riesgos físicos para la infraestructura de transmisión	27
1.3.2 Riesgos para las comunidades de interés	38
1.3.3 Riesgos de transición para la compañía bajo escenarios TCFD	64
2 ESCENARIOS FUTUROS	109
2.1 Definición de macrozonas de estudio y metodología para la selección de modelos climáticos y proyección de escenarios.	109
2.2 Escenarios de emisiones de GEI	111
2.3 Escenarios climáticos	113
2.3.1 Selección de estaciones y caracterización de observaciones históricas.	114
2.3.2 Análisis histórico de tendencias meteorológicas y eventos extremos.	117
2.3.3 Análisis de concordancia entre modelos GCM CMIP6 y observaciones.	133
2.3.4 Selección de modelos CMIP6 para análisis de riesgos.	134
2.3.5 Metodología de <i>downscaling</i> para la obtención de datos desde modelos seleccionados.	138
2.4 Desagregación de series temporales para análisis de riesgo vinculado a aluviones	140
2.4.1 Obtención de series a paso horario por método de transformada de Fourier.	140

2.4.2	Obtención de series de precipitación a paso horario	140
3	CONCLUSIONES	143
4	REFERENCIAS	144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Proporción de beneficios sobre costos para distintos proyectos de transmisión construidos en EEUU.	69
Figura 1-2: Reducción de emisiones de CO2 producto de interconectar ambos sistemas propuestos en Van Horn et al., 2020 frente a distintos niveles de penetración eólica.	72
Figura 1-3: Beneficios sistémicos anuales producto de la conexión del proyecto Palo Verde-Devers 2 en el sistema eléctrico de California (CAISO) bajo distintos escenarios de incertidumbre.	73
Figura 1-4: Costos totales de inversión y operación frente a distintos escenarios de expansión en MISO.	75
Figura 1-5: Interconexiones eléctricas actuales, en desarrollo y en estudio entre distintos países de América del Sur.	78
Figura 1-6: Curva de proyección de ventas de VE en Chile.	79
Figura 1-7: Resumen del esquema de operación de una línea virtual.	83
Figura 1-8: Ejemplo de caso de negocio multi-servicio.	84
Figura 1-9: Interacción entre los operadores de distribución, transmisión y DERs.	88
Figura 1-10: Sistema de transmisión de hidrógeno en Europa al año 2040.	91
Figura 1-11: Diagrama conceptual de aplicación de SyS y AyH en el sistema de transmisión.	93
Figura 1-12: Modelo conceptual de un sistema DLR.	94
Figura 1-13: Curvas genérica de comparación de costos de HVDC y líneas AC.	99
Figura 1-14: Iniciativas 2023 para acelerar la descarbonización y modernizar el sector eléctrico.	103
Figura 2-1: Transiciones del Índice de Aridez respecto del periodo de referencia 1986-2005 para el escenario SSP1-2.6 en periodo 2021-2040 y escenario SSP5-8.5 en período 2081-2100, para las macrozonas norte, centro norte y centro.	110

Figura 2-2.Desempeño del algoritmo de relleno de datos climáticos. Se muestra el resultado ejemplificado para la estación La Palcilla (DGA).	117
Figura 2-3. Tendencias Temperatura mínima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Norte.	120
Figura 2-4. Tendencias Temperatura mínima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 1.....	121
Figura 2-5. Tendencias Temperatura mínima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 2.....	122
Figura 2-6. Tendencias Temperatura mínima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro.....	123
Figura 2-7. Tendencias Temperatura máxima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Norte.	124
Figura 2-8. Tendencias Temperatura máxima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 1.....	125
Figura 2-9. Tendencias Temperatura máxima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 2.....	126
Figura 2-10. Tendencias Temperatura máxima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro.....	127
Figura 2-11. Tendencias Precipitación Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Norte.	128
Figura 2-12. Tendencias Precipitación Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 1..	129
Figura 2-13. Tendencias Precipitación Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 2..	130
Figura 2-14. Tendencias Precipitación Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro.	131

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1: Sectores analizados en el proyecto ARClím junto con sus cadenas de impacto. Se destacan en rojos aquellas atingentes al presente estudio.	21
Tabla 1-2: Clasificación de eventos según tipo en registro SEC.....	27
Tabla 1-3: Recopilación de antecedentes de eventos de remoción en masa en las Macrozonas Centro Norte 1 y Centro Norte 2.	30
Tabla 1-4: Comunidades priorizadas para los análisis de riesgos en contexto de cambio climático.	38
Tabla 1-5: Porcentaje de personas en situación de pobreza por ingreso y pobreza multidimensional por zona urbana y rural para los territorios estudiados.....	40
Tabla 1-6: Porcentaje de personas ocupadas por territorio estudiado y por área urbana y rural.....	42
Tabla 1-7: Porcentaje de viviendas con índice de materialidad aceptable por zona urbana y rural para los territorios estudiados.	43
Tabla 1-8: Porcentaje de viviendas conectadas a la red pública de agua potable por zona urbana y rural para los territorios estudiados.	44
Tabla 1-9: Porcentaje de viviendas con saneamiento aceptable y subsidio de agua potable por zona urbana y rural para los territorios estudiados.	45
Tabla 1-10: APR localizadas en los territorios de estudio.	47
Tabla 1-11: Superficie sembrada o plantada de acuerdo al Censo Agropecuario 2007 y 2021.	49
Tabla 1-12: Número de comunidades (Entorno social y Trabajo Territorial) a nivel comunal.	51
Tabla 1-13: Número de celdas (30x30m) según cobertura clasificado según Zhao et al (2016) para cada una de las comunidades considerando un buffer de 15 km.....	53
Tabla 1-14: Superficie (ha) por cobertura clasificado según Zhao et al (2016) para cada una de las comunidades considerando un buffer de 15 km.....	57

Tabla 1-15: Comunidades seleccionadas para evaluación de riesgo sobre comunidades, en cuanto a la disponibilidad de agua sobre actividades agrícolas.....	60
Tabla 1-16: Superficie en riego y seco a nivel comunal para las comunas seleccionadas.....	61
Tabla 2-1: Macrozonas definidas para el reporte de resultados y su asociación con los tramos de infraestructura de ISA Interchile.....	109
Tabla 2-2. Definición de indicadores de eventos de extremos calculados. En negrita aquellos reportados en el presente trabajo.....	118
Tabla 2-3: Listado de los 10 primeros modelos (de un total de 35) con mejor ajuste a las observaciones en la Macrozona Norte. En rojo se destacan aquellos seleccionados.....	134
Tabla 2-4: Listado de los 10 primeros modelos (de 35) con mejor ajuste a las observaciones en la Macrozona Centro Norte 1. En rojo se destacan aquellos seleccionados.....	135
Tabla 2-5: Listado de los 10 primeros modelos (de 35) con mejor ajuste a las observaciones en la Macrozona Centro Norte 2. En rojo se destacan aquellos seleccionados.....	136
Tabla 2-6: Listado de los 10 primeros modelos (de 35) con mejor ajuste a las observaciones en la Macrozona Centro. En rojo se destacan aquellos seleccionados.....	137
Tabla 2-7: Modelos seleccionados por macrozona y su ranking promedio.....	137

RESUMEN EJECUTIVO

En el contexto del estudio encargado por INTERCHILE al equipo del Centro de Cambio Global UC, con el apoyo del Centro de Energía UC se han hecho diversos análisis para caracterizar la exposición, amenaza y riesgo sobre los activos de INTERCHILE y las comunidades de interés aledañas a la infraestructura.

En ese sentido, los resultados de la caracterización hidrometeorológica y los análisis de tendencias muestran en general, para las estaciones seleccionadas, un patrón de incremento en las temperaturas máximas en algunos casos de +0,4°C por década, mientras que en las mínimas existe un patrón de reducción de temperaturas en varias estaciones de las macrozonas Centro Norte 1 y 2. Para las precipitaciones, se aprecian tendencias históricas con un patrón latitudinal marcado: las macrozonas Centro y Centro Norte 2 poseen reducción de precipitación que incluso pueden ser inferiores a -20 mm/década, pero que son estadísticamente significativos mayoritariamente en la macrozona centro. En la macrozona Centro Norte 1 ha habido cambios variables, negativos hacia al sur y neutros a positivos (aunque no significativos) hacia el norte de esta macrozona. Finalmente, en la macrozona norte el patrón de tendencias es neutro, aunque dado que la densidad de estaciones es baja, no puede afirmarse que sea una señal de carácter generalizado.

Para el análisis de amenazas y riesgos proyectados hacia futuro, se utilizaron modelos CMIP6 para los escenarios SSP1-2.6, SSP2-4.5 y SSP5-8.5, seleccionados a partir de la similitud sus datos modelados con las observaciones de las estaciones meteorológicas, tanto para las variables de temperatura como para las de precipitación, mediante el uso de dos estadígrafos: el Sesgo de Promedio Anual (SPA) y el Sesgo de Coeficiente de Variación, que identifican la relación de tendencia central y dispersión respectivamente entre datos observados y datos modelados, seleccionando aquellos modelos, por macrozona, que presentan menor sesgo con las observaciones en la variable de precipitación, además de que sus cambios esperados sean contrastantes entre sí. Junto con lo anterior, se han utilizado también los modelos reportados en la Homologación del Balance Hídrico Nacional. Esto permitió la selección de un total de 14 modelos distribuidos, con repetición si amerita, en las cuatro macrozonas definidas.

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS

AR: Por sus siglas en inglés, reporte de evaluación del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC). El sexto es el último informe publicado a partir de 2021 (para el WGI).

Cambio climático: Variación del estado del clima de acuerdo con el cambio en el valor y/o variabilidad de sus medias o propiedades, verificadas estadísticamente. Se identifica por ser persistente en el tiempo, como decenios o períodos mayores.

CMIP: Por sus siglas en inglés, Proyecto asociado de Intercomparación de Modelos Acoplados de proyección climática.

Corrección de sesgo: Método por el cual los valores de un modelo se corrigen mediante el uso de observaciones, de forma de que a nivel promedio tengan la misma media.

Downscaling: Metodología para reducir la escala de representación espacial de GCM's y atribuirlos a un contexto de observaciones históricas en una zona de estudio, preservando la señal original del modelo.

Ensamble: Conjunto de simulaciones de modelos que caracterizan una proyección climática en base a sus condiciones iniciales y forzamiento.

Forzamiento radiativo: Cambio en el flujo energético causado por un elemento impulsor y cuantificado en la parte superior de la atmósfera en W/m^2 .

Forzantes: Corresponde a una serie de elementos que condicionan el comportamiento de un sistema, dadas sus propiedades.

GCM: Por sus siglas en inglés, Modelos de Circulación General de la atmósfera. Utilizados para realizar simulaciones climáticas globales bajo distintos escenarios de emisiones.

GHG: Por sus siglas en inglés, Gases de Efecto Invernadero (GEI), gases atmosféricos que absorben y emiten radiación en el espectro del infrarrojo. Los principales GEI son el vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el Óxido nitroso (N_2O) y el Ozono (O_3).

IPCC: Por sus siglas en inglés, Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (Intergovernmental Panel on Climate Change).

Modelo climático: Representación numérica del sistema climático basada en las propiedades físicas, químicas y biológicas de sus componentes, en sus interacciones y en sus procesos de retroalimentación, y que recoge todas o algunas de sus propiedades conocidas. Los GCM corresponden a un tipo de modelo climático.

Proyección climática: Respuesta del sistema climático basada en simulaciones en diversos escenarios de emisiones de GEI.

P-valor: Probabilidad de que la conclusión atribuida al resultado observado se deba al azar. Si este valor es menor que aquel definido como alfa (α), se asume que existe evidencia para rechazar la hipótesis de que no existe la diferencia observada.

RCP: Por sus siglas en inglés, Escenarios Representativos de Concentración de emisiones GEI (Representative Concentration Pathways) para CMIP5.

SSP: Por sus siglas en inglés, Escenarios Socioeconómicos Compartidos de evolución de emisiones GEI (Shared Socio-economics Pathways) para CMIP6

1 INTRODUCCIÓN GENERAL Y ANTECEDENTES

1.1 Introducción y objetivos del estudio

El cambio climático, como la serie de cambios a largo plazo de los patrones de la temperatura y los patrones climáticos (ONU, 2021), es cada vez un fenómeno menos cuestionable. Ya desde mediados del siglo XX se han observado cambios en el sistema climático que no han tenido precedentes en las últimas décadas o incluso milenios (IPCC, 2022). Como respuesta, se han generado instancias como las Conferencias de las Partes, en donde las autoridades a nivel mundial buscan llegar a acuerdos para tomar medidas y consensuar a nivel internacional distintas acciones para mitigar las consecuencias de este fenómeno. Inicialmente, con el protocolo de Kyoto en 1997 (ONU, 1998) los acuerdos se centraron en reducir los gases de efecto invernadero, pero la necesidad de adaptarse a los impactos del calentamiento global se ha vuelto cada vez más urgente.

Los efectos agudos y crónicos del cambio climático se están volviendo más evidentes tanto a nivel global como en el caso específico de Chile. Estos pueden asociarse a olas de calor en muchas zonas inéditas, inundaciones de vastas superficies, incendios de difícil control que abarcan grandes áreas, cambios en la disponibilidad de agua por alteraciones del ciclo hidrológico, entre otras. Por lo tanto, es esencial avanzar en la identificación de los riesgos a los que se está expuesto para planificar la adaptación a este fenómeno. Para lograrlo, se deben comprender estos riesgos en diferentes aspectos del sistema productivo, ambiental y social del país. Es en este sentido, que es relevante para ISA Interchile el evaluar la vulnerabilidad potencial de su infraestructura de transmisión eléctrica (subestaciones y líneas de transmisión) ante distintos riesgos vinculados a amenazas de origen climático, y los posibles impactos futuros que los eventos vinculados al riesgo podrían producir bajo distintos escenarios de proyección asociados cambio climático, en diferentes horizontes de tiempo. Con esta información levantada y estandarizada, ISA Interchile, por medio del presente estudio, podrá definir un plan de adaptación para sus activos considerando riesgos físicos vinculados a su infraestructura y comunidades aledañas, y su imagen como empresa a partir de sus riesgos de transición, teniendo en cuenta tanto sus operaciones actuales y futuras, así como las oportunidades que puedan aparecer para distintos aspectos del negocio.

El estudio de Adaptación al Cambio Climático para ISA Interchile tiene como objetivo general analizar los riesgos asociados a los fenómenos naturales causados

por el cambio climático que afectan al negocio y los activos de Interchile y sus comunidades más cercanas, considerando los riesgos físicos y de transición vinculados con la adaptación al cambio climático. Para lograr este objetivo, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Realizar un diagnóstico que identifique la exposición, amenaza y vulnerabilidad, al que están expuestos los activos de ISA Interchile y las comunidades aledañas a las instalaciones, considerando escenarios para riesgos físicos y para riesgos de transición.
- Identificar, analizar y evaluar los riesgos ambientales, económicos sociales en función del negocio frente al cambio climático y los activos de ISA Interchile y las comunidades aledañas a las instalaciones, en el corto, mediano y largo plazo.
- Elaborar matriz de riesgos físicos y de transición asociados al cambio climático y los activos de Interchile y las comunidades vecinas en un contexto de cambio climático, en el mediano y largo plazo.
- Elaborar un plan de adaptación al cambio climático para Interchile, basado en el ciclo de vida de sus activos y sus comunidades en el corto, mediano y largo plazo.

En esta primera etapa del proyecto, se presenta el desarrollo de las actividades relacionadas con el primer objetivo específico.

Dentro de las actividades a realizar para conseguir los objetivos, se encuentra el desarrollo de marco conceptual y revisión de antecedentes sobre estudios de impactos, vulnerabilidad y adaptación al cambio climático en Chile de forma general como vinculado a sistemas de transmisión eléctrica. Se ha revisado la literatura relevante, incluidos los reportes de TCFD de Recomendaciones sobre declaraciones financieras relacionadas con el clima (TCFD, 2017). Esta revisión comprende el análisis de referencias de los distritos riesgos físicos para la infraestructura considerando temperaturas extremas, aluviones, incendios y lavado por precipitaciones. Junto con ello también se revisan antecedentes sobre los riesgos vinculados a las comunidades de interés para ISA Interchile, respecto de la disponibilidad de agua sobre ellas en un contexto de consumo humano y agrícola, además de los potenciales riesgos asociados a incendios y los efectos de las olas de calor sobre las personas.

Por otra parte, se revisa los distintos escenarios climáticos a considerar, comenzado por un análisis de las tendencias observadas tanto de las principales variables

climáticas (temperaturas y precipitación) como de indicadores de eventos extremos derivados en una zona de estudio definida a partir de la exposición de la infraestructura de transmisión eléctrica de ISA Interchile, para luego corroborar la concordancia de estas observaciones con los modelos de cambio climático que serán utilizados para las proyecciones de los distintos riesgos. Con ello, se selecciona una batería de modelos climáticos que representen correctamente las condiciones históricas observadas y a su vez indiquen distintas trayectorias para los cambios esperados en temperatura y precipitaciones. Luego, se plantea la metodología para llevar la resolución gruesa de los modelos climáticos nativos a una resolución más fina considerando la grilla de análisis utilizada en el proyecto ARClím (Pica-Téllez et al., 2020).

Junto con lo anterior, se encuentra la definición de las distintas macrozonas que considera toda el área de estudio, y que se utiliza para reportar los resultados en una forma agregada, para que permita una comprensión fluida de los resultados dado el volumen de información que se ha generado y se generará con aun mayor presencia en la segunda etapa.

Además, se detallan aspectos metodológicos para la obtención de variables y el cálculo de los distintos riesgos no sistémicos a analizar en el presente estudio. En este sentido, se incluyen metodologías específicas para los riesgos físicos vinculados a temperaturas extremas, aluviones, incendios y lavado por precipitaciones; metodologías para los riesgos vinculados a comunidades sobre disponibilidad de agua (para consumo y uso agrícola), así como incendios y efectos de olas de calor sobre la salud.

Finalmente, el estudio reporta los avances sobre riesgos y oportunidades de transición para ISA Interchile, considerando los desafíos vinculados a su negocio respecto de aspectos reputacionales, normativos, tecnológicos y de mercado.

1.2 Marco conceptual

El Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras relacionadas con el Clima (TCFD) ha identificado varios tipos de riesgos y oportunidades que surgen del cambio climático y su impacto en las empresas y organizaciones (TCFD, 2017). En el presente informe, se hará un enfoque en los riesgos a analizar con una mirada basada en las conclusiones y recomendaciones del TCFD, identificando en primer lugar los riesgos físicos, que están relacionados con los impactos directos del cambio climático, como eventos climáticos extremos, variabilidad climática y

cambios en los patrones climáticos que pueden producir efectos indeseados en distintos tipos de objetos de protección y/o valoración, como por ejemplo infraestructura de transmisión eléctrica, que pueden poner en peligro el funcionamiento del sistema, y las comunidades vinculadas a esta infraestructura, que puede verse afectada de forma directa por ejemplo en su salud en eventos de calor extremo o de forma indirecta respecto de la disponibilidad de agua tanto para consumo humano como para regadío por efectos de cambios en el régimen de precipitación. En segunda instancia, el informe aborda el análisis de base de distintos riesgos de transición, que surgen de la transición del sistema actual de uso de la energía en la compañía a una economía de bajas emisiones de carbono. A modo de marco conceptual, se describirán los principales riesgos identificados por el TCFD en ambas categorías, mencionado aquellos que serán abordadas en el presente, y presentarán metodologías que las empresas pueden utilizar para calcular estos riesgos, y que son aplicados en el presente estudio.

Cuando se habla de riesgos físicos, se entiende que los efectos del cambio climático pueden dar lugar eventos que se manifiestan en un corto plazo (riesgos agudos) o cambios a largo plazo (riesgos crónicos) en los patrones climáticos. Estos riesgos pueden tener implicaciones financieras para las organizaciones, incluyendo daños directos a sus activos o impactos indirectos debido a interrupciones en la cadena de producción. Además, el rendimiento financiero de las organizaciones puede verse afectado por distintas amenazas de origen climático que por ejemplo afecten la disponibilidad y calidad del agua y la seguridad alimentaria, o que los cambios extremos de temperatura afecten a sus infraestructuras, operaciones, cadenas de producción, transporte y la seguridad de su personal y las comunidades de su entorno.

Respecto de los riesgos físicos agudos, estos se encuentran asociados a desastres inmediatos, como aquellos que derivan del aumento en la frecuencia de fenómenos climáticos extremos como ciclones, huracanes e inundaciones. Por otro lado, los riesgos físicos crónicos se refieren a los cambios a largo plazo en los patrones climáticos, como temperaturas continuamente altas, que pueden llevar al aumento del nivel del mar o a la presencia de olas de calor permanentes.

Estos riesgos físicos representan una preocupación creciente para las empresas y organizaciones y requieren de una gestión adecuada para asegurar la resiliencia y adaptación frente al cambio climático. Las empresas deben considerar estrategias de adaptación y mitigación para proteger sus activos, operaciones y personal, así como para asegurar su sostenibilidad financiera en un contexto de

cambio climático cada vez más pronunciado. Así, dentro de los riesgos físicos que define el TCFD se encuentran:

- **Eventos Climáticos Extremos:** Los eventos climáticos extremos, como tormentas, inundaciones y sequías, o huracanes, representan uno de los principales riesgos físicos asociados al cambio climático. Estos eventos pueden causar daños significativos a la infraestructura, interrumpir la cadena de suministro y afectar la producción y distribución de bienes y servicios. Las empresas ubicadas en áreas propensas a estos eventos están expuestas a mayores riesgos y deben considerar medidas de adaptación y resiliencia. En el presente se evalúan directamente estos riesgos dada la exposición de la infraestructura de ISA Interchile, los cuales se pueden clasificar en:
- **Cambio en Patrones Climáticos:** El cambio en los patrones climáticos, vinculado al aumento de las temperaturas promedio o a los cambios en los patrones de lluvia (intensidad y frecuencia), junto con sequías prolongadas, pueden afectar la disponibilidad de recursos hídricos, la productividad agrícola y la salud de los ecosistemas. Las empresas que dependen de recursos naturales y servicios ambientales deben evaluar cómo estos cambios afectarán sus operaciones y planificar medidas para mitigar los impactos negativos. Este riesgo físico es parte de aquellos que el presente estudio aborda, sobre todo en el enfoque aplicado a las comunidades de interés para ISA Interchile respecto a la disponibilidad de agua.
- **Aumento del Nivel del Mar:** El aumento del nivel del mar es un riesgo físico crítico para las empresas ubicadas en zonas costeras. Puede provocar inundaciones, erosión costera y la intrusión de agua salada en acuíferos, lo que afecta la disponibilidad de agua dulce y la estabilidad de la infraestructura costera. Las empresas en estas áreas deben evaluar su exposición y desarrollar estrategias de adaptación y mitigación. Dada el área de estudio que define la infraestructura expuesta analizar, este riesgo físico no formará parte de los análisis en el presente estudio.
- **Derretimiento de Glaciares y Disminución de Recursos Hídricos:** Para las empresas que dependen de fuentes de agua alimentadas por glaciares y nieve, el derretimiento acelerado de los glaciares y la disminución de los recursos hídricos representan un riesgo significativo. Esto puede afectar la

disponibilidad de agua para la producción, la generación de energía hidroeléctrica y el abastecimiento de agua para las operaciones. Las empresas deben monitorear los cambios en los recursos hídricos y desarrollar planes de contingencia. Si bien este es un riesgo que no afecta directamente a la operación de la infraestructura de ISA Interchile, si puede haber un riesgo indirecto por disponibilidad de agua en comunidades.

- **Incendios Forestales:** El aumento de la frecuencia e intensidad de los incendios forestales debido al cambio climático representa un riesgo para las empresas ubicadas en áreas propensas a este fenómeno. Los incendios pueden dañar la infraestructura, afectar la cadena de suministro y provocar interrupciones en la producción y distribución de bienes y servicios. Este es un riesgo que se analizará específicamente tanto en su afectación directa a los activos ISA Interchile como sobre las comunidades de interés.

Por su parte, los riesgos de transición se vinculan con las contingencias que pueda traer consigo el que las organizaciones realicen cambios orientados a adecuación a una economía con bajas emisiones de carbono, lo que implica una serie de transformaciones significativas en los ámbitos reputacional, normativo, tecnológico y de mercado, con el objetivo de enfrentar los desafíos de mitigación y adaptación frente al cambio climático. Estos cambios pueden variar en cuanto a su naturaleza, rapidez y enfoque, lo que conlleva distintos niveles de riesgos financieros y reputacionales para las organizaciones.

La adopción de políticas y regulaciones más estrictas relacionadas con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero puede generar incertidumbre y desafíos para las empresas que dependen fuertemente de industrias intensivas en carbono. Las organizaciones podrían enfrentar presiones para implementar tecnologías limpias y reducir su huella de carbono, lo que a su vez podría implicar altos costos de inversión en infraestructura y tecnologías de vanguardia.

Además, la transición hacia energías renovables y bajas en carbono podría afectar significativamente a los mercados de energía, con cambios en la demanda y oferta de diferentes fuentes de energía. Las empresas deben estar preparadas para adaptarse a estos cambios en la dinámica del mercado y considerar posibles impactos en sus operaciones y modelos de negocio.

A nivel reputacional, las organizaciones también enfrentan riesgos asociados con la percepción pública y la opinión de los consumidores y accionistas. Aquellas empresas que no tomen medidas efectivas para abordar el cambio climático y reducir sus emisiones podrían enfrentar críticas y presiones por parte de los consumidores y comunidades aledañas, lo que podría afectar su reputación y valor de marca.

No obstante, y pese a que es un proceso complejo, presenta también oportunidades para las organizaciones. Aquellas que puedan adaptarse rápidamente a los cambios y abordar los desafíos del cambio climático estarán mejor posicionadas para asegurar su sostenibilidad a largo plazo y evitar impactos financieros y reputacionales negativos. Para mitigar estos riesgos, es fundamental que las organizaciones adopten una visión estratégica y proactiva hacia la acción climática y la transición hacia un futuro más sostenible. En ese sentido, los riesgos de transición abordados en el siguiente trabajo se agrupan en:

- **Reputacionales:** El cambio climático ha sido identificado como una fuente de riesgo para la reputación de una organización, relacionado con cómo los clientes o la comunidad pueden percibir su contribución o falta de contribución en la transición hacia una economía de bajas emisiones de carbono. Esto implica que la forma en que una organización aborda o no aborda el cambio climático puede influir en la percepción que tiene el público sobre su responsabilidad ambiental y su compromiso con la sostenibilidad. Esta percepción puede afectar la imagen y la confianza que los clientes y la comunidad tienen en la organización, lo que a su vez podría tener repercusiones financieras y comerciales. Por lo tanto, es importante que las organizaciones consideren cuidadosamente cómo abordan el cambio climático y comuniquen de manera transparente sus acciones y compromisos relacionados con la transición hacia una economía con bajas emisiones de carbono.
- **Normativos o de cambios en Políticas y Regulaciones:** La transición a una economía de bajas emisiones de carbono puede llevar a cambios en las políticas y regulaciones relacionadas con el clima. Esto incluye la implementación de impuestos al carbono, estándares más estrictos de emisiones y restricciones a ciertas industrias. Las empresas deben evaluar cómo estas políticas y regulaciones pueden afectar sus operaciones y planificar la transición hacia una mayor sostenibilidad.

- **Tecnológicos:** Las mejoras o avances tecnológicos que respaldan la transición hacia una economía con bajas emisiones de carbono y mayor eficiencia energética pueden tener un impacto significativo en las organizaciones. Por ejemplo, la adopción y el desarrollo de tecnologías emergentes como las energías renovables, el almacenamiento de baterías, la eficiencia energética y la captura y almacenamiento de carbono pueden afectar la competitividad de ciertas organizaciones, sus costos de producción y distribución, y en última instancia, la demanda de sus productos y servicios por parte de los consumidores finales. A medida que estas nuevas tecnologías reemplazan a los sistemas más antiguos y alteran ciertas partes del actual sistema económico, surgirán ganadores y perdedores en este proceso de "destrucción creativa". Sin embargo, la principal incertidumbre radica en el momento de desarrollo y adopción tecnológica al evaluar el riesgo tecnológico.

- **Cambios en la Demanda de Mercado:** El aumento de la conciencia sobre el cambio climático puede cambiar la demanda del mercado hacia productos y servicios más sostenibles y de bajas emisiones. Las empresas que no se adapten a esta demanda pueden enfrentar una disminución en la demanda de sus productos y una pérdida de cuota de mercado.

Adicionalmente, otros riesgos de transición pueden estar vinculados a:

- **Riesgo de Activos Varados:** Los activos relacionados con combustibles fósiles y otras industrias intensivas en carbono pueden enfrentar el riesgo de quedar varados en una economía de bajas emisiones de carbono. Esto ocurre cuando los activos pierden valor o se vuelven obsoletos debido a los cambios en las políticas y regulaciones o a la transición hacia fuentes de energía más limpias.

- **Riesgos Legales y Litigios:** Las empresas que no tomen medidas adecuadas para mitigar sus emisiones de carbono y reducir su impacto ambiental pueden enfrentar riesgos legales y litigios por parte de accionistas, inversores y otros grupos interesados. Los riesgos legales pueden surgir de la falta de divulgación adecuada sobre el impacto climático de las operaciones y la exposición a sanciones por incumplimiento de regulaciones ambientales.

Respecto de las metodologías para el cálculo de los distintos riesgos, las empresas pueden utilizar escenarios de cambio climático para proyectar los impactos físicos y de transición en sus operaciones y activos. Estos escenarios se basan en diferentes supuestos sobre el aumento de las temperaturas y las políticas de mitigación, lo que permite evaluar el riesgo en diferentes condiciones futuras. Esta estrategia es la que en el presente trabajo será llevada a cabo.

No obstante, también existe el análisis de sensibilidad financiera, el cual ayuda a las empresas a evaluar el impacto financiero de los riesgos físicos y de transición en sus estados financieros y resultados operativos. Esto incluye la estimación de costos adicionales debido a eventos climáticos extremos y el análisis del valor de los activos en diferentes escenarios de cambio.

Además, las empresas pueden realizar una evaluación de riesgos específica para su sector y ubicación geográfica. Esto implica evaluar los riesgos físicos y de transición más relevantes y desarrollar estrategias de mitigación y adaptación específicas para las características de cada empresa.

Por último, un análisis de escenarios de bajas emisiones ayuda a las empresas a evaluar cómo su cartera de activos puede evolucionar en un futuro de bajas emisiones de carbono. Esto incluye evaluar qué activos pueden quedar varados y qué inversiones en tecnologías limpias y renovables son necesarias para una transición exitosa.

Así, la identificación y evaluación de los riesgos físicos y de transición asociados al cambio climático son fundamentales para la gestión efectiva de la sostenibilidad y resiliencia financiera de las empresas. Al utilizar metodologías como el análisis de escenarios, la evaluación de riesgos por sector y el análisis de sensibilidad financiera, las empresas pueden identificar y gestionar los riesgos más relevantes y desarrollar estrategias para adaptarse a un futuro de bajas emisiones de carbono y mitigar los impactos del cambio climático.

1.3 Antecedentes

El proyecto de Atlas de Riesgo Climático para Chile ARClím (Pica-Téllez et al., 2019), es una iniciativa que busca ilustrar a partir de un conjunto de mapas aquellos riesgos relacionados al cambio climático a una escala nacional para Chile. Esta representación espacial se agrupa en 12 sectores vinculados al ámbito productivo, incluyéndose dentro de cada uno de ellos distintos tipos de riesgos

definidos como cadenas de impacto. En total, la plataforma reporta 62 cadenas de impacto para distintos riesgos vinculados a amenazas climáticas. La Tabla 1-1 reporta estos sectores y cada una de sus cadenas de impacto, de la cual se desprende el riesgo correspondiente. Se destacan aquellas cadenas de impacto que se vinculan al presente estudio, las que serán abordadas en el presente en un contexto de antecedentes.

Tabla 1-1: Sectores analizados en el proyecto ARClím junto con sus cadenas de impacto. Se destacan en rojos aquellas atingentes al presente estudio.

Sector	Cadena de impacto
1. Energía eléctrica	1.1. Impactos de Disminución del Recurso Hídrico
	1.2. Impacto de Aumento de Temperatura sobre Líneas de Transmisión
	1.3. Impacto de Disminución del Recurso Eólico
	1.4. Impacto del Cambio en Radiación Solar
2. Salud y bienestar humano	2.1. Anegamientos de asentamientos costeros
	2.2. Inundaciones
	2.3. Aumento en morbilidad por aumento de temperaturas y olas de calor
	2.4. Mortalidad prematura neta por cambio de temperatura
	2.5. Mortalidad prematura por calor
	2.6. Efecto olas de calor en salud humana
	2.7. Discomfort Térmico Ambiental
	2.8. Incendios en asentamientos urbanos
	2.9. Efectos de las Heladas en Ciudades
	2.10. Efectos de la Isla de Calor Urbana
	2.11. Seguridad hídrica doméstica urbana
	2.12. Seguridad hídrica doméstica rural
3. Recursos Hídricos	3.1. Inundaciones por Desbordes de Ríos
	3.2. Inundaciones en zonas urbanas
	3.3. Riesgo en la disponibilidad de agua superficial para fines ambientales
	3.4. Riesgo en el Aprovechamiento de Agua Superficial en Riego
	3.5. Sequías Hidrológicas
4. Turismo	4.1. Pérdida de atractivo turístico invernal en centros de alta montaña
	4.2. Pérdidas de atractivo turístico por incendios forestales
	4.3. Erosión de playas

Sector	Cadena de impacto
	4.4. Pérdida de atractivo turístico en los destinos de sol y playa
	4.5. Pérdida de turismo en destinos de sol y playa por aumento de marejadas
5. Agricultura	5.1. Cambio de Productividad Cultivo de Almendro
	5.2. Cambio en la Capacidad de Carga de Bovinos de Carne
	5.3. Cambio en la Capacidad de Carga de Bovinos de Leche
	5.4. Cambio de Productividad Cultivo de Cerezo
	5.5. Cambio de Productividad Cultivo de Frejol
	5.6. Cambio de Productividad Cultivo de Maíz
	5.7. Cambio de Productividad Cultivo de Manzano rojo
	5.8. Cambio de Productividad Cultivo de Nueces
	5.9. Cambio en la Capacidad de Carga de Ovinos
	5.10. Cambio de Productividad Cultivo de Papa bajo Riego
	5.11. Cambio de Productividad Cultivo de Papa en Secano
	5.12. Cambio en la Productividad de Praderas
	5.13. Cambio de Productividad Cultivo de Trigo bajo Riego
	5.14. Cambio de Productividad Cultivo de Trigo en Secano
	5.15. Cambio de Productividad Cultivo de vid cepa Chardonnay
6. Bosques Nativos	6.1. Incendios en Bosques Nativos
	6.2. Verdor en Bosques Nativos
7. Plantaciones Forestales	7.1. Incendios en Plantaciones Forestales
	7.2. Verdor en Plantaciones Forestales
8. Biodiversidad	8.1. Pérdida de fauna por cambios de precipitación
	8.2. Pérdida de fauna por cambios de temperatura
	8.3. Pérdida de flora por cambios de precipitación
	8.4. Pérdida de flora por cambios de temperatura
	8.5. Degradación de humedales costeros
9. Minería	9.1. Impacto de sequía en faenas mineras
	9.2. Impacto de la altapluiometría en relaves mineros
	10.1. Aumento de downtime en caletas de pescadores

Sector	Cadena de impacto
10. Infraestructura Costera	10.2. Aumento de downtime en puertos estatales
	10.3. Downtime de puertos de descarga de combustible
11. Pesca Artesanal	11.1. Pérdida de desembarque pesquero artesanal
	11.2. Reducción de las praderas de algas
12. Acuicultura	12.1. Salmonicultura: Pérdida de producción por menor provisión de agua dulce
	12.2. Pérdida de biomasa de salmones por Floraciones de Algas Nocivas (FAN)
	12.3. Pérdida de biomasa de salmones por aumento de parásitos
	12.4. Pérdida de biomasa de mejillones en fase engorda por FAN
	12.5. Pérdida de biomasa semilla de mejillones por aumento de salinidad

Fuente: Elaboración propia.

Respecto del impacto del aumento de las temperaturas sobre las líneas de transmisión eléctrica, en ARClím se representan los efectos sobre los costos marginales promedio de las subestaciones que alimentan distintas comunas, y su vínculo con el aumento de temperaturas sobre las líneas de transmisión eléctrica y su operación. El análisis conecta el consumo eléctrico en conjunto con la criticidad y sensibilidad de las líneas de transmisión, junto con la frecuencia en que se prevé que ocurran días de alta temperatura en las líneas, para estimar el riesgo.

Ahora, en términos generales, y dado que el cambio climático está generando un aumento en la frecuencia e intensidad de eventos climáticos extremos en diferentes partes del mundo, existe un desafío de adaptación para la infraestructura eléctrica, en particular para las líneas de transmisión, que son fundamentales para garantizar el suministro de energía eléctrica a las comunidades. En ese sentido, el presente evalúa distintos riesgos tanto físicos, aquellos vinculados a las comunidades de interés para ISA Interchile, así como de transición bajo escenarios TCFD.

En cuanto a los riesgos físicos, las temperaturas extremas, ya sean altas o bajas, pueden afectar el rendimiento y la vida útil de los conductores utilizados en las líneas de transmisión eléctrica. Un estudio realizado por Knipling et al. (2019) en Texas, EE. UU., encontró que las altas temperaturas pueden conducir a una mayor resistencia eléctrica en los conductores, lo que resulta en una pérdida de

eficiencia en la transmisión de energía. Además, las altas temperaturas también pueden causar expansión térmica en las estructuras de soporte, lo que aumenta el riesgo de deformación y colapso de las torres de transmisión.

En cuanto a los aluviones o inundaciones repentinas, estos representan una amenaza para las líneas de transmisión eléctrica, especialmente aquellas que atraviesan áreas propensas a inundaciones, como fondos de quebrada, por ejemplo. Un informe de EPRI (Electric Power Research Institute) (2018) destaca que las inundaciones pueden dañar las torres de transmisión, erosionar los cimientos y afectar las fundaciones, lo que puede debilitar la integridad de la infraestructura eléctrica y provocar fallas en el sistema.

Por su parte, los incendios forestales pueden tener un impacto devastador en la infraestructura eléctrica, incluidas las líneas de transmisión. Un estudio de Cramer et al. (2018) en California, EE. UU., reveló que los incendios pueden dañar los conductores y los aisladores, así como provocar el colapso de las torres de transmisión debido al debilitamiento de los materiales por el calor extremo. Los incendios también pueden afectar las subestaciones cercanas a las líneas de transmisión, lo que resulta en interrupciones prolongadas en el suministro eléctrico.

El fenómeno conocido como lavado por precipitaciones (dry spell) representa un riesgo particular en áreas con estaciones secas prolongadas. Este fenómeno ocurre cuando las líneas de transmisión se acumulan con polvo y suciedad durante largos períodos de sequía, lo que puede afectar la eficiencia de transmisión y causar pérdidas de energía. Un estudio realizado por Khan et al. (2021) en una región afectada por este fenómeno encontró que el lavado de las líneas de transmisión es esencial para mantener una transmisión eficiente y minimizar los riesgos de fallas.

Siguiendo ahora el enfoque vinculado a los riesgos sobre comunidades, se entiende que los entornos rurales a menudo son más vulnerables a los riesgos asociados con temperaturas extremas, incendios y disponibilidad hídrica para distintos fines. Estos riesgos pueden tener impactos significativos en la salud, el bienestar y la sostenibilidad de las comunidades que residen en estas áreas. Además, la presencia de líneas de transmisión eléctrica en zonas rurales también puede verse afectada por estos factores, lo que aumenta la importancia de comprender sus interacciones y efectos en las comunidades locales. En específico, el presente trabajo estudia aquellos riesgos vinculados a temperaturas extremas en la salud, incendios y disponibilidad de agua vinculado a la

sensibilidad de la población, y su potencial interacción con la infraestructura de transmisión eléctrica de ISA Interchile.

Así, las temperaturas extremas, tanto en forma de olas de calor como de frío intenso, representan una amenaza para la salud y la seguridad de las comunidades tanto rurales como urbanas. Los períodos de calor extremo pueden aumentar el riesgo de enfermedades relacionadas con el calor, como golpes de calor y deshidratación, especialmente entre los grupos más vulnerables como los niños, ancianos y personas con problemas de salud preexistentes (IPCC, 2014). Los estudios han demostrado que las olas de calor pueden tener un impacto negativo en la productividad agrícola y la disponibilidad de agua, lo que afecta la subsistencia de las comunidades rurales (Tirado et al., 2010).

En la misma línea, los incendios forestales representan también una amenaza importante en periodos estivales para las comunidades rurales, especialmente en áreas propensas a sequías y altas temperaturas. Estos incendios pueden destruir viviendas, infraestructuras y recursos naturales que se encuentren bajo explotación, lo que afecta la capacidad de recuperación y sostenibilidad de las comunidades locales (Syphard et al., 2017). Además, la exposición a la contaminación del aire derivada de los incendios forestales puede tener efectos negativos en la salud respiratoria de los habitantes de una comunidad (Johnston et al., 2012).

Por otra parte, la disponibilidad de agua es un factor crítico para la vida y el desarrollo en comunidades rurales. Los cambios en los patrones de precipitación, la disminución de la disponibilidad de agua dulce y el aumento de la frecuencia e intensidad de sequías (Chile lleva más de 13 consecutivos años bajo una condición de déficit hídrico¹) tienen impactos significativos en la agricultura, la seguridad alimentaria y la calidad de vida de las personas en zonas rurales (UN-Water, 2018). Además, en el contexto de infraestructura eléctrica, la reducción de la disponibilidad de agua también puede afectar la operación y mantenimiento de líneas de transmisión eléctrica que atraviesan estas áreas.

Así, en entornos rurales, las líneas de transmisión eléctrica pueden verse afectadas por los riesgos mencionados. De esta forma, los riesgos físicos sobre la

¹ <https://mma.gob.cl/cambio-climatico-chile-sumara-14-anos-consecutivos-de-sequia-y-proyectan-aumento-en-olas-de-calor/>

infraestructura pueden dañarla, provocando cortes de energía y afectando el suministro eléctrico de las comunidades rurales.

Finalmente, la transición hacia una economía baja en carbono, en línea con los escenarios del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras relacionadas con el Clima (TCFD), puede generar tanto riesgos como oportunidades para la infraestructura de transmisión eléctrica. Esta transición implicaría cambios en la matriz energética, tecnologías emergentes y políticas regulatorias, lo que puede afectar significativamente la operación y el valor financiero de esta infraestructura clave.

En ese sentido, la adopción de políticas y regulaciones más estrictas para reducir las emisiones de carbono puede afectar directamente la demanda y el suministro de energía en el mercado. Bajo los escenarios del TCFD, se prevé una creciente transición hacia fuentes de energía renovable y tecnologías de baja emisión de carbono (TCFD, 2017). Esta transición puede influir en la demanda de electricidad, la rentabilidad de las inversiones en infraestructuras de transmisión y la depreciación de activos de generación de energía más contaminantes.

Por otro lado, la transición hacia una economía baja en carbono también abre oportunidades para el desarrollo y la expansión de las líneas de transmisión eléctrica. Con el aumento de la generación de energía renovable, como la solar y eólica, la infraestructura de transmisión requerirá mejoras y ampliaciones para conectar y distribuir eficientemente esta energía limpia (IRENA, 2020). Esto puede generar nuevas inversiones y proyectos de infraestructura para las compañías de transmisión eléctrica.

Además, los cambios en las políticas y regulaciones energéticas pueden generar incertidumbre para las compañías de transmisión eléctrica, ya que podrían enfrentar nuevos requisitos y estándares para operar bajo una economía baja en carbono. Los desafíos regulatorios pueden incluir la necesidad de cumplir con metas de reducción de emisiones, implementar tecnologías de baja emisión de carbono y enfrentar nuevos esquemas de precios de carbono que afecten la rentabilidad de sus operaciones (Cohen, 2019).

A continuación, se hace una revisión específica de antecedentes para cada uno de los riesgos a considerar en el presente trabajo, separados por el tipo de riesgo que corresponda.

1.3.1 Riesgos físicos para la infraestructura de transmisión

Temperaturas extremas

El impacto de temperaturas extremas sobre infraestructura de transmisión eléctrica es uno de los riesgos físicos que puede ocasionar la reducción de capacidad del sistema de proveer energía, al dilatarse los conductores eléctricos debido al alza de temperatura del medio en que se encuentra, aumentando por ello la longitud del conductor mismo. Lo contrario sucede para condiciones de baja temperatura. Este cambio de longitud implica que la distancia al suelo disminuye, es decir, aumenta la flecha del conductor. Cada línea de transmisión tiene su propio límite térmico en función del tipo de conductor con que se construya y las condiciones meteorológicas del lugar. La vulnerabilidad asociada a temperaturas sobre el límite es de carácter continuo y determinístico, es decir, a medida que aumenta la temperatura sobre los niveles normales de funcionamiento, se tiene que el riesgo sucede con probabilidad 1 y de manera continua.

Una fuente de información respecto de los eventos climáticos extremos que han afectado la infraestructura de transmisión eléctrica desde 2013 a 2019 que maneja la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) indica que, de un total de 741 eventos extremos climatológicos, solo 2 están ligados a falla por temperatura sobre el límite, lo que representa una cantidad menor del total de fallas por eventos climáticos (ver Tabla 1-2).

Tabla 1-2: Clasificación de eventos según tipo en registro SEC.

Causa	Cantidad
Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	259
Caída de árbol sobre línea o instalación.	131
Objeto llevado por el viento hacia los conductores.	119
Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. Quema de pastizal)	103
Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales.	62
Contacto de ramas con conductores.	32
Conector suelto o sucio	17
Falta de limpieza en aisladores o terminales	14
Calor excesivo debido a incendio	2
Temperatura fuera de límites	2
TOTAL	741

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, se espera que a futuro la amenaza de temperaturas extremas aumente tanto en frecuencia como en intensidad por efecto del cambio climático.

Así, las líneas de transmisión eléctrica desempeñan un papel crucial en la distribución eficiente de energía eléctrica a largas distancias. Sin embargo, estos elementos vitales están sujetos a diversas condiciones climáticas, incluidas las temperaturas extremas, que pueden afectar su rendimiento y durabilidad.

Por ejemplo, las altas temperaturas pueden plantear desafíos significativos para las líneas de transmisión eléctrica. En un estudio llevado a cabo por Wang y Zhang (2011), se analizaron los efectos del calor extremo en conductores y aisladores utilizados en líneas de transmisión. Se encontró que las altas temperaturas pueden afectar negativamente la resistencia mecánica de los conductores, lo que potencialmente reduce su capacidad de carga y conduce a una mayor susceptibilidad a fallas.

Además, una investigación realizada por Li y Chen (2018) se enfocó en el rendimiento térmico de las líneas de transmisión durante condiciones climáticas extremadamente calurosas. Se reveló que las altas temperaturas pueden aumentar las pérdidas de energía en las líneas y, como resultado, reducir la capacidad de transmisión, lo que afecta la eficiencia general del sistema eléctrico.

Por su parte, las temperaturas extremadamente bajas también pueden afectar significativamente el funcionamiento de las líneas de transmisión eléctrica. Smith y Johnson (2015) realizaron un estudio sobre el impacto del frío intenso en líneas de alta tensión. Observaron que las bajas temperaturas pueden provocar contracción y fragilidad del material en los conductores, lo que incrementa el riesgo de roturas y fallos en el sistema eléctrico.

Asimismo, Kumar y Sharma (2014) llevaron a cabo una revisión de diversos estudios que abordaron el efecto de temperaturas bajas en la tensión de flashover de los aisladores utilizados en líneas de transmisión. Sus hallazgos destacaron la importancia de comprender cómo las bajas temperaturas pueden afectar la capacidad aislante de los aisladores, lo que puede tener implicaciones directas en la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Comprender estos efectos es esencial para desarrollar estrategias adecuadas de operación y mantenimiento de líneas de transmisión eléctrica en regiones propensas a temperaturas extremas.

En ese sentido, una de las cadenas de impacto del proyecto ARClím estudia el aumento de temperatura sobre las líneas de transmisión² con el objetivo de “analizar los posibles impactos del aumento de eventos de calor extremo sobre el sistema de transmisión de la red eléctrica”. En ella, se representan los efectos sobre los costos marginales promedio de las subestaciones que alimentan a cada una de las comunas asociadas al efecto que tiene el aumento de temperaturas sobre las líneas de transmisión eléctrica, y la operación del sistema eléctrico. Las comunas se verán afectadas en mayor medida en función al consumo eléctrico en conjunto con la criticidad y sensibilidad de las líneas de transmisión que conectan a la comuna, y analiza la frecuencia en que se prevé que días de alta temperatura en las líneas. En ese sentido, identifica las siguientes componentes del riesgo:

- **Amenaza:** Como la incidencia de cambio relativo de días con altas temperaturas entre el clima histórico (1980-2010) y el clima futuro (2035-2065) bajo el escenario RCP8.5. El índice toma valores mayores en los lugares donde exista un mayor aumento en la cantidad de días donde se supere los 30°C en una de las líneas de transmisión que conecta a cada una de las comunas del país.
- **Exposición:** representa la concentración de demanda eléctrica respecto al consumo máximo en las distintas comunas del país en 2018. Para ello se asocia el consumo de cada una de las subestaciones a su porcentaje de participación en la demanda de cada comuna.
- **Sensibilidad:** representa la susceptibilidad de la comuna a sufrir impactos adversos debido al aumento de temperaturas sobre las líneas de transmisión a las cuales está conectada. El índice cobra valores más grandes mientras mayor sea la variación de costo marginal promedio.

² Disponible en:

https://arclim.mma.gob.cl/atlas/view/energielectrica_menor_capacidad_flujo/

Aluviones

Los aluviones son un tipo de remoción en masa caracterizado por el flujo de barro, lodo y/o detritos (fragmentos de roca). Tienen una alta capacidad de erosión y destrucción, incorporando desde sedimentos finos hasta bloques de rocas de gran tamaño, residuos domiciliarios y vegetación (Sernageomin, 2018). La ocurrencia de estos eventos y, en menor medida, las inundaciones, implican un daño importante -o incluso el colapso- de diversa infraestructura, si es que esta se encuentra dentro del área de influencia del fenómeno. Además, pueden conllevar daños a comunidades y poblados completos, teniendo consecuencias socioeconómicas catastróficas.

Por lo tanto, para la evaluación de la amenaza, los aluviones son caracterizados de forma dicotómica, es decir, ocurren o no ocurren. El área de influencia, por su parte, corresponde a la caja de ríos o quebradas capaces de recibir y conducir el agua y material aluvional, y los sectores de taludes inestables en donde puede ocurrir un deslizamiento.

En Chile, los aluviones son una amenaza constante a lo largo de todo su territorio. A pesar de que no existe una base de datos centralizada con su registro, en la última década han ocurrido eventos altamente destructivos. Ejemplo de ello es el aluvión en la Villa Santa Lucía el año 2017 o los eventos ocurridos en la Región de Atacama el año 2015 y 2017. El primero, dejó 30 fallecidos y más de 16 mil damnificados, mientras que el segundo superó los 2 mil damnificados. En ambos casos, miles de hogares sufrieron el corte del suministro eléctrico y de agua potable. En un intento por hacer disponible una base de datos centralizada, se ha recopilado información desde distintas fuentes respecto de la ocurrencia de aluviones en las regiones en que la infraestructura de ISA Inter-Chile podría verse afectada. La Tabla 1-3 presenta una muestra de la recopilación para las macrozonas Centro Norte 1 y Centro Norte 2.

Tabla 1-3: Recopilación de antecedentes de eventos de remoción en masa en las Macrozonas Centro Norte 1 y Centro Norte 2.

ID	Fecha Inicio	Macrozona	Comuna(s)	Cuenca	Descripción Ubicación	Fuente
12	28/01/2020	Centro Norte 1	Diego de Almagro			Bio Bio

ID	Fecha Inicio	Macrozona	Comuna(s)	Cuenca	Descripción Ubicación	Fuente
13	22/01/2017		Alto del Carmen, Huasco	Rio Huasco	Desborde del Rio Chollay	Sernageomin
14	25/03/2015		Copiapó			Sernageomin
15	01/05/1985		Copiapó	Rio Copiapo		Desinventar
16	16/06/1991		Vallenar	Rio Huasco	Desbordes del rio Huasco y Copiapo	Universidad de Chile
17	11/06/1997		Vallenar	Rio Huasco	Desbordes del rio Huasco y Copiapo	Universidad de Chile
18	20/07/1987	Centro Norte 2	Illapel	Rio Choapa	Aluvión Río Choapa	Sernageomin
19	24/03/1992		Rio Hurtado	Rio Hurtado	Ocurrencia en poblado Los Maitenes	Sernageomin
20	21/06/1997		La Serena, Vallenar	Rio Limari	Ocurrencia en Ruta 5 entre La Serena y Vallenar.	Sernageomin
21	18/06/1997		Vicuña	Rio Elqui		Sernageomin
22	11/07/2015		La Serena	Rio Elqui		Sernageomin
23	07/08/2015		Ovalle, Monte Patria	Rio Limari	Caida Rocas	Sernageomin
24	19/10/2015		Vicuña	Rio Elqui	Quebrada Leiva	Sernageomin
25	01/01/1992		Vicuña	Rio Elqui		Desinventar

ID	Fecha Inicio	Macrozona	Comuna(s)	Cuenca	Descripción Ubicación	Fuente
27	23/04/2004		Vicuña		Localidad Diaguitas	Sernageomin
28	11/05/2017					Universidad de Chile

Fuente: Elaboración propia.

Eventos extremos de precipitación y/o cambios importantes en la isoterma cero precedidos por periodos prologados de sequía (como se proyectan en la zona norte del país) pueden propender a la ocurrencia de remociones en masa y/o activación de quebradas (Othman et al., 2023). Por ende, la precipitación y la temperatura son los factores meteorológicos desencadenadores de mayor incidencia, mientras que las características físicas del sitio presentan los factores condicionantes en cuanto a la posibilidad de que ocurra un aluvión (Aleotti, 2004).

Respecto de la infraestructura eléctrica en particular, los eventos de remoción en masa tienen un impacto en las propiedades del suelo, cambiando la presión de la porosidad del agua y disminuyendo la estabilidad de las fundaciones de las torres. Esto último lleva a que una torre pueda inclinarse o colapsar (Chen et al., 2020). Por otro lado, pueden generar la inundación de subestaciones. En ambos casos la consecuencia es la suspensión de la distribución de energía.

ARClím no cuenta con cadenas de impacto construidas específicamente para la ocurrencia de aluviones. Sin embargo, existen 2 cadenas de impacto que pueden estar asociadas a este tipo de eventos de las cuales 1, si bien no es directamente aplicable a la infraestructura de ISA Inter-Chile, entrega una idea de cómo modelar el riesgo.

Inundaciones por Desbordes de Ríos e Inundaciones en zonas urbanas³: Estos mapas muestran los efectos de inundaciones generadas por precipitaciones extremas de período de retorno de 100 años, las cuales aumentan los caudales en esteros y ríos, incrementando la altura de escurrimiento. Dependiendo de las condiciones del río, este aumento podría generar desbordes en los cauces, lo que

³ Disponible en: https://arclim.mma.gob.cl/atlas/view/desbordes_rios_cbit/

comúnmente define área inundadas en los centros poblados que colindan con los ríos.

- **Amenaza:** Representada por el cambio de severidad de la crecida evaluada. Este se debe a variaciones en los eventos de precipitación extrema en el periodo presente (1979-2014) y futuro (2020-2065).
- **Exposición:** Considera densidad de infraestructura crítica, definiéndola como obras hidráulicas contenidas en un *buffer* de 2 km. Además, considera porcentaje de área del centro urbano que queda expuesto a la inundación por desborde de ríos. Métrica va desde 0 a 0,98, donde el último valor corresponde al centro urbano con mayor exposición.
- **Sensibilidad:** Contempla vulnerabilidad media de las obras hidráulicas, basándose en el periodo de retorno de diseño de cada uno respecto al periodo de retorno de la crecida evaluada. Por otro lado, se considera una escala cualitativa de vulnerabilidad que toma en cuenta parámetros geomorfológicos, características de la superficie de inundación y obras de defensa fluvial naturales y de origen antrópico.

Incendios

Un incendio forestal o un incendio de vegetación es un fuego de cualquier origen que amenaza a las personas, las propiedades o el medio ambiente y se propaga sin control en áreas rurales a través de vegetación leñosa, arbustos o hierbas, vivas o muertas. Los incendios forestales son comunes en los bosques templados y mediterráneos en los hemisferios norte y sur; por lo que son motivo de preocupación especial para las comunidades como también para la infraestructura crítica. En Chile, los incendios forestales ocurren principalmente en las zonas periféricas de las áreas pobladas y recientemente en lugares remotos donde no es probable que la causa sea antropogénica. En cualquiera de estos casos, se infligen daños en los ecosistemas locales, infraestructura, activos y a menudo, a pequeños propietarios y comunidades rurales con consecuencias catastróficas en las economías locales, el medio ambiente y el bienestar y salud de la población.

Los incendios forestales han adquirido relevancia en los últimos tiempos en el país, principalmente por grandes eventos de incendios en los años 2012 en el Parque Nacional Torres del Paine, 2014 en Valparaíso, 2017 en el centro sur del país abarcando varias regiones (Arana et al., 2018), y recientemente un evento similar a inicios año 2023 (Ministerio de Hacienda, 2023).

Para que se produzca un incendio forestal, hay tres factores principales que concurren: la fuente de ignición, el material combustible (vegetación, muerta o viva) y las condiciones meteorológicas que facilitan la propagación del fuego inicial desde el punto de ignición (principalmente altas temperaturas y vientos). En Chile, los incendios son iniciados principalmente por personas, hay una gran cantidad de terreno cubierto de vegetación, especialmente entre las regiones de Valparaíso y Los Lagos, y donde viven más de 15 millones de personas (INE, 2021). La precipitación y la temperatura son probablemente los factores meteorológicos y climáticos más importantes que moldean el régimen de incendios; donde hay altas temperaturas y poca precipitación, en general, en presencia de vegetación, hay condiciones favorables para que los incendios forestales se inicien y se propaguen.

Los incendios forestales siguen siendo una amenaza latente en el país ya que cada año se pierden miles de hectáreas en épocas estivales (Urzúa y Cáceres, 2011), y durante dos décadas, estos eventos se han vuelto extremadamente destructivos y difíciles de controlar (González et al., 2020).

Los datos de CONAF respecto de la cantidad de incendios indican un aumento importante desde 1964 en adelante, a su vez, desde el 1999 hasta 2016, con oscilaciones periódicas, muestran un fenómeno más estable tanto en cantidad como en cantidad de hectáreas afectadas (Arana et al., 2018). Sin embargo, desde 2010 en adelante ha aumentado la frecuencia de incendios de gran magnitud denominados mega incendios, generando pérdida de infraestructura, daño medioambiental y pérdidas humanas (González et al., 2020); donde destaca el periodo 2016-2017, que registra un récord de área quemada (Arana et al., 2018).

Cuando se produce un incendio cerca de una línea de transmisión, esta puede ser desconectada por motivos de seguridad. Esta medida no solo se toma en caso de daños a la infraestructura, sino también por el riesgo de cortocircuitos asociados al humo del incendio, que actúa como conductor de electricidad. Además, existe un peligro potencial para los brigadistas que trabajan en la extinción del fuego.

ARClím tiene 4 cadenas de impactos asociadas a incendios, de las cuales 3 son atinentes a riesgos físicos para la infraestructura de transmisión, a continuación, se ahonda en la metodología de estas cadenas de impacto:

Incendios en Plantaciones Forestales⁴: Los mapas de esta cadena de impacto representan el riesgo de incendios en plantaciones forestales a nivel comunal y cobertura nacional, para condiciones históricas y futuras junto a su cambio. Los incendios forestales ocurren con mayor frecuencia en el periodo estival y en particular en los periodos de más calor.

- **Amenaza:** Representada por la variación en la incidencia de temperaturas sobre 30°C (propicias para la ocurrencia de incendios forestales) entre el clima histórico (1980-2010) y futuro (2035-2065 bajo el escenario RCP 8.5). A cada incendio se le asignó la temperatura máxima del día para establecer la relación entre estas variables a nivel individual utilizando como variable respuesta el área quemada por incendio. A su vez, se analizó el efecto de las olas de calor relacionando el número de días bajo régimen de ola de calor para cada año y el área quemada por año entre 1985-2018.
- **Exposición:** Representada por la superficie comunal cubierta por plantaciones forestales, donde 0 representa ausencia de plantaciones forestales y 1 corresponde a la comuna con la mayor proporción de plantaciones forestales. La densidad se estima empleando información disponible de cobertura y tipo de vegetación del periodo 2010-2018, las fuentes de información son Zhao et al. (2016), Hansen et al. (2013), CONAF (2011) y Luebert y Pliscoff (2006).
- **Sensibilidad:** La sensibilidad de una plantación a experimentar un incendio depende de factores geográficos, humanos y tipo de vegetación. Es entonces entendida como las condiciones socioambientales internas o externas al sistema que lo hacen más propenso a sufrir algún efecto por el cambio climático. En ARClím se usa una probabilidad de ignición como una medida de Sensibilidad que puede ser estimada usando factores estructurales del territorio que favorecen o no la aparición de incendios. Hay varios tipos de modelos que pueden estimar esta probabilidad como una función de variables medibles en el paisaje.

Incendios en Bosque Nativo⁵: Los mapas de esta cadena de impacto representan el riesgo a incendios en los bosques nativos a nivel comunal y cobertura nacional, para condiciones históricas y futuras junto a su cambio. Los incendios forestales

⁴ Disponible en: https://arclim.mma.gob.cl/atlas/view/incendios_plantaciones_forestales/

⁵ Disponible en: https://arclim.mma.gob.cl/atlas/view/incendios_bosques_nativos/

ocurren con mayor frecuencia en el periodo estival y en particular en los periodos de más calor.

- **Amenaza:** Mismo mapa usado para la cadena de impacto de plantaciones forestales.
- **Exposición:** Representada por la superficie comunal cubierta por bosques nativos, donde 0 representa ausencia de plantaciones forestales y 1 corresponde a la comuna con la mayor proporción de bosques nativos. Se utilizan las mismas fuentes de información que para la cadena de impacto de plantaciones forestales
- **Sensibilidad:** Misma definición usado para la cadena de impacto de plantaciones forestales.

Existe otra cadena de impacto relacionada a incendios llamada "Pérdidas de atractivo turístico por incendios forestales"⁶ no es pertinente para la infraestructura de transmisión de ISA INTERCHILE, ya que esta no cruza un área silvestre protegida.

Ausencia de lavado por precipitaciones

El riesgo vinculado al lavado de aisladores, o lavado por precipitaciones, también conocido como "dry spell" en el contexto de líneas de transmisión eléctrica, es un fenómeno con base climática que puede tener un impacto significativo en la eficiencia y el rendimiento de la infraestructura de transmisión eléctrica. Este riesgo se identifica como períodos prolongados de tiempo sin precipitaciones significativas, lo que puede conducir a la acumulación de polvo, suciedad y contaminantes en los aisladores de las líneas de transmisión, y de esta forma alterarse el ciclo natural de lavado conductores. En ese sentido, un aumento en la frecuencia y/o en la amplitud de periodos sin lluvias puede tener un impacto directo en los costos de mantención del sistema de transmisión.

Los aisladores son elementos esenciales para garantizar la correcta transmisión de electricidad, ya que evitan que la corriente eléctrica se desvíe hacia la estructura de soporte de la línea. Cuando se acumula suciedad en los aisladores debido a un período prolongado sin lluvia, su capacidad para repeler la electricidad se ve comprometida, lo que puede resultar en una pérdida de eficiencia y una mayor resistencia en la línea. Esto puede llevar a un sobrecalentamiento de los

⁶ Disponible en: https://arclim.mma.gob.cl/atlas/view/incendios_patrimonio_turistico/

conductores y, en casos extremos, provocar fallos o apagones en la transmisión de electricidad (Tan et al., 2019).

Un estudio realizado en China demostró que el riesgo de lavado de aisladores se acentúa durante los períodos de sequía prolongada y altas temperaturas (Guo et al., 2020). Durante estas condiciones climáticas adversas, la acumulación de polvo y contaminantes en los aisladores aumenta significativamente, lo que puede afectar negativamente la confiabilidad y la seguridad de la transmisión de electricidad. Las altas temperaturas pueden favorecer la evaporación del agua en la superficie de los aisladores, dejando partículas de polvo y suciedad adheridas, lo que empeora la situación.

Por su parte, otro factor que contribuye al riesgo de lavado de aisladores es la presencia de incendios forestales. Durante los incendios, las partículas de hollín y ceniza pueden ser transportadas por el humo y depositarse en los aisladores, especialmente en zonas cercanas a áreas afectadas por los fuegos. Estas partículas pueden combinarse con la humedad del aire y formar una película conductora que reduce la capacidad de los aisladores para repeler la electricidad (Mendoza et al., 2017). Por lo tanto, las áreas que han sido afectadas por incendios forestales pueden experimentar un aumento en el riesgo de lavado de aisladores durante los períodos de sequía.

A su vez, la disponibilidad de agua en el entorno también es un factor determinante para el riesgo de lavado de aisladores, sobre todo cuando estos deben lavarse de forma manual. En zonas con acceso limitado al recurso hídrico, los períodos de sequía pueden ser más prolongados y severos, lo que aumenta la probabilidad de acumulación de suciedad en los aisladores. En estos casos, la limpieza y el mantenimiento periódico de los aisladores se vuelven aún más críticos para garantizar la confiabilidad y la eficiencia de la transmisión eléctrica. No obstante, la misma falta de disponibilidad de agua puede ser un inconveniente para realizar la tarea.

En ese sentido, para mitigar el riesgo de lavado de aisladores, las empresas de transmisión eléctrica como ISA Interchile, deben implementar programas de mantenimiento preventivo que incluyan la limpieza periódica de los aisladores y el monitoreo regular de las condiciones climáticas. Además, el desarrollo y la adopción de tecnologías de auto-limpieza para aisladores pueden ayudar a reducir la acumulación de suciedad y mejorar la eficiencia de la transmisión eléctrica durante períodos de sequía (Chen et al., 2020).

Por lo tanto, el riesgo vinculado al lavado de aisladores debe ser un aspecto importante a considerar en la planificación y operación de líneas de transmisión eléctrica, especialmente en regiones propensas a períodos prolongados de sequía, altas temperaturas e incendios forestales. También la contaminación de aisladores puede darse en zonas costeras (niebla salina) o zonas urbanas con alta contaminación atmosférica. Esto genera riesgo de cortes, además de un desgaste por corrosión. Para evitar esto se hacen lavados y se utilizan aisladores más resistentes a la corrosión. La acumulación de polvo y contaminantes en los aisladores puede afectar negativamente la eficiencia y la confiabilidad de la transmisión eléctrica, por lo que es crucial implementar medidas de mantenimiento y tecnologías adecuadas para mitigar este riesgo y garantizar el suministro confiable de electricidad en entornos rurales y urbanos.

Según la zona geográfica, se debe establecer una periodicidad en el lavado de aisladores según la zona geográfica, siendo esta más frecuente y diferenciada en zonas del Norte de Chile, teniendo en cuenta que este proceso represente un no despreciable costo operacional.

1.3.2 Riesgos para las comunidades de interés

Caracterización general de las comunidades

Los activos de ISA Inter-Chile se extienden a lo largo de la macrozona Norte y Centro del país, por lo que las comunidades aledañas a estos activos son bastante diversas, tanto en lo geográfico como en lo sociocultural y económico. Al ser muchas las comunidades próximas a la infraestructura de ITCL, se realizó una priorización de las comunidades según una serie de criterios establecidos por la empresa, estas comunidades se presentan en la Tabla 1-4:

Tabla 1-4: Comunidades priorizadas para los análisis de riesgos en contexto de cambio climático.

ID	Región	Comuna	Cuenca	Territorio	Comunidad
1	Tarapacá	Pozo Almonte	Pampa del Tamarugal	María Elena – Pozo Almonte	Pozo Almonte
2	Antofagasta	María Elena	Río Loa	María Elena – Pozo Almonte	María Elena
3	Antofagasta	María Elena	Río Loa	María Elena – Pozo Almonte	Quillagua
4	Atacama	Freirina	Río Huasco	Freirina - Vallenar	Freirina

ID	Región	Comuna	Cuenca	Territorio	Comunidad
5	Atacama	Freirina	Río Huasco	Freirina Vallenar	- Ta Tatara
6	Atacama	Freirina	Río Huasco	Freirina Vallenar	- Maitencillo
7	Atacama	Vallenar	Río Huasco	Freirina Vallenar	- Vallenar Centro
8	Coquimbo	La Serena	Río Elqui	La Serena Coquimbo	- Altovalsol
9	Coquimbo	La Serena	Río Elqui	La Serena Coquimbo	- Compañías Altas
10	Coquimbo	La Serena	Río Elqui	La Serena Coquimbo	- El Romero y El Romero II
11	Coquimbo	Coquimbo	Costeras entre Elqui y Limarí	La Serena Coquimbo	- El Peñon
12	Coquimbo	Coquimbo	Costeras entre Elqui y Limarí	La Serena Coquimbo	- Quebrada Martínez
13	Coquimbo	Coquimbo	Costeras entre Elqui y Limarí	La Serena Coquimbo	- Cruz de Caña
14	Valparaíso	Puchuncaví	Costeras Ligua-Aconcagua	Puchucaví Quinteros	- San Antonio
15	Valparaíso	Puchuncaví	Costeras Ligua-Aconcagua	Puchucaví Quinteros	- Las Melosillas
16	Valparaíso	Puchuncaví	Costeras Ligua-Aconcagua	Puchucaví Quinteros	- La Quebrada
17	Valparaíso	Puchuncaví	Costeras Ligua-Aconcagua	Puchucaví Quinteros	- Potrerillos
18	Valparaíso	Puchuncaví	Costeras Ligua-Aconcagua	Puchucaví Quinteros	- La Estancilla
19	Valparaíso	Puchuncaví	Costeras Ligua-Aconcagua	Puchucaví Quinteros	- El Rincón
20	Valparaíso	Limache	Río Aconcagua	Limache Olmué	- Los Laureles - El Maqui
21	Valparaíso	Limache	Río Aconcagua	Limache Olmué	- Los Leones - Lliu-Lliu
22	Valparaíso	Olmué	Río Aconcagua	Limache Olmué	- Quebrada Alvarado

ID	Región	Comuna	Cuenca	Territorio	Comunidad
23	Valparaíso	Olmué	Río Aconcagua	Limache - Olmué	La Dormida
24	Metropolitana	Til-til	Río Maipo	Til-til	Til-til
25	Metropolitana	Til-til	Río Maipo	Til-til	Polpaico

Fuente: Elaboración propia

Antes de partir con los antecedentes y análisis históricos relacionados al recurso hídrico en las zonas de estudio, es necesario comenzar por analizar las vulnerabilidades de base de las comunidades para poder comprender en su globalidad los riesgos que se pueden presentar en los diferentes territorios. Para ello, se debe caracterizar la condición actual de la población en esos lugares, lo cual se presenta en la siguiente sección.

Para el caso de la pobreza, existen dos indicadores diferentes que están relacionados con ella: la pobreza por ingresos y la pobreza multidimensional, donde esta última intenta reflejar las múltiples carencias que enfrentan los hogares en Chile, donde se incluyen aspectos como educación, salud, trabajo y seguridad social, y vivienda y entorno (MIDESO, 2021). En la Tabla 1-5 se muestran los dos indicadores de pobreza como porcentaje de la población en cada uno de los territorios mencionados anteriormente.

Tabla 1-5: Porcentaje de personas en situación de pobreza por ingreso y pobreza multidimensional por zona urbana y rural para los territorios estudiados.

Territorio	Comuna	Pobreza por Ingresos			Pobreza Multidimensional		
		Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total
	Pozo Almonte	8,7%	20,4%	13,0%	36,7%	62,6%	46,2%
	María Elena	5,6%	-	5,6%	13,0%	-	13,0%
	María Elena - Pozo Almonte	7,0%	20,4%	9,8%	23,9%	62,6%	32,0%
	Freirina	12,4%	28,3%	19,2%	23,6%	49,2%	34,7%
	Vallenar	7,4%	16,1%	8,4%	19,0%	39,3%	21,3%
	Freirina - Vallenar	8,0%	21,6%	10,5%	19,6%	43,92%	23,9%
	La Serena	10,0%	14,6%	10,2%	17,8%	24,1%	18,1%
	Coquimbo	13,2%	18,7%	13,7%	16,0%	16,0%	16,0%
	La Serena - Coquimbo	11,5%	17,1%	11,9%	16,9%	19,1%	17,1%
	Puchuncaví	1,6%	17,7%	8,6%	24,8%	26,6%	25,6%
	Puchuncaví - Quinteros	1,6%	17,7%	8,6%	24,8%	26,6%	25,6%
	Limache	3,5%	10,5%	6,3%	29,5%	18,4%	23,4%
	Olmué	3,8%	4,5%	4,2%	14,1%	54,7%	29,4%
	Limache - Olmué	3,7%	5,4%	4,6%	25,7%	23,4%	24,5%
	Til-til	8,2%	2,8%	5,9%	19,1%	26,7%	22,3%

Territorio	Comuna	Pobreza por Ingresos			Pobreza Multidimensional		
		Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total
Til-til		8,2%	2,8%	5,9%	19,1%	26,7%	22,3%
Promedio Ponderado		9,8%	12,0%	10,2%	18,6%	28,6%	20,4%

Fuente: Elaboración propia en base a MIDESO (2017).

Respecto a la pobreza multidimensional y según la encuesta Casen 2017, la población chilena que se encuentra en esta situación corresponde al 20,7%, con un 18,3% en zonas urbanas y un 37,4% en rurales (MIDESO, 2018a). Dentro de las comunas analizadas, la que presenta un mayor nivel de pobreza multidimensional corresponde a la comuna de Pozo Almonte con un 46,2%, el cual es muy superior al promedio regional de Tarapacá de 24,9%, dejando al territorio María Elena – Pozo Almonte con el mayor índice entre los territorios estudiados (32,0%). En la comuna de Freirina en la región de Antofagasta se estima que un 34,7% de la población se encuentra en este tipo de pobreza, el cual supera por más de 10 puntos porcentuales al regional (22,6%). Además, la población en pobreza multidimensional en la región de Valparaíso es de aproximadamente del 19,0%, lo cual difiere de la situación de las comunas estudiadas en esta región que superan levemente este valor, como lo son Puchuncaví (25,6%), Limache (23,4%) y Olmué (29,4%). Otro lugar que llama la atención son las zonas rurales, en particular Freirina – Vallenar donde la pobreza multidimensional llega al 43,9% de la población, a diferencia de las zonas urbanas (19,6%).

Por otro lado, la pobreza por ingresos se comporta de manera similar que la multidimensional. La comuna que presenta el mayor valor es Freirina con un 19,2% de la población, lo que supera al total regional de Atacama (9,7%), pero el del territorio Freirina – Vallenar es levemente superior al regional con 10,5%. Para los sectores urbanos y rurales, se destaca el alto índice para la comuna de Coquimbo con 13,2% en zona urbana y para la comuna de Pozo Almonte con un 20,4% para la zona rural. Asimismo, la pobreza por ingreso a nivel nacional alcanza un 8,6% de la población, la cual es menor al valor de los territorios estudiados en conjunto con un 10,2%, donde las zonas urbanas estudiadas llegan a un 9,8% y este sector a nivel nacional es de 7,4% (MIDESO, 2018a).

La tasa de ocupación se entiende por la proporción de personas activas que están actualmente empleadas. En Chile, esta tasa alcanzó un 54,8% en el año 2017, donde las zonas urbanas presentaron una tasa de 55,7% de la población y en las rurales un 48,3% (MIDESO, 2018b). La Tabla 1-6 presenta el porcentaje de

personas ocupadas por cada uno de los territorios estudiados y por área urbana y rural.

Tabla 1-6: Porcentaje de personas ocupadas por territorio estudiado y por área urbana y rural.

Territorio	Comuna	Urbano	Rural	Total
	Pozo Almonte	56,8%	49,3%	53,9%
	María Elena	55,2%	–	55,2%
María Elena - Pozo Almonte		55,9%	49,3%	54,5%
	Freirina	50,8%	46,5%	48,9%
	Vallenar	48,9%	57,0%	49,9%
Freirina - Vallenar		49,1%	52,3%	49,7%
	La Serena	44,4%	41,1%	44,2%
	Coquimbo	46,2%	38,3%	45,5%
La Serena - Coquimbo		45,2%	39,4%	44,9%
	Puchuncaví	60,8%	50,7%	56,6%
Puchuncaví - Quinteros		60,8%	50,7%	56,6%
	Limache	54,7%	50,0%	52,1%
	Olmué	52,9%	41,9%	48,7%
Limache - Olmué		54,2%	48,8%	51,4%
	Til-til	53,1%	51,8%	52,6%
Til-til		53,1%	51,8%	52,6%
Promedio Ponderado		47,6%	47,9%	47,7%

Fuente: Elaboración propia en base a MIDESO (2017).

Las comunas que presentan una menor tasa de ocupación en las zonas estudiadas son La Serena (44,2%) y Coquimbo (45,5%), por consiguiente, el territorio La Serena–Coquimbo es el con menor tasa en comparación con los otros territorios analizados con un 44,9% y menor al promedio regional (46,9%). Otras comunas que están bajo su promedio regional son Pozo Almonte con un 53,9% (región de Tarapacá, 58,3%), el Territorio Freirina–Vallenar con un 49,7% (región de Atacama, 52,2%) y Olmué con un 48,7% (Valparaíso, 51,7%). A pesar de que la comuna de Til-til presenta una de las tasas de ocupación más altas de las comunas analizadas con un 52,6%, este valor se aleja significativamente con el promedio de la región Metropolitana (60,2%) (MIDESO, 2018b).

El índice de materialidad representa el porcentaje de viviendas particulares habitadas con moradores, que presenten paredes exteriores, cubierta del techo y piso de la vivienda clasificados como aceptables (INE, 2018). De los resultados obtenidos de la encuesta Casen 2017, Chile presenta un porcentaje aceptable de este índice del 88,9%, lo cual se puede desglosar por zona, donde el área urbana un 90,1% de las viviendas se clasifican como aceptables y las zonas rurales un 80,4% (MIDESO, 2018c). La Tabla 1-7 muestra el porcentaje de viviendas con un índice de materialidad aceptable en los territorios analizados.

Tabla 1-7: Porcentaje de viviendas con índice de materialidad aceptable por zona urbana y rural para los territorios estudiados.

Territorio	Comuna	Índice de materialidad de vivienda aceptable		
		Urbano	Rural	Total
	Pozo Almonte	77,0%	54,3%	68,6%
	María Elena	100,0%	-	100,0%
María Elena - Pozo Almonte		89,6%	54,3%	82,2%
	Freirina	74,5%	46,7%	62,6%
	Vallenar	79,3%	62,4%	77,2%
Freirina - Vallenar		78,6%	55,4%	74,5%
	La Serena	89,1%	89,8%	89,1%
	Coquimbo	86,6%	84,9%	86,4%
La Serena - Coquimbo		87,9%	86,7%	87,8%
	Puchuncaví	89,7%	83,3%	86,9%
Puchuncaví - Quinteros		89,7%	83,3%	86,9%
	Limache	84,1%	87,3%	85,9%
	Olmué	91,7%	67,4%	82,0%
Limache - Olmué		86,0%	84,3%	85,1%
	Til-til	82,3%	63,6%	74,2%
Til-til		82,3%	63,6%	74,2%
Promedio Ponderado		86,2%	76,0%	84,3%

Fuente: Elaboración propia en base a MIDESO (2017).

De la Tabla 1-7 se observa que, a excepción de la comuna de La Serena y Limache, las viviendas en los sectores urbanos presentan un mejor índice de materialidad que los rurales, por lo que estos hogares rurales pueden presentar un mayor nivel de vulnerabilidad. La comuna de Freirina es la que presenta el

porcentaje más bajo de viviendas con un índice de materialidad aceptable con un 62,6%, lo sigue Pozo Almonte con un 68,6% y Til-til con un 74,2%. Dado lo anterior, el territorio estudiado con un menor valor de este índice es el de Freirina–Vallenar con un 74,5%, lo cual es considerablemente inferior al promedio regional de Atacama (82,1%).

Disponibilidad de agua en las comunidades

Uno de los principales riesgos derivados de las menores precipitaciones que enfrentan las comunidades en la zona norte y centro del país es el impacto en la salud y bienestar por falta de acceso a agua potable. En las zonas urbanas de Chile, la disponibilidad de agua potable llega casi al 100% de las viviendas, no obstante, este porcentaje llega solo al 52,8% cuando se trata de sectores rurales en el país (Amulén, CCG-UC y CDGA-UC, 2019). La Tabla 1-8 muestra el promedio de viviendas con conexión pública de agua potable por zonas urbanas y rurales, por cada territorio estudiado.

Tabla 1-8: Porcentaje de viviendas conectadas a la red pública de agua potable por zona urbana y rural para los territorios estudiados.

Territorio	Comuna	Viviendas conectadas a Red Pública de Agua		
		Urbano	Rural	Total
	Pozo Almonte	98,1%	34,8%	75,1%
	María Elena	100,0%	-	100,0%
	María Elena - Pozo Almonte	99,2%	34,8%	85,9%
	Freirina	100,0%	40,8%	74,7%
	Vallenar	99,6%	72,5%	96,3%
	Freirina - Vallenar	99,7%	58,4%	92,3%
	La Serena	100,0%	73,0%	98,6%
	Coquimbo	99,5%	62,2%	96,1%
	La Serena - Coquimbo	99,8%	66,3%	97,4%
	Puchuncaví	90,5%	33,3%	65,8%
	Puchuncaví - Quinteros	90,5%	33,3%	65,8%
	Limache	100,0%	60,7%	78,5%
	Olmué	84,7%	27,4%	61,9%
	Limache - Olmué	96,3%	55,7%	75,2%
	Til-til	100,0%	60,8%	83,0%

Territorio	Comuna	Viviendas conectadas a Red Pública de Agua		
		Urbano	Rural	Total
Til-til		100,0%	60,8%	83,0%
Promedio Ponderado		99,3%	56,5%	91,6%

Fuente: Elaboración propia en base a MIDESO (2017).

De la Tabla 1-8 se puede observar que, las zonas urbanas de los territorios involucrados llegan casi al 100% de conexión a la red pública de agua, mientras que las zonas rurales apenas llegan al 56,5%. Esto se debe a que muchas localidades rurales se abastecen de agua mediante pozos, captaciones superficiales y camiones aljibes. El abastecimiento por camiones aljibes suele entregar un servicio irregular y con problemas de calidad. Lo que se traduce en un problema para las comunidades que dependen de este tipo de abastecimientos. Por ejemplo, en Til-til el 39,2% de los hogares en las zonas rurales se abastecen a través de camiones aljibes, en Freirina este número llega a 37,5% de las viviendas rurales y en Coquimbo a 31,1%.

El *índice de saneamiento aceptable* considera aceptable que: el agua llegue directamente por cañería al interior de la vivienda, aun cuando su origen no sea la red pública de agua, y que los baños estén conectados a la red de alcantarillado o a una fosa séptica. Por otro lado, el subsidio al agua potable consiste en un financiamiento por parte del Estado para cubrir (una parte) del costo mensual por consumo de agua potable y alcantarillado de los residentes permanente de una vivienda ubicada tanto en el sector urbano como rural del país (ChileAtiende, 2023). La Tabla 1-9 muestra el porcentaje promedio de viviendas con índice de saneamiento aceptable y con subsidio de agua potable, para cada territorio y por zona urbana y rural.

Tabla 1-9: Porcentaje de viviendas con saneamiento aceptable y subsidio de agua potable por zona urbana y rural para los territorios estudiados.

Territorio	Comuna	Saneamiento Aceptable			Subsidio Agua Potable		
		Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total
	Pozo Almonte	91,9%	33,0%	70,2%	20,0%	3,0%	13,3%
	María Elena	100,0%	-	100,0%	0,0%	-	0,0%
	María Elena - Pozo Almonte	96,3%	33,0%	83,1%	9,7%	3,0%	8,1%
	Freirina	91,3%	43,3%	70,8%	57,8%	14,6%	35,5%
	Vallenar	98,5%	59,1%	93,7%	20,7%	34,0%	22,3%
	Freirina - Vallenar	97,6%	52,0%	89,4%	24,9%	24,2%	24,8%

Territorio	Comuna	Saneamiento Aceptable			Subsidio Agua Potable		
		Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total
	La Serena	98,8%	69,3%	97,4%	10,0%	2,3%	9,6%
	Coquimbo	97,8%	72,9%	95,6%	11,4%	1,5%	10,6%
La Serena - Coquimbo		98,4%	71,5%	96,5%	10,7%	1,8%	10,1%
	Puchuncaví	92,9%	76,0%	85,6%	10,8%	12,1%	11,4%
Puchuncaví - Quinteros		92,9%	76,0%	85,6%	10,8%	12,1%	11,4%
	Limache	98,2%	80,9%	88,7%	27,4%	7,7%	16,5%
	Olmué	94,4%	51,6%	77,4%	21,7%	10,0%	17,1%
Limache - Olmué		97,3%	76,5%	86,5%	26,0%	8,1%	16,6%
	Til-til	97,8%	70,5%	86,0%	6,8%	0,0%	4,1%
Til-til		97,8%	70,5%	86,0%	6,8%	0,0%	4,1%
Promedio Ponderado		97,9%	68,2%	92,6%	14,2%	8,9%	13,2%

Fuente: Elaboración propia en base a MIDESO (2017).

De la Tabla 1-9 se puede observar que, las viviendas de zonas rurales en la zona de estudio presentan un valor muy inferior del índice de saneamiento aceptable en comparación con las urbanas. El territorio con el menor valor del índice de saneamiento aceptable es el de María Elena-Pozo Almonte, donde alrededor de un 17% de las viviendas se encuentra en condiciones de saneamiento inaceptables. Además, tanto la comuna de Pozo Almonte como la de Freirina tienen a casi un 30% de sus viviendas en esta misma condición. Por otro lado, de los resultados anteriores se puede observar que, las zonas urbanas presentan un mayor porcentaje de viviendas con subsidio a agua potable y alcantarillado que las zonas rurales, donde se destacan los territorios de Freirina – Vallenar y Limache – Olmué con un 24,8% y 16,6% de los hogares con subsidio, respectivamente.

La mayoría de los hogares en zonas rurales del país se abastecen de agua a través de los sistemas de Agua Potable Rural (APR), ahora llamados Servicios Sanitarios Rurales (SSR). Estos sistemas son administrados, mantenidos y operados por las comunidades a las que sirven, los cuales están organizados en comités o cooperativas quienes reciben asistencia y asesoría del Estado. Las APR tienen como misión abastecer de agua potable a localidades rurales, contribuyendo al desarrollo económico y a la integración social del país, y sus objetivos son: dotar de agua potable a la población rural, según calidad, cantidad y continuidad de acuerdo con la Norma Chilena NCh 409 Of. 84; obtener de los habitantes beneficiados una participación responsable y permanente, para que sea la propia comunidad organizada, quien efectúe la administración del servicio una vez construido (DOH, 2023). Actualmente, la fuente prioritaria de agua de las APR

es a través de pozos, camiones aljibes y/o captaciones superficiales. Sin embargo, la calidad, cantidad y continuidad del servicio depende de la disponibilidad de agua y otros parámetros, lo que hace que en la práctica muchas localidades rurales no cuenten con seguridad hídrica (CCG y Amulén, 2019).

La Tabla 1-10 presenta un listado con las APR que abastecen de agua potable en los territorios de interés, con su respectivo número de arranques, lo cual clasifica a una APR como menor, medio o mayor.

Tabla 1-10: APR localizadas en los territorios de estudio.

Comuna	Nombre Oficial Sistema	N° de Arranques	Clasificación Provisional
Pozo Almonte	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL DE MAMIÑA	233	Menor
Pozo Almonte	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL LA TIRANA	725	Mayor
María Elena	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL DE QUILLAGUA	123	Menor
Freirina	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL TATARA	84	Menor
Vallenar	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL HACIENDAS COMPAÑIA Y CUATRO PALOMAS	286	Menor
Vallenar	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL PERALES VIEJOS	99	Menor
Vallenar	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL QUEBRADA EL JILGUERO	128	Menor
La Serena	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL COQUIMBITO ALTOVALSOL	934	Mayor
La Serena	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL EL ROMERO	406	Mediano
La Serena	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL LAS ROJAS	459	Mediano
Coquimbo	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL PAN DE AZÚCAR	1478	Mayor
Puchuncaví	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL EL RUNGUE	300	Menor
Puchuncaví	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL EL RINCÓN	94	Menor
Puchuncaví	JUNTA DE VECINOS LA QUEBRADA DE PUCHUNCAVÍ	61	Menor
Puchuncaví	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL AGÜITAS CLARAS DE POTRERILLO	30	Menor
Limache	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL LLIU LLIU ALTO	146	Menor
Limache	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL LOS LAURELES	215	Menor
Limache	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL LOS LEONES - SANTA ROSA	123	Menor
Olmué	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL DE QUEBRADA DE ALVARADO	1050	Mayor
Tiltil	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL DE CALEU	141	Menor
Tiltil	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL ESPINALILLO	95	Menor
Tiltil	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL POLPAICO	495	Mediano
Tiltil	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL DE HUECHÚN	72	Menor
Tiltil	COOPERATIVA AGUA POTABLE MONTENEGRO LIMITADA	180	Menor
Tiltil	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL PUNTA DE PEUCO	83	Menor
Tiltil	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL RUNGUE	288	Menor
Tiltil	COMITÉ DE AGUA POTABLE RURAL SANTA MATILDE	340	Mediano

Comuna	Nombre Oficial Sistema	N° de Arranques	Clasificación Provisional
Tiñi	COOPERATIVA HUERTOS FAMILIARES DE POLPAICO LIMITADA	968	Mayor

Fuente: Elaboración propia en base a DOH (2022).

Disponibilidad de agua sobre actividades agrícolas

El sector silvoagropecuario es considerado uno de los sectores vulnerables ante los fenómenos asociados al cambio climático, principalmente debido a la disminución de la oferta de agua superficial, con el consecuente impacto en la capacidad productiva (Meza et al., 2012; 2014). En la Tabla 1-11 se puede ver que la superficie sembrada o plantada de acuerdo con el Censo Agropecuario 2007 y 2021 (INE, 2007; 2021), en donde la mayoría de las comunas por las cuales cruza la línea de transmisión presenta una menor superficie en el año 2021 con respecto al año 2007.

Tabla 1-11: Superficie sembrada o plantada de acuerdo al Censo Agropecuario 2007 y 2021.

Región	Provincia	Comuna	Superficie Comunal (ha)	Superficie (ha) Censo 2007	Superficie (ha) Censo 2021	Diferencia
Tarapacá	Tamarugal	Pozo Almonte	1.377.546	158	420	262
Antofagasta	Tocopilla	María Elena/Tocopilla	1.646.210	9	1	-8
Atacama	Copiapó	Copiapó/Caldera	2.147.304	3.953	1.731	-2.223
Atacama	Huasco	Vallenar	722.814	4.087	2.219	-1.867
Atacama	Huasco	Freirina	322.152	893	587	-306
Coquimbo	Elqui	La Serena	190.084	5.311	3.377	-1.934
Coquimbo	Elqui	Coquimbo	143.112	25.575	7.006	-18.569
Coquimbo	Elqui	La Higuera	416.550	641	212	-429
Coquimbo	Choapa	Canela	219.575	19.123	1.249	-17.873
Coquimbo	Choapa	Los Vilos	185.880	15.873	552	-15.321
Coquimbo	Limarí	Ovalle	354.437	44.334	14.645	-29.689
Valparaíso	Valparaíso	Puchuncaví	29.955	408	370	-38
Valparaíso	Valparaíso	Quintero	14.599	335	183	-152
Valparaíso	Petorca	La Ligua	116.264	4.038	2.376	-1.662
Valparaíso	Petorca	Papudo	16.704	423	128	-294
Valparaíso	Petorca	Zapallar	28.816	296	926	630
Valparaíso	Quillota	Quillota	30.115	6.409	3.858	-2.552
Valparaíso	Marga Marga	Quilpué	53.632	298	244	-54
Valparaíso	Marga Marga	Limache	29.478	2.313	1.061	-1.252
Valparaíso	Marga Marga	Olmué	23.128	1.087	415	-672
Valparaíso	Marga Marga	Villa Alemana	9.633	112	26	-86
Metropolitana de Santiago	Chacabuco	Tiltil	65.468	4.153	2.287	-1.866

Nota: Las comunas acá mencionadas, corresponden a las comunas por las cuales la línea de transmisión cruza. Elena/Tocopilla y Copiapó/Caldera se encuentran juntas, debido a que el Censo Agropecuario 2021 así lo presenta.

Fuente: INE, 2007;2021.

Considerando las comunidades identificadas cercanas a la línea de transmisión, en la Tabla 1-12 se presenta el número de comunidades entorno social y el número de comunidades trabajo territorial a nivel comunal. En esta se puede destacar la mayor presencia de comunidades en las comunas Puchuncaví (6 comunidades), Coquimbo (4 comunidades) y Canela (4 comunidades).

Tabla 1-12: Número de comunidades (Entorno social y Trabajo Territorial) a nivel comunal.

Región	Provincia	Comuna	n° comunidades Entorno Social	n° comunidades Trabajo Territorial	N° Total de comunidades
Tarapacá	Tamarugal	Pozo Almonte	1	0	1
Antofagasta	Tocopilla	María Elena/Tocopilla	1	1	2
Atacama	Copiapó	Copiapó/Caldera	1	0	1
Atacama	Huasco	Vallenar	1	0	1
Atacama	Huasco	Freirina	0	3	3
Coquimbo	Elqui	La Serena	3	0	3
Coquimbo	Elqui	Coquimbo	1	3	4
Coquimbo	Elqui	La Higuera	3	0	3
Coquimbo	Choapa	Canela	4	0	4
Coquimbo	Choapa	Los Vilos	3	0	3
Coquimbo	Limarí	Ovalle	3	0	3
Valparaíso	Valparaíso	Puchuncaví	6	0	6
Valparaíso	Valparaíso	Quintero	0	0	0
Valparaíso	Petorca	La Ligua	3	0	3
Valparaíso	Petorca	Papudo	1	0	1
Valparaíso	Petorca	Zapallar	2	0	2
Valparaíso	Quillota	Quillota	3	0	3
Valparaíso	Marga Marga	Quilpué	1	0	1
Valparaíso	Marga Marga	Limache	2	0	2
Valparaíso	Marga Marga	Olmué	2	0	2
Valparaíso	Marga Marga	Villa Alemana	3	0	3
Metropolitana de Santiago	Chacabuco	Tiltil	1	1	2

Fuente: Elaboración propia a partir de información entregada por ISA INTERCHILE.

De acuerdo con una revisión espacial, utilizando la cobertura de Zhao et al (2016), se extrajo la cobertura ubicada dentro de un buffer de 15 km alrededor del punto identificado como comunidades (53 comunidades en total clasificadas como entorno social y trabajo territorial). Para ello, utilizando el software QGIS⁷, se calculó el número de celdas de cada cobertura dentro del buffer para cada una de las comunidades. En la Tabla 1-13, se encuentran las comunidades y el número de celdas de las coberturas de Zhao et al. (2016). Las comunidades con mayor presencia de celdas identificadas como *Cultivos* corresponden a las comunidades Quillota centro, Cruz de Caña, Polpaico, Altovalsol, Socos, Manzanar, Los Laureles-El Maqui, Salala, Oruro, el Romero, Quebrada Martínez, Mauco, El Peñon, El Patagual, Compañías Altas, Quitallaco, Lo Hidalgo, Tiltil, Los Leones - Lliu Lliu y Quebrada Escobares. En la mayoría de las comunidades, el tipo de cobertura que se encuentra dentro del buffer entorno al punto corresponde a la clasificación *Matorral*, seguido por la clasificación *Tierras desnudas*. Mientras que las comunidades con menor frecuencia de la cobertura identificada como *Cultivo* son Caleta de Hornos, Quebrada Las Palmas, La Higuera Centro, El Trapiche y Puerto Oscuro. En la Tabla 1-14 se muestra esta misma información, pero transformado a superficie en hectáreas. Por ejemplo, se puede observar que dentro del buffer de la comunidad *Quillota centro* clasifica 13.751 ha como cultivos.

⁷ <https://qgis.org/es/site/>

Tabla 1-13: Número de celdas (30x30m) según cobertura clasificado según Zhao et al (2016) para cada una de las comunidades considerando un buffer de 15 km.

Nombre comunidad	Tipo	Sin dato	Cultivos	Bosques	Pastizales	Matorrales	Humedales	Cuerpos de agua	Superficies Impermeables	Tierras desnudas	Nieve y Nubes
Tiltil	TT	0	48.103	51.937	130.884	529.127	3	3.624	4.824	16.885	0
Comunidad Indígena de Quillagua	TT	0	1.419	3.982	73	168.513	133	1	234	611.041	0
El Peñon	TT	547	61.475	12.558	20.013	685.787	264	316	1.178	3.267	0
Quebrada Martínez	TT	0	64.967	11.297	20.900	684.386	25	122	954	2.732	0
Cruz de Caña	TT	14.858	121.290	10.301	35.255	574.837	498	280	21.633	6.418	14
Freirina	TT	2.495	16.497	3.822	1.931	582.683	1.114	397	3.181	173.275	2
Maitencillo	TT	0	32.148	2.390	2.065	573.924	341	59	1.138	173.313	1
Comunidad Indígena Chiapasse Tatatara	TT	0	30.729	2.514	2.063	589.472	350	49	1.206	159.016	1
Las Melosillas	ES	113.834	26.659	139.188	53.251	426.719	463	969	14.048	10.185	88
La Estancilla	ES	122.325	25.415	136.489	50.910	430.343	534	849	12.259	6.242	43
Manzanar	ES	10.962	74.470	101.051	86.531	471.995	311	2.907	28.783	8.193	198
La Higuera Centro	ES	52.597	119	299	475	653.244	48	1.252	1.011	76.350	8
Centro Urbano Los Vilos	ES	352.506	1.729	55.357	56.484	311.932	128	1.128	2.218	3.893	12
El Tejar	ES	207.463	3.428	63.227	83.567	423.117	50	529	1.623	2.388	4
Quilimarí	ES	265.111	3.514	49.974	77.854	384.020	51	564	1.770	2.541	4
Salala	ES	0	67.907	8.743	81.508	623.172	327	240	1.977	1.523	0

Nombre comunidad	Tipo	Sin dato	Cultivos	Bosques	Pastizales	Matorrales	Humedales	Cuerpos de agua	Superficies Impermeables	Tierras desnudas	Nieve y Nubes
Oruro	ES	0	66.382	9.570	76.147	629.188	326	335	1.990	1.498	0
Salinas de Pullally	ES	142.164	13.180	51.864	61.535	501.799	394	857	7.499	5.947	154
Las Terneras	ES	178.221	5.251	100.994	48.825	445.543	379	694	3.644	1.707	129
El Rincón	ES	136.942	23.161	123.889	51.958	435.649	547	878	7.972	4.360	47
Potrerillos	ES	151.012	18.870	120.883	50.834	432.190	542	825	6.325	3.862	59
La Quebrada	ES	110.407	25.773	126.410	52.600	459.868	598	824	5.802	3.081	37
María Elena	ES	0	879	747	963	261.389	770	1.946	537	518.137	32
Pozo Almonte	ES	0	423	14.118	142	167.388	11	34	4.874	598.397	3
Angostura de Gálvez	ES	296.071	377	3.154	121.143	358.685	41	2.417	1.449	2.012	52
Puerto Oscuro	ES	298.309	346	2.746	104.040	375.104	51	2.443	1.140	1.193	48
Quebrada Las Palmas	ES	244.547	95	966	62.107	473.500	62	2.184	646	1.296	6
Compañías Altas	ES	137.248	59.427	2.472	17.392	516.495	802	1.625	24.171	25.762	11
Altovalsol	ES	0	81.728	5.187	24.889	636.595	356	82	19.897	16.669	12
Quebrada de Alvarado	ES	0	27.188	152.561	33.602	564.969	40	491	1.816	4.669	63
La Dormida	ES	0	13.566	107.781	57.554	597.856	0	162	1.188	7.280	0

	Tipo	Sin dato	Cultivos	Bosques	Pastizales	Matorrales	Humedales	Cuerpos de agua	Superficies Impermeables	Tierras desnudas	Nieve y Nubes
Nombre comunidad											
Los Leones - Lliu Lliu	ES	0	45.705	144.375	55.537	527.211	46	672	9.984	1.697	177
Lo Hidalgo	ES	0	49.994	105.579	75.804	522.915	55	2.596	24.656	3.618	181
Los Laureles-El Maqui	ES	3.301	68.309	84.517	92.405	482.699	249	2.672	44.426	6.612	180
San Antonio	ES	122.090	25.230	124.269	54.651	447.253	486	754	6.764	3.856	46
El Patagual	ES	0	60.748	94.620	80.191	517.467	66	2.572	25.612	3.892	200
Quebrada Escobares	ES	0	37.054	126.905	65.239	528.953	64	2.083	22.260	2.736	109
Colliguay	ES	0	10.978	177.153	24.068	565.410	16	394	265	7.119	0
Polpaico	ES	0	82.221	22.139	165.552	488.837	191	2.026	7.654	16.775	0
Vallenar Centro	ES	0	29.811	1.856	7.697	502.895	20	110	3.289	239.725	0
Quitallaco	ES	10.906	56.589	13.878	17.962	680.208	267	613	1.372	3.597	0
El Romero	ES	14.424	66.294	3.901	21.584	629.247	637	476	21.591	27.238	11
Huentelauquén	ES	282.254	7.202	9.944	139.945	333.716	349	2.104	2.957	6.902	26
Catapilco	ES	358	18.607	117.855	57.447	582.113	239	1.753	3.400	3.611	10
Casas de Huaquén	ES	231.073	4.432	41.060	51.067	445.566	386	861	5.195	5.614	157
San Manuel de Longotoma	ES	129.715	10.205	36.896	60.204	534.529	386	824	6.633	5.815	176

Nombre comunidad	Tipo	Sin dato	Cultivos	Bosques	Pastizales	Matorrales	Humedales	Cuerpos de agua	Superficies Impermeables	Tierras desnudas	Nieve y Nubes
Alto Huaquén	ES	263.917	4.434	36.175	51.205	417.404	387	885	5.192	5.634	15 7
Centro Copiapó Urbano	ES	0	20.101	457	2.240	33.935	8	490	22.342	705.825	1
Socos	ES	0	76.306	7.686	92.274	605.432	304	207	1.791	1.361	1
El Trapiche	ES	0	202	15	44	590.924	0	34	6.338	187.848	0
Caleta Hornos	ES	278.670	55	306	269	474.452	69	2.009	2.481	27.051	22
Quillota Centro	ES	0	152.787	150.011	38.352	423.454	61	373	17.139	2.974	26 4
Mauco	ES	33.613	63.867	95.153	86.870	457.492	383	2.973	34.030	10.796	19 3

Nota 1: TT: Trabajo territorial, ES: Entorno social.

Nota 2: Cada zona comprendida por el buffer tiene probabilidad de superposición con el buffer correspondiente a otra comunidad. Esto es debido a la cercanía entre comunidades.

Fuente: Elaboración propia a partir de Zhao et al. (2016)

Tabla 1-14: Superficie (ha) por cobertura clasificado según Zhao et al (2016) para cada una de las comunidades considerando un buffer de 15 km.

Nombre comunidad	Tipo	Cultivos (ha)	Bosques (ha)	Pastizales (ha)	Matorrales (ha)	Humedales (ha)	Cuerpos de agua (ha)	Superficies impermeables (ha)	Tierras desnudas (ha)	Nieve y Nubes (ha)
Comunidad Indígena de Quillagua	TT	128	358	7	15.166	12	0	21	54.994	0
Freirina	TT	1.485	344	174	52.441	100	36	286	15.595	0
Comunidad Indígena Chiapasse Tatatara	TT	2.766	226	186	53.052	32	4	109	14.311	0
Maitencillo	TT	2.893	215	186	51.653	31	5	102	15.598	0
Tiltil	TT	4.329	4.674	11.780	47.621	0	326	434	1.520	0
El Peñon	TT	5.533	1.130	1.801	61.721	24	28	106	294	0
Quebrada Martínez	TT	5.847	1.017	1.881	61.595	2	11	86	246	0
Cruz de Caña	TT	10.916	927	3.173	51.735	45	25	1.947	578	1
Caleña Hornos	ES	5	28	24	42.701	6	181	223	2.435	2
Quebrada Las Palmas	ES	9	87	5.590	42.615	6	197	58	117	1
La Higuera Centro	ES	11	27	43	58.792	4	113	91	6.872	1
El Trapiche	ES	18	1	4	53.183	0	3	570	16.906	0
Puerto Oscuro	ES	31	247	9.364	33.759	5	220	103	107	4
Angostura de Gálvez	ES	34	284	10.903	32.282	4	218	130	181	5
Pozo Almonte	ES	38	1.271	13	15.065	1	3	439	53.856	0
María Elena	ES	79	67	87	23.525	69	175	48	46.632	3
Centro Urbano Los Vilos	ES	156	4.982	5.084	28.074	12	102	200	350	1
El Tejar	ES	309	5.690	7.521	38.081	5	48	146	215	0
Quilimarí	ES	316	4.498	7.007	34.562	5	51	159	229	0
Casas de Huaquén	ES	399	3.695	4.596	40.101	35	77	468	505	14

Nombre comunidad	Tipo	Cultivos (ha)	Bosques (ha)	Pastizales (ha)	Matorrales (ha)	Humedales (ha)	Cuerpos de agua (ha)	Superficies impermeables (ha)	Tierras desnudas (ha)	Nieve y Nubes (ha)
Alto Huaquén	ES	399	3.256	4.608	37.566	35	80	467	507	14
Las Terneras	ES	473	9.089	4.394	40.099	34	62	328	154	12
Huentelauquén	ES	648	895	12.595	30.034	31	189	266	621	2
San Manuel de Longotoma	ES	918	3.321	5.418	48.108	35	74	597	523	16
Colliguay	ES	988	15.944	2.166	50.887	1	35	24	641	0
Salinas de Pullally	ES	1.186	4.668	5.538	45.162	35	77	675	535	14
La Dormida	ES	1.221	9.700	5.180	53.807	0	15	107	655	0
Catapilco	ES	1.675	10.607	5.170	52.390	22	158	306	325	1
Potrerillos	ES	1.698	10.879	4.575	38.897	49	74	569	348	5
Centro Urbano Copiapó	ES	1.809	41	202	3.054	1	44	2.011	63.524	0
El Rincón	ES	2.084	11.150	4.676	39.208	49	79	717	392	4
San Antonio	ES	2.271	11.184	4.919	40.253	44	68	609	347	4
La Estancilla	ES	2.287	12.284	4.582	38.731	48	76	1.103	562	4
La Quebrada	ES	2.320	11.377	4.734	41.388	54	74	522	277	3
Las Melosillas	ES	2.399	12.527	4.793	38.405	42	87	1.264	917	8
Quebrada de Alvarado	ES	2.447	13.730	3.024	50.847	4	44	163	420	6
Vallenar Centro	ES	2.683	167	693	45.261	2	10	296	21.575	0
Quebrada Escobares	ES	3.335	11.421	5.872	47.606	6	187	2.003	246	10
Los Leones - Lliu Lliu	ES	4.113	12.994	4.998	47.449	4	60	899	153	16
Lo Hidalgo	ES	4.499	9.502	6.822	47.062	5	234	2.219	326	16
Quitallaco	ES	5.093	1.249	1.617	61.219	24	55	123	324	0
Compañías Altas	ES	5.348	222	1.565	46.485	72	146	2.175	2.319	1

Nombre comunidad	Tipo	Cultivos (ha)	Bosques (ha)	Pastizales (ha)	Matorrales (ha)	Humedales (ha)	Cuerpos de agua (ha)	Superficies impermeables (ha)	Tierras desnudas (ha)	Nieve y Nubes (ha)
El Patagual	ES	5.467	8.516	7.217	46.572	6	231	2.305	350	18
Mauco	ES	5.748	8.564	7.818	41.174	34	268	3.063	972	17
El Romero	ES	5.966	351	1.943	56.632	57	43	1.943	2.451	1
Oruro	ES	5.974	861	6.853	56.627	29	30	179	135	0
Salala	ES	6.112	787	7.336	56.085	29	22	178	137	0
Los Laureles-El Maqui	ES	6.148	7.607	8.316	43.443	22	240	3.998	595	16
Manzanar	ES	6.702	9.095	7.788	42.480	28	262	2.590	737	18
Socos	ES	6.868	692	8.305	54.489	27	19	161	122	0
Altovalsol	ES	7.356	467	2.240	57.294	32	7	1.791	1.500	1
Polpaico	ES	7.400	1.993	14.900	43.995	17	182	689	1.510	0
Quillota Centro	ES	13.751	13.501	3.452	38.111	5	34	1.543	268	24

Nota 1: TT: Trabajo territorial, ES: Entorno social.

Nota 2: Cada zona comprendida por el buffer tiene probabilidad de superposición con el buffer correspondiente a otras comunidades, debido a la cercanía entre comunidades.

Fuente: Elaboración propia a partir de Zhao et al. (2016)

En la Tabla 1-15 se muestra las comunidades seleccionadas para trabajar la metodología específica para riesgos sobre comunidades, en particular, sobre la disponibilidad de agua sobre actividades agrícolas. En esta tabla, se puede ver que las comunas a revisar son: La Serena, Coquimbo, Ovalle, Quillota, Limache, Villa Alemana y Tiltil. A partir de estas comunas, se espera tener la selección de cultivos.

Tabla 1-15: Comunidades seleccionadas para evaluación de riesgo sobre comunidades, en cuanto a la disponibilidad de agua sobre actividades agrícolas.

Comuna	Coordenada x	Coordenada y	Nombre comunidad	Tipo	Cultivos (ha) Zhao et al. 2016
Quillota	290181	6360910	Quillota Centro	ES	13.751
Coquimbo	288612	6677125	Cruz de Caña	TT	10.916
Tiltil	323682	6328336	Polpaico	ES	7.400
La Serena	295405	6685901	Altovalsol	ES	7.356
Ovalle	261365	6599786	Socos	ES	6.868
Quillota	278340	6355451	Manzanar	ES	6.702
Limache	278316	6350747	Los Laureles-El Maqui	ES	6.148
Ovalle	258324	6603263	Salala	ES	6.112
Ovalle	257302	6605676	Oruro	ES	5.974
La Serena	293574	6691776	El Romero	ES	5.966
Coquimbo	287618	6665896	Quebrada Martínez	TT	5.847
Quillota	276243	6355763	Mauco	ES	5.748
Coquimbo	286192	6664202	El Peñon	TT	5.533
Villa Alemana	283867	6343040	El Patagual	ES	5.467
La Serena	286367	6695068	Compañías Altas	ES	5.348
Coquimbo	284643	6662307	Quitallaco	ES	5.093
Villa Alemana	284121	6341114	Lo Hidalgo	ES	4.499
Tiltil	320053	6337760	Tiltil	TT	4.329
Limache	291459	6340802	Los Leones - Lliu Lliu	ES	4.113
Villa Alemana	284787	6338111	Quebrada Escobares	ES	3.335

Nota: TT: Trabajo territorial, ES: Entorno social.

Nota 2: Coordenadas en proyección UTM Datum Huso 19S.

Fuente: Elaboración propia a partir de Zhao et al. (2016)

De las comunas a analizar, la Tabla 1-16 indica la superficie en hectáreas en riego y en secano indicadas en el Censo Agropecuario 2021 (INE, 2021).

Tabla 1-16: Superficie en riego y secano a nivel comunal para las comunas seleccionadas.

Comuna	Superficie en riego (ha)	Superficie en secano (ha)	Superficie sin clasificación	Superficie total
La Serena	3.333	40	4	3.377
Coquimbo	6.633	372	0	7.006
Ovalle	14.505	73	66	14.645
Quillota	3.732	80	46	3.858
Limache	980	80	1	1.061
Villa Alemana	19	8	0	26
Tiltil	2.261	25	1	2.287

Fuente: INE, 2021.

Incendios

Los incendios son desastres socioambientales con impactos que van más allá de las pérdidas materiales y económicas. En los últimos años en la zona centro-sur de Chile, estos fenómenos tienen y han tenido un gran impacto en las comunidades. Estudios demuestran la magnitud y el alcance de los impactos psicológicos y comunitarios que pueden generar eventos de este tipo, y cómo estas consecuencias se distribuyen de manera desigual debido a las condiciones de vulnerabilidad socioambiental previas y al grado de exposición de las comunidades que viven con la amenaza de incendios en sus territorios (González et al., 2020).

Estos impactos están relacionados con la pérdida de vidas de familiares o conocidos, la destrucción total de propiedades en muchos casos, la temporal desarticulación de las familias y redes comunitarias, la pérdida de empleos, el desplazamiento forzado, la destrucción de espacios comunes, la multiplicación de conflictos sociales que surgen o se intensifican durante o después del incendio, y el hecho de que las respuestas de diversos sectores, al menos en los casos estudiados, tienden a ser desarticuladas e insuficientes dadas las características de este tipo de desastres (González et al., 2020).

Uno de los incendios más catastróficos en los últimos años es el incendio de Valparaíso, ocurrido en 2014 afectó a siete cerros de la ciudad, abarcando aproximadamente 148 hectáreas de área urbana. Las pérdidas asociadas al

incendio incluyen 2.910 viviendas destruidas, 15 personas fallecidas, y más de 12.000 personas damnificadas debido a esta tragedia (Observatorio Valparaíso, 2015).

En enero y febrero de 2017, el mega incendio y catástrofe forestal más grande de la historia del país afectó aproximadamente desde la Región Metropolitana hasta el norte de la Araucanía, Una extensa área forestal de alrededor de 500,000 hectáreas fue afectada, con más de 500 focos ocurriendo simultáneamente durante semanas. Esta situación obligó a evacuar y trasladar a poblaciones importantes en diferentes localidades, generando una catástrofe sin precedentes, compleja y de extrema dificultad para controlar (Galilea, 2019).

Dentro de los daños a comunidades más impactantes del mega incendio fue la localidad de Santa Olga la cual fue arrasada por el fuego, dejando de unos 5.000 habitantes sin hogar (Galilea, 2019).

A principios de 2023 los incendios en enero-febrero que afectaron las regiones del Maule, Ñuble, Biobío, La Araucanía, Los Ríos, y Los Lagos dejaron un total de 26 personas fallecidas, 7835 Personas damnificadas, 2.560 viviendas destruidas, 1.518 viviendas afectadas y 439.000 hectáreas quemadas, entre ellas 5900 hectáreas de cultivos, 33909 animales y 11.656 agricultores afectados (Naciones Unidas Chile, 2023).

Las cadenas de impacto de ARClím asociadas a riesgos para las comunidades de interés son 3, dos de ellas son las nombradas previamente en la sección *Incendios* de los Riesgos físicos para la infraestructura de transmisión, la cadena de impacto restantes se presenta a continuación:

Incendios en asentamientos urbanos: Esta cadena de Impacto analiza el riesgo de incendio en asentamientos urbanos en todas las comunas del país.

- Amenaza: La amenaza se calculó como la diferencia entre los indicadores de amenaza futura y presente de la cadena de incendios forestales del grupo de trabajo de Bosques Nativos y Plantaciones Forestales de ARClím, esto es, la variación en la incidencia de temperaturas sobre 30°C (propicias para la ocurrencia de incendios) entre el clima histórico (1980-2010) y futuro (2035-2065 bajo el escenario RCP 8.5)
- Exposición: Población urbana presente y que se proyecta residir en distintas comunas del país en 2035. Se utiliza el indicador de exposición propuesto por el grupo de trabajo de Asentamientos Humanos de ARClím, que fue

- calculado a partir de las proyecciones del INE y corresponde a la población urbana proyectada a residir en 2035 de Urquiza et al. (2020).
- Sensibilidad: El indicador de sensibilidad se calculó según el índice de materialidad (IM) de las viviendas de INE. Se considera que las viviendas con IM "irrecuperable" corresponden a las más susceptibles frente a incendios en ciudades, esto es si las paredes exteriores, cubierta del techo o piso de la vivienda fueron clasificados como irrecuperables, según el material que la compone; las viviendas con IM "recuperable", también suponen cierto grado de susceptibilidad, mientras que las viviendas con IM "aceptables", tendrían la menor sensibilidad.
 - Capacidad Adaptativa: Tasa comunal de número de compañías de bomberos por cada 100.000 habitantes, índice generado por el grupo de trabajo de Asentamientos Humanos de ARCLim.

Cabe destacar que esta última cadena de impacto indica que los indicadores son una primera aproximación a la cadena y requieren esfuerzos significativos para incluir diferentes aristas de capacidad de adaptación, sensibilidad e interrelaciones con el interfaz urbano rural que hasta ahora no están consideradas.

Olas de calor sobre la salud humana

Diferentes estudios en todo el mundo han encontrado una asociación significativa entre temperatura y mortalidad (Brooke Anderson & Bell, 2011, Guo et al., 2017), así como con otros tipos de efectos a la salud como morbilidad, atenciones de urgencia y visitas médicas (Urban et al., 2014, Basu et al., 2012, Liu et al., 2015). Se ha observado que la temperatura afecta especialmente las muertes por causas respiratorias y cardiovasculares (Burkart et al., 2011, Guo et al., 2011). Sin embargo, se han visto efectos de todo tipo, incluyendo lesión renal aguda, golpe de calor, problemas con embarazo, empeoramiento de los patrones de sueño, impactos en la salud mental, agravamiento de las enfermedades cardiovasculares y respiratorias subyacentes y aumentos en las muertes no accidentales y relacionadas con lesiones no intencionales (Romanello et al., 2022) como las intencionales (Kim et al., 2019).

Las personas que se ven mayormente afectadas son aquellas que, por diversas condiciones, están más desprotegidas, tales como los menores de edad, mujeres embarazadas, adultos mayores, personas pertenecientes a comunidades de bajos ingresos, grupos étnicos que pueden experimentar disparidades en salud, entre otros (Chinthrajah et al., 2022, Romanello et al., 2022).

Las capacidades sociales (medidas de adaptación), vinculadas al mayor ingreso esperado, pueden reducir la vulnerabilidad a las temperaturas extremas (Carleton, 2022). Algunos estudios muestran un descenso en la mortalidad atribuible al calor, siendo estos descensos mayormente explicados por una menor susceptibilidad a la temperatura (Onozuka & Hagihara, 2015; Vicedo-Cabrera et al., 2018). Si bien hasta hace poco la mayor parte de la adaptación se ha concentrado en climatización de espacios interiores, nuevas estrategias han surgido incluyendo vegetación para sombra, superficies frías, puntos de hidratación, centros de enfriamiento, entre otros (Turner, 2022).

En Chile, al igual que en el resto del mundo, las muertes relacionadas a las temperaturas extremas han aumentado (Wu et al., 2022), al igual que las potenciales horas de trabajo perdidas (Hartinger et al. 2022). El Atlas de Riesgo Climático intenta proyectar este riesgo para un escenario climático (Cifuentes et al., 2020), aunque no proyecta la capacidad de adaptación.

1.3.3 Riesgos de transición para la compañía bajo escenarios TCFD

Reputacionales

La expansión de la infraestructura de líneas de transmisión eléctrica es esencial para garantizar el suministro de energía eléctrica y facilitar la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Sin embargo, esta expansión puede conllevar riesgos para las comunidades aledañas. Uno de los riesgos de transición clave es el de reputación, que se refiere a la posibilidad de que la construcción y operación de estas líneas de transmisión puedan afectar negativamente la percepción de la comunidad sobre la empresa y su compromiso con el bienestar local.

Varios estudios han abordado el tema de los riesgos de reputación asociados con la vinculación de líneas de transmisión eléctrica con comunidades aledañas. Un ejemplo relevante es el trabajo realizado por Kolhoff et al. (2019), quienes investigaron los impactos de una línea de transmisión de alta tensión en una comunidad rural en Países Bajos. El estudio reveló que la percepción negativa de la comunidad hacia la empresa eléctrica aumentó considerablemente debido a la falta de comunicación efectiva y la insuficiente consideración de las preocupaciones locales durante la planificación y construcción de la infraestructura.

Además, un informe de la Comisión Nacional para los Derechos Humanos (CNDH) en México sobre "Impactos de Proyectos Energéticos en Comunidades Indígenas"

(CNDH, 2018) señaló que los proyectos de líneas de transmisión eléctrica han llevado a conflictos sociales y a una pérdida de confianza en las empresas energéticas por parte de las comunidades locales afectadas. La falta de consulta adecuada y el incumplimiento de las promesas de beneficios sociales y económicos fueron identificados como factores clave que contribuyen a estos riesgos de transición reputacionales.

Existen varios factores que pueden contribuir a los riesgos de transición de reputación en la vinculación de líneas de transmisión eléctrica con comunidades aledañas:

- **Comunicación insuficiente:** La falta de comunicación efectiva y transparente entre la empresa eléctrica y la comunidad puede aumentar la desconfianza y la percepción negativa.
- **Impacto ambiental y social:** La degradación del entorno natural y el posible desplazamiento de comunidades locales pueden generar rechazo y afectar la reputación de la empresa.
- **Falta de compromiso social:** La ausencia de programas de responsabilidad social corporativa y de beneficios tangibles para la comunidad puede aumentar la hostilidad hacia la empresa.

Para mitigar estos riesgos, es fundamental adoptar un enfoque proactivo que involucre a las comunidades aledañas desde las fases iniciales de planificación. Se deben implementar estrategias como:

- Establecer canales de comunicación abiertos y bidireccionales para informar y escuchar las inquietudes de la comunidad.
- Realizar evaluaciones de impacto ambiental y social exhaustivas para comprender y abordar los posibles efectos negativos.
- Diseñar programas de responsabilidad social corporativa que beneficien directamente a la comunidad, como proyectos de desarrollo local y empleo.
- Fomentar la transparencia en todas las etapas del proyecto y cumplir con las promesas realizadas a la comunidad.

En ese sentido, los riesgos de transición de reputación en la vinculación de líneas de transmisión eléctrica con comunidades aledañas son un desafío significativo para las empresas energéticas. Sin embargo, al aprender de experiencias pasadas

y aplicar estrategias de mitigación efectivas, es posible establecer una relación más sólida y positiva con las comunidades locales, asegurando así una transición más fluida hacia un futuro energético sostenible.

Riesgos de transición normativos, tecnológicos y de mercado

Muchos gobiernos, empresas eléctricas y grandes consumidores de energía a lo largo del mundo se han comprometido con metas profundas de descarbonización al año 2050 o antes. En particular, la Agencia Internacional de Energía (IEA) cuantificó las inversiones y adaptaciones necesarios para alcanzar un escenario de cero emisiones al 2050 (IEA, 2021a), donde estima que la capacidad instalada de generación solar y eólica a lo largo del mundo tendrá que pasar de 1479 GW en 2020 a 22723 GW en 2050. Con un sistema eléctrico más limpio, la clave para reducir emisiones de gases de efecto invernadero será la electrificación de diferentes consumos, donde se estima que cerca de un 50% de la demanda energética será cubierta con energía eléctrica en el año 2050. Adicionalmente, en el mismo documento también se destaca la participación de distintos combustibles en base a hidrógeno, un ingreso importante de tecnologías de respaldo como baterías y el desarrollo de diferentes tecnologías de captura de carbono.

En este contexto, queda en evidencia que para lograr las metas de descarbonización los sistemas eléctricos jugarán un rol clave, donde será necesario reemplazar una cantidad importante de capacidad térmica fósil por proyectos de generación solar, eólica y tecnologías de respaldo, de una magnitud sin precedentes a la fecha. Usualmente, las mejores ubicaciones para explotar los recursos renovables se encuentran lejos de los centros de consumo o lejos de los polos usuales de generación. En este sentido, múltiples estudios en EEUU, Europa, Australia, entre otros, muestran cómo la transmisión facilitaría una integración costo-eficiente de tecnologías renovables (Joskow, 2021; AEMO, 2022). Adicionalmente, la transmisión también podría permitir diversificar las fuentes de generación renovable solar y eólica, de manera tal que, disponiendo de polos de generación renovable geográficamente distanciados, se reduzca la variabilidad en su generación (Van Horn et al., 2020).

Sin embargo, los sistemas de transmisión del futuro que permitirán lograr las metas de descarbonización serán muy distintos a los sistemas actuales. Inicialmente, el concepto de transmisión eléctrica de energía se entendió sólo como un fenómeno de transporte espacial de energía, moviendo electricidad entre dos puntos. Sin embargo, la alta concentración y variabilidad de generadores

renovables variables, implica la necesidad adicional de mover energía en el tiempo. Lo anterior extiende el concepto de transmisión espacial, a transmisión espacial y temporal. Por otro lado, la incorporación de nuevas tecnologías como la generación distribuida y la demanda flexible, podrían ser un complemento o reemplazo de líneas de transmisión. Lo anterior, implica que en un futuro construir conductores para transmitir energía a alto voltaje podría no ser la solución más eficiente frente a un abanico mucho más amplio de tecnologías. Adicionalmente, los sistemas de transmisión del futuro tendrán que ser mucho más flexibles para respaldar una operación de un sistema eléctrico mucho más dinámico y cambiante que el actual. En este sentido, los sistemas de transmisión del futuro requerirán mucho más que subestaciones, transformadores y líneas de transmisión. Por el contrario, necesidades de transmisión energética también podrían ser cubiertas con tecnologías como baterías funcionando como sistemas de transmisión virtual, con recursos de generación y almacenamiento distribuido, con programas de gestión de demanda o incluso transportando esa energía en otros sectores energéticos como el hidrógeno verde.

Bajo este contexto se enmarca el análisis de esta sección, donde se estudian los posibles riesgos y oportunidades de transición para los activos de transmisión de ISA a nivel normativo, tecnológico y de mercado, los que surgen de forma natural frente a esta transición hacia sistemas más sustentables. Es importante notar que los riesgos y oportunidades identificados sobre dichos activos, se enmarcan tanto bajo el paradigma actual donde la transmisión se entiende como una infraestructura de cables y subestaciones, como bajo el paradigma nuevo donde la transmisión se entiende como un servicio que puede ser prestado por diferentes tecnologías wires y non-wires.

A. Identificación de barreras y ajustes a los procesos de la planificación de la transmisión

Como se indicó anteriormente, los sistemas de transmisión tendrán un papel habilitante en la transición hacia sistemas eléctricos sustentables. En el caso de EEUU, en DOE, 2023 se concluye que en escenarios futuros con elevadas ambiciones climáticas y crecimientos de demanda altos, será necesario una inversión en capacidad de transmisión sin precedentes, que permita duplicar o triplicar la red de transmisión existente entre los próximos 10-20 años. Esto equivale como mínimo a triplicar el nivel de inversiones en transmisión actual, estimado en 25 mil millones de dólares al año (Tsuchida et al., 2023). En el caso de Europa, en ENTSO-E, 2021 se analizan proyectos de transmisión que podrían habilitar el

cumplimiento de las ambiciones medioambientales europeas y al mismo tiempo lograr beneficios netos para los clientes finales, donde se identificaron 154 proyectos de transmisión, de los cuales 97 representan proyectos de conexión internacional entre diferentes países de Europa, totalizando una capacidad de 90 GW de transmisión. En el caso de Chile, la PELP identificó que serán necesarios cerca de 46 GW adicionales de capacidad de transmisión para lograr la carbono neutralidad hacia el año 2050 (Ministerio de Energía, 2020b)

Históricamente, los procesos de planificación de la transmisión han sido capaces de responder aceptablemente a las necesidades de los sistemas eléctricos del pasado, en los cuales la generación estaba fuertemente centralizada en polos de generación térmica e hidroeléctrica. No obstante, en diferentes lugares del mundo se han identificado barreras en los procesos de planificación de la transmisión para lograr integrar los montos de inversión en proyectos de transmisión costo-eficientes que respondan a las exigencias de los sistemas eléctricos actuales y futuros.

A través de una revisión de la condición actual de diferentes sistemas eléctricos a lo largo del mundo, a continuación se presenta una lista exhaustiva con los principales diagnósticos y recomendaciones de ajustes a los procesos de planificación de la transmisión. Adicionalmente, se presentan los riesgos y/o oportunidades que estos ajustes podrían significar para las empresas de transmisión eléctrica.

A.1 Cuantificación de beneficios y costos de los proyectos

Las entidades de planificación generalmente emplean procesos de planificación separados, que a menudo evalúan parcialmente los beneficios de los proyectos de transmisión clasificándolos como proyectos de “confiabilidad”, “política pública” o “económicos” (Gramlich, 2021). Este enfoque aislado, conduce a decisiones de inversión en transmisión subóptimas, las que guardan poca relación con una planificación que considera en conjunto la multiplicidad de las necesidades del sistema eléctrico. Adicionalmente, al no considerar los múltiples beneficios que entregan los proyectos, soluciones de transmisión que permiten disminuir los costos sistémicos, alcanzar el cumplimiento de políticas públicas o que aumentan la seguridad y resiliencia del sistema, resultan rechazadas o no consideradas en los proyectos de expansión. Tal como se observa en la Figura 1-1, muchos proyectos de transmisión desarrollados en los distintos sistemas de EE.UU., no hubiesen sido aprobados (ratio beneficio sobre costos menor a 1) si es que no

se hubiesen considerado los múltiples beneficios que estos proyectos generaban (Pfeifenberger et al., 2021).

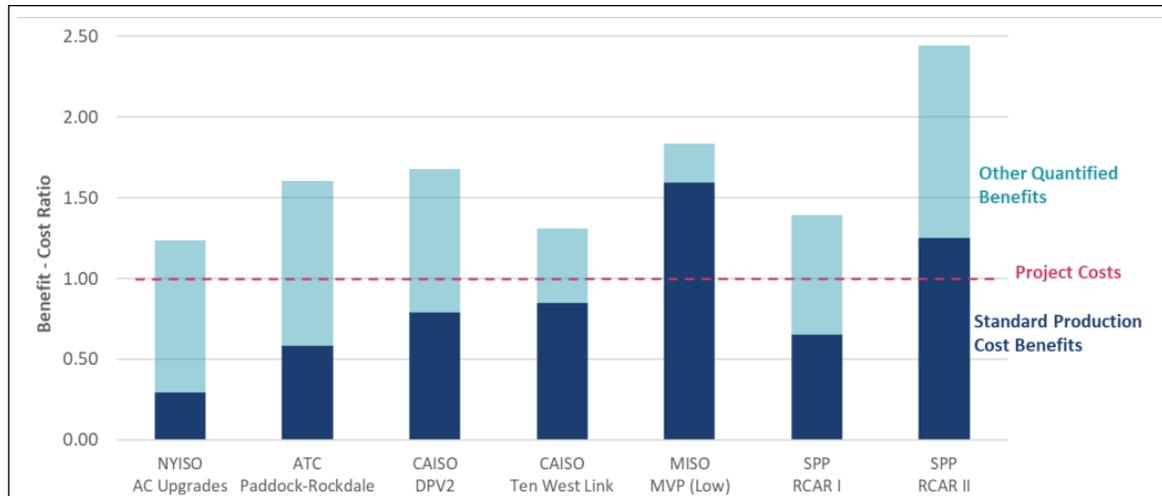


Figura 1-1: Proporción de beneficios sobre costos para distintos proyectos de transmisión construidos en EEUU.

Fuente: Pfeifenberger et al., 2021.

En Chang & Pfeifenberger, 2013 se presenta una lista exhaustiva de todos los beneficios que se deberían considerar para evaluar un proyecto de transmisión. En particular, es importante destacar que frente a sistemas con una mayor integración de energías renovables variables, los sistemas de transmisión podrían proveer un espectro mucho más amplio de ahorros operacionales y ahorros de inversión. En particular, los sistemas de transmisión podrían:

- Disminuir los costos de operación del sistema eléctrico, al aumentar el despacho de generadores con menores costos, diversificando fuentes de generación renovable variable, disminuyendo los requerimientos de SSCC, entre otros. Lo anterior es especialmente relevante cuando se considera que los proyectos de transmisión pueden aportar diferentes beneficios frente a diferentes realizaciones del futuro, especialmente en escenarios de baja probabilidad, pero de alto impacto.
- Aportar a la seguridad y suficiencia del sistema a través de la conexión de distintas zonas con diferentes activos de generación, lo que permite disminuir los valores esperados de pérdida de demanda. Con esto, también se genera un ahorro por retraso de inversiones a nivel de generación.

- Aportar al cumplimiento de metas de política pública a través de representar una solución costo-eficiente frente a otras alternativas de inversión.

En este contexto, existe un consenso internacional y en particular en Chile, respecto al importante rol que jugarán los sistemas de transmisión en la transición energética. Por esta razón, es de esperar que los procesos de planificación de la transmisión en Chile ponderen dicha importancia a través de evaluar la multiplicidad de beneficios que aportan los sistemas de transmisión, y con esto aumenten el número de licitaciones para el desarrollo de nuevas obras de transmisión. En este sentido, lo anterior más que percibirse como un riesgo, corresponde a una **oportunidad normativa, ya que, si los procesos de planificación se modifican para considerar esta multiplicidad de beneficios, existen mayores oportunidades para que empresas de transmisión propongan o se adjudiquen nuevas obras de licitación**, tomando un rol clave en el desarrollo de la transición energética. No obstante, y como será expuesto en los riesgos tecnológicos, se debe tener en cuenta que estas mismas necesidades o beneficios podrían ser provistos por otras soluciones como generación y almacenamiento distribuido, por lo que existirá un complemento entre distintas soluciones tecnológicas.

A.2 Cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero

La integración de la generación renovable a gran escala ha sido impulsada de forma importante por las políticas que buscan reducir las emisiones de CO₂ del sector eléctrico. En este sentido, contar con una mayor capacidad de transmisión podría ser clave para disminuir las emisiones, ya que permitiría en primer lugar acceder a polos de generación renovable, y en segundo lugar, ya que permitiría conectar regiones con un alto despacho de generación térmica contaminante, con regiones con menor huella de carbono en su matriz de generación (Pfeifenberger et al., 2021). En este sentido, de existir mecanismos de mercado que le otorguen un precio a estas reducciones de emisiones, los proyectos de transmisión, tanto soluciones wires como non-wires, podrían ser una alternativa costo-eficiente al ser evaluados considerando esta nueva fuente de beneficios sistémicos. Sin embargo, también es importante considerar que pueden existir metas de política pública que beneficien a una tecnología en particular, como por ejemplo una meta de integración de sistemas de almacenamiento. Lo anterior, en el corto y mediano plazo podría generar una competencia o

sustitución de sistemas de transmisión con otras soluciones tecnológicas como el almacenamiento o los recursos distribuidos.

Existen múltiples estudios que muestran cómo el contar con interconexiones o mayor capacidad de transmisión logra reducir las emisiones de carbono de forma costo-eficiente en diferentes sistemas eléctricos. En Brown & Botterud, 2021, se presenta un caso de estudio donde se muestra que una mayor coordinación en la planificación de la transmisión entre los distintos estados de EE.UU., permite reducir significativamente los costos de la electricidad en un escenario 100% renovable desde 135 USD/MWh en un caso sin capacidad de transmisión inter-regional a 73 USD/MWh en un caso de planificación centralizada para todos los estados. En Van Horn et al., 2020, se presenta un caso de dos sistemas eléctricos ficticios e iguales, construidos en base a los datos de Southwest Power Pool (SPP). Dichos sistemas son vecinos uno del otro, con una capacidad de generación convencional fija idéntica, presentando diferencias solo en el perfil de disponibilidad de generación eólica candidata en cada zona. En este contexto, como se observa en la Figura 1-2, la interconexión a través de líneas de transmisión permite diversificar las fuentes de generación renovable y con esto disminuir las emisiones de ambos sistemas, siendo más notorio el efecto para mayores niveles de penetración eólica. Estudios de la misma índole a nivel de análisis y conclusiones, también se pueden encontrar para el caso europeo (ENTSO-E, 2021), en el caso Australiano (AEMO, 2022) y en el caso Chileno (Quiroga et al., 2019).

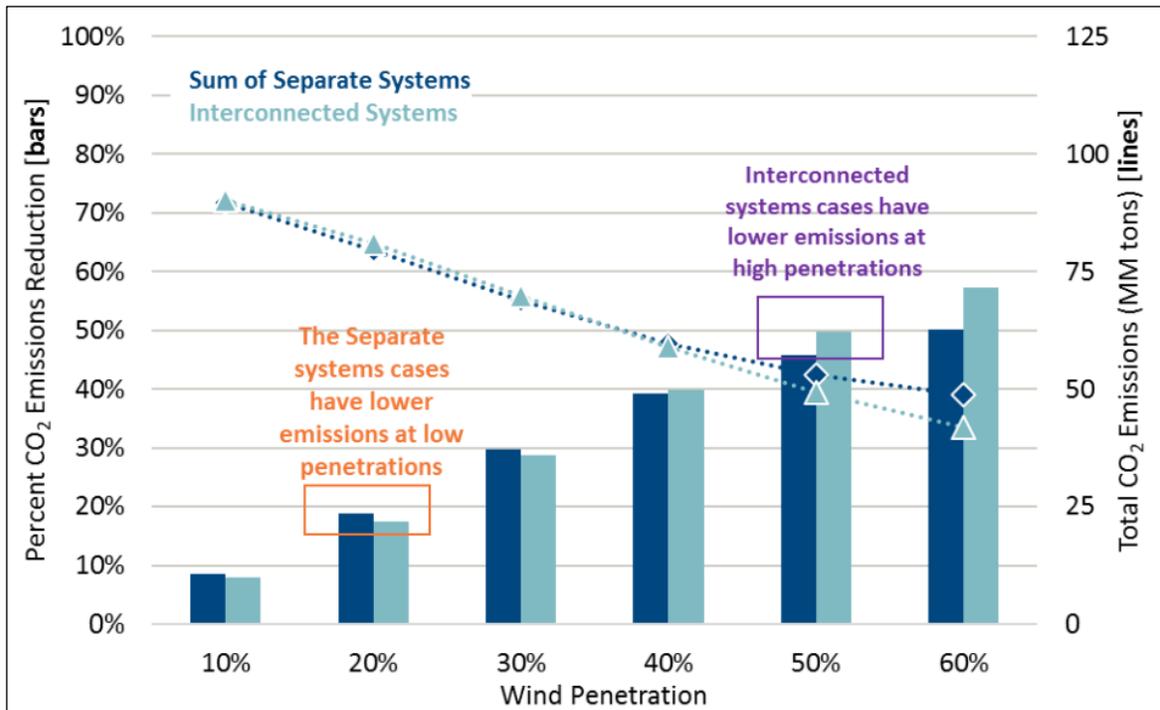


Figura 1-2: Reducción de emisiones de CO2 producto de interconectar ambos sistemas propuestos en Van Horn et al., 2020 frente a distintos niveles de penetración eólica.

Fuente: Van Horn et al., 2020.

En este sentido, lo anterior corresponde a una **oportunidad normativa**, ya que permitiría que empresas de transmisión propongan o se adjudiquen nuevas obras de licitación, que busquen disminuir emisiones de gases de efecto invernadero o el cumplimiento de metas de política pública, a través de la integración de un mayor volumen de generación renovable. En particular, **lo anterior se vería implementado a nivel de los procesos de planificación de la transmisión en Chile**, los cuales deberían cuantificar los **ahorros por menores emisiones junto con identificar cuáles son las soluciones de transmisión, tanto wires como non-wires, que permiten alcanzar las diferentes metas de política pública**.

A.3 Cuantificación de la incertidumbre

Los procesos de planificación de la transmisión deben considerar de forma proactiva diferentes escenarios de generación y demanda futura, especialmente considerando que sus rangos de operación fluctúan entre los 20 y 40 años. De esta forma, los proyectos de transmisión considerarán los beneficios de conexión frente a escenarios de un sistema eléctrico que podría ser muy distinto al actual,

presentando nuevos polos de generación, cambios en los patrones de consumo eléctrico, cambios en los costos de las distintas tecnologías, cambios regulatorios, entre otros (Gramlich, 2021). Adicionalmente, un sistema de transmisión flexible bien planificado debe ser capaz de entregar seguridad frente a eventos de operación de alto riesgo y por ende alto costo. Es más, a través de la experiencia operacional de distintos sistemas eléctricos en el mundo, se ha podido comprobar que el mayor aporte económico de un proyecto de transmisión se realiza en condiciones de baja probabilidad pero de alto impacto, como por ejemplo frente a eventos climáticos extremos, aumentos inesperados de demanda, entre otros (Pfeifenberger et al., 2016). Por ejemplo, en la Figura 1-3 se presenta la evaluación del proyecto Palo Verde-Devers 2 en el sistema eléctrico de California, donde se observa que en escenarios de baja probabilidad (Escenarios 12 al 17) los beneficios sociales del proyecto superan considerablemente los costos del proyecto.

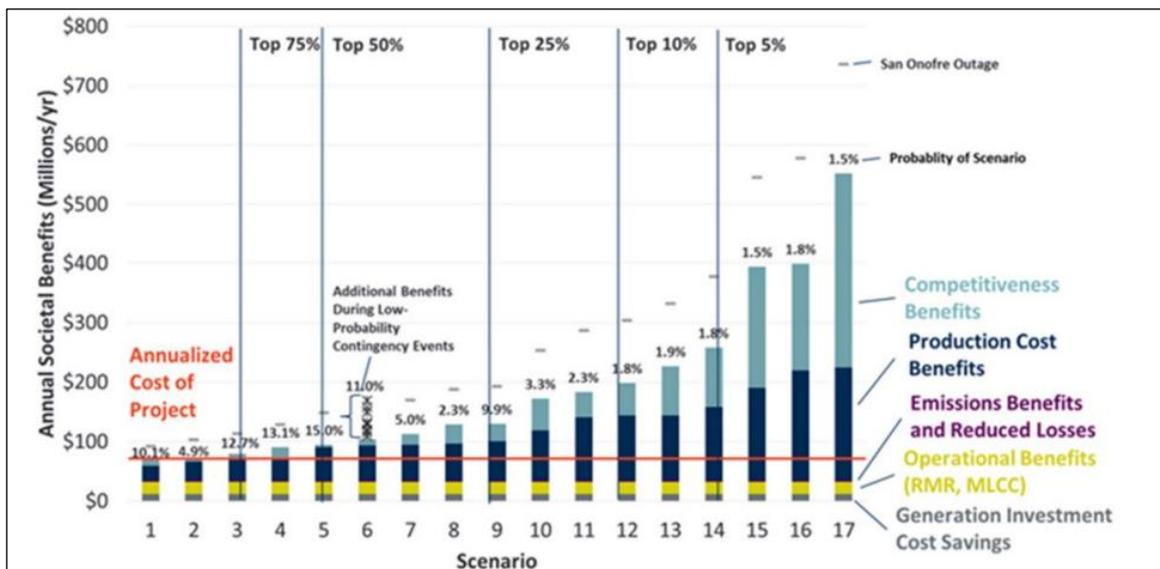


Figura 1-3: Beneficios sistémicos anuales producto de la conexión del proyecto Palo Verde-Devers 2 en el sistema eléctrico de California (CAISO) bajo distintos escenarios de incertidumbre

Fuente: Pfeifenberger et al., 2016.

En este sentido, frente a volúmenes cada vez mayores de tecnologías de generación renovable variable en los sistemas eléctricos, se requerirán evaluaciones más completas y detalladas de los beneficios de los sistemas de transmisión para ahorrar costos bajo diferentes escenarios de operación. Por ejemplo, frente a largos períodos de tiempo con baja disponibilidad eólica,

desconexiones imprevistas de centrales de generación, entre otros. Por otro lado, el fuerte desarrollo de nuevas soluciones energéticas también requiere que las evaluaciones de proyectos de transmisión consideren eventuales cambios en los patrones de consumo de los clientes, de manera tal que un proyecto de transmisión pueda entregar beneficios operacionales durante parte importante de su vida útil.

Por esta razón, lo anterior nuevamente corresponde a una **oportunidad normativa**, ya que eventuales mejoras al **proceso de planificación de la transmisión en Chile** deberían considerar de forma más completa **diferentes escenarios de incertidumbre de corto y largo plazo**, valorando con esto de mejor forma todos los beneficios que los proyectos de transmisión entregan al sistema. No obstante, es importante tener en cuenta que otras tecnologías alternativas a líneas de transmisión podrían entregar una mayor flexibilidad al planificador del sistema frente a una elevada incertidumbre de largo plazo. Por ejemplo, frente a diferentes escenarios de crecimiento de demanda eléctrica, baterías instaladas a nivel de transmisión podrían presentar una mayor capacidad de adaptación que una línea de transmisión.

A.4 Diversificación tecnológica de soluciones de transmisión

Un cambio regulatorio importante en EEUU corresponde a la publicación de la orden FERC n°1000 (Julio de 2011), la cual establece entre otras cosas el desarrollo de una planificación interregional y la incorporación de metas de política pública en los procesos de planificación regional. Adicionalmente, exige que diversas alternativas de recursos “non-transmission” sean considerados durante los procesos de planificación como alternativas a líneas de transmisión (Frayer & Wang, 2014). Dentro de dichos recursos non-wires destacan los recursos de generación y almacenamiento distribuido, gestión de demanda, programas de eficiencia energética, líneas virtuales con baterías, entre otros. En este sentido, frente a largos procesos de construcción de líneas de transmisión, las soluciones non-transmission podrían proveer opciones costo-eficientes para solucionar necesidades de corto plazo. No obstante, hay que considerar que los beneficios aportados por estos recursos non-transmission, generalmente son bastante más acotados que los que podría proveer un proyecto de transmisión como tal, por lo que existen estudios que demuestran que en países como EEUU, si bien contar con una mayor capacidad de recursos distribuidos disminuye la inversión en líneas de transmisión, tampoco resulta ser un sustituto total a líneas de transmisión, sino que más bien un complemento (Clack et al., 2020).

Por ejemplo, en el caso de MISO, en el Renewable Integration Impact Assessment (RIIA) se realizó una sensibilidad donde se estudió el nivel de complementariedad o sustitución entre soluciones de almacenamiento y sistemas de transmisión (MISO, 2021). Tal como se observa en la Figura 1-4, soluciones balanceadas entre transmisión y almacenamiento entregan menores costos totales que soluciones de ampliación sólo en transmisión o solo en almacenamiento. Con esto, se demuestra la complementariedad de ambas soluciones. Este tipo de evaluación no es exclusivo a EEUU, sino que distintos sistemas a lo largo del mundo se encuentran evaluando estas soluciones, destacando algunos proyectos de transmisión virtual a través de baterías ya en desarrollo y operación en Alemania, Francia, Italia y Australia (IRENA, 2020).

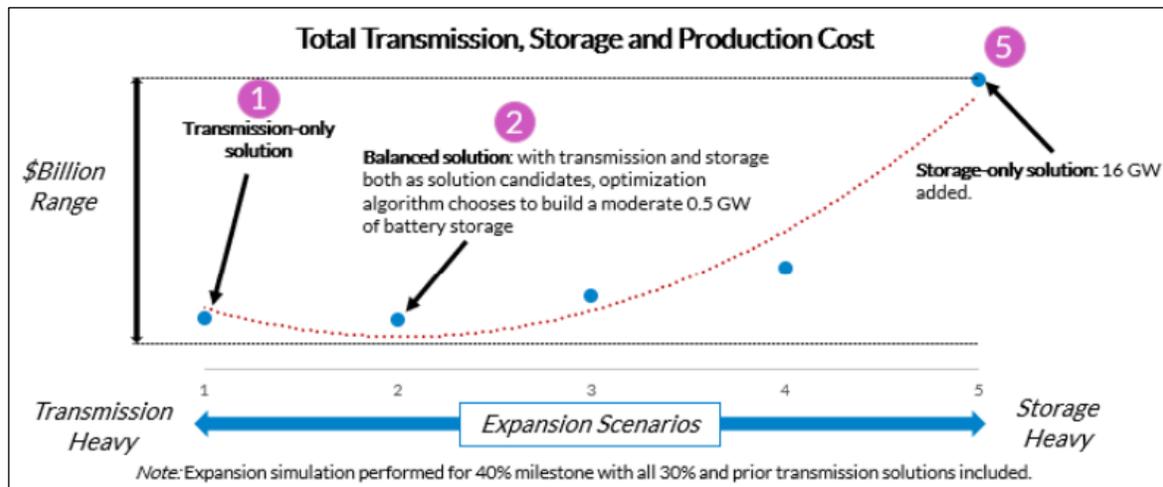


Figura 1-4: Costos totales de inversión y operación frente a distintos escenarios de expansión en MISO.

Fuente: MISO, 2021.

En este sentido, **eventuales modificaciones a los procesos de la planificación de la transmisión**, que permitan considerar y modelar diferentes **tecnologías non-wires**, generan un **riesgo normativo** para empresas de transmisión eléctrica. En particular, la planificación del futuro podría migrar hacia un esquema donde la transmisión de energía eléctrica se entienda como un servicio que puede ser cubierto por un amplio espectro de tecnologías. No obstante, lo anterior también se podría considerar como una potencial oportunidad para empresas de transmisión que migren hacia este nuevo paradigma tecnológico de transmisión extendida.

A.5 Planificación de capacidad de transmisión interregional e internacional

Un elemento común identificado en distintos sistemas eléctricos a lo largo del mundo corresponde a una necesidad de contar con mayor capacidad de transmisión interregional e internacional, con la cual acceder a zonas con un gran potencial de excedencia de generación renovable. Adicionalmente, en algunos casos dichas interconexiones permiten aumentar la seguridad de los sistemas eléctricos que se están interconectando, diversificando las fuentes y tipos de generación de cada una de las zonas o países. No obstante, también es importante destacar que en algunos casos dichas interconexiones pueden hacer más frágiles los sistemas eléctricos frente a eventos de falla en cascada. Finalmente, estos proyectos también permiten alcanzar objetivos de política pública, como por ejemplo alcanzar una meta específica de reducción de emisiones.

En Joskow, 2021 se presenta una serie de estudios que evidencian la necesidad de una mayor capacidad de interconexiones regionales, para disminuir los costos sistémicos de forma efectiva y también para lograr las metas de descarbonización que tiene cada uno de los estados en EEUU. Por otro lado, en el caso de Europa, el estudio “Ten-Year Network Development Plan 2020” (ENTSO-E, 2021), indica que para que Europa alcance sus metas de descarbonización de forma costo-eficiente, sin sacrificar la seguridad en el suministro de cada país Europeo, la capacidad inter país tendrá que crecer de forma significativa. En particular, el estudio identificó 97 proyectos de carácter interregional o inter-país totalizando una capacidad de transmisión de 90 GW.

No obstante, un problema que enfrentan este tipo de proyectos corresponde a la localización de costos o “cost allocation”, la cual debe garantizar que los costos asociados a cada proyecto de transmisión sean pagados por los actores que efectivamente reciben los beneficios de dichos proyectos. En este sentido, dado que un proyecto interregional genera beneficios para dos sistemas o países con distintas perspectivas o necesidades, es complejo distribuir los costos, e incluso proyectos con beneficio neto positivo para uno de los participantes, podrían ser desestimados por el segundo participante (Pfeifenberger et al., 2021).

En el caso de América del Sur, el intercambio de energía eléctrica entre países solo abarca un 2% de su producción eléctrica total (Agostini et al., 2019), destacando algunas interconexiones como las de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, tal como se observa en la Figura 1-5. Este bajo nivel de capacidad de

transmisión eléctrica internacional se explica en gran medida por incentivos conflictivos entre estados respecto a la asignación de costos y beneficios de los proyectos, junto con incertidumbres asociadas a la expansión de los diferentes sistemas eléctricos en la región (Palma-Behnke et al., 2021). No obstante, América del Sur posee un elevado potencial de transferencias internacionales de energía eléctrica, debido a su diversidad de recursos de generación. Por ejemplo, Perú y Bolivia son ricos en recursos de gas natural, Chile posee uno de los mayores potenciales solares de la región y Brasil y Ecuador poseen cerca de un 50% de la capacidad hidroeléctrica de la región (Agostini et al., 2019). En particular, existen diversos estudios que analizan la potencialidad de una interconexión entre países de América Latina (Sauma et al., 2011; Aghahosseini et al., 2019; Agostini et al., 2019; Barbosa et al., 2019), mostrando una disminución importante en los costos de inversión y operación producto de una mayor capacidad de transmisión entre países, especialmente en escenarios de alta participación de energías renovables.

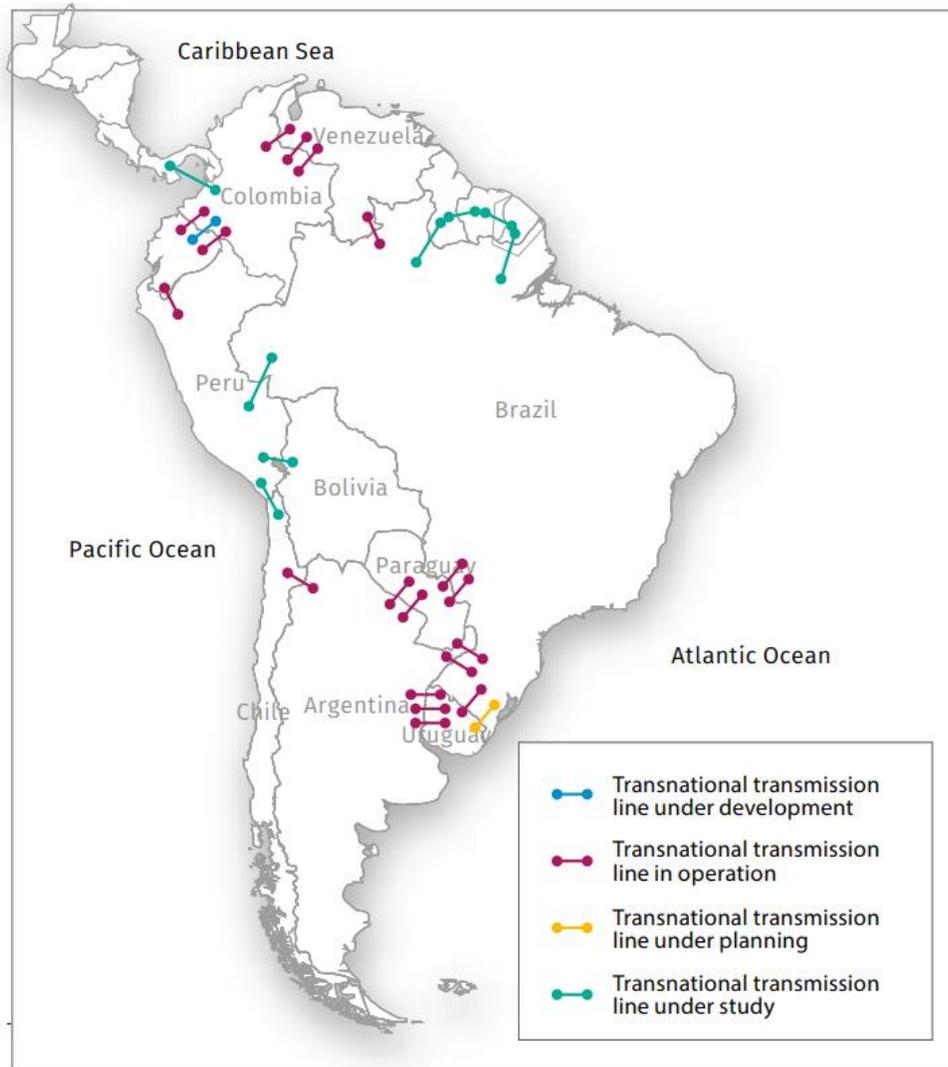


Figura 1-5: Interconexiones eléctricas actuales, en desarrollo y en estudio entre distintos países de América del Sur.

Fuente: Palma-Behnke et al., 2021.

En este contexto, una eventual **definición regulatoria** respecto a la **creación de mercados regionales de electricidad que permitan la comercialización de energía eléctrica entre países vecinos** representa una **oportunidad normativa** para empresas de transmisión las cuales podrían jugar un papel clave en el desarrollo de estos proyectos. En particular, es importante destacar que frente a estos tipos de expansiones, los sistemas HVDC poseen ciertas ventajas sobre los sistemas AC, debido a una mayor capacidad de transmisión por conductor junto con su

capacidad para conectar sistemas eléctricos funcionando a distintas frecuencias eléctricas.

A.6 Consideración de escenarios con mayor electrificación de consumos

En lo que respecta a la electrificación y específicamente la electromovilidad, en el mundo se proyectan al 2030 una cantidad de 140 millones de autos, 3 millones de buses y 600 mil camiones eléctricos e híbridos enchufables, cifra considerablemente alta en comparación por ejemplo con los 7.2 millones de autos eléctricos que existen actualmente (Ministerio de Transportes, 2023). En Chile, según la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC), existen a junio de 2023 un total de 4.526 unidades vendidas en base a tecnologías de cero y bajas emisiones, siendo de este valor, 3.305 vehículos eléctricos (VE) y 1.221 vehículos híbridos (ANAC, 2023). En base a estos datos del 2023, se estima que las proyecciones de ventas al 2030 de VE varíen entre el 30% en el escenario más optimista y un 5.9% para el escenario más conservador, es decir 99.150 y 19.499 de ventas respectivamente, como se muestra en la Figura 1-6 (Agencia de Sostenibilidad Energética, 2023).

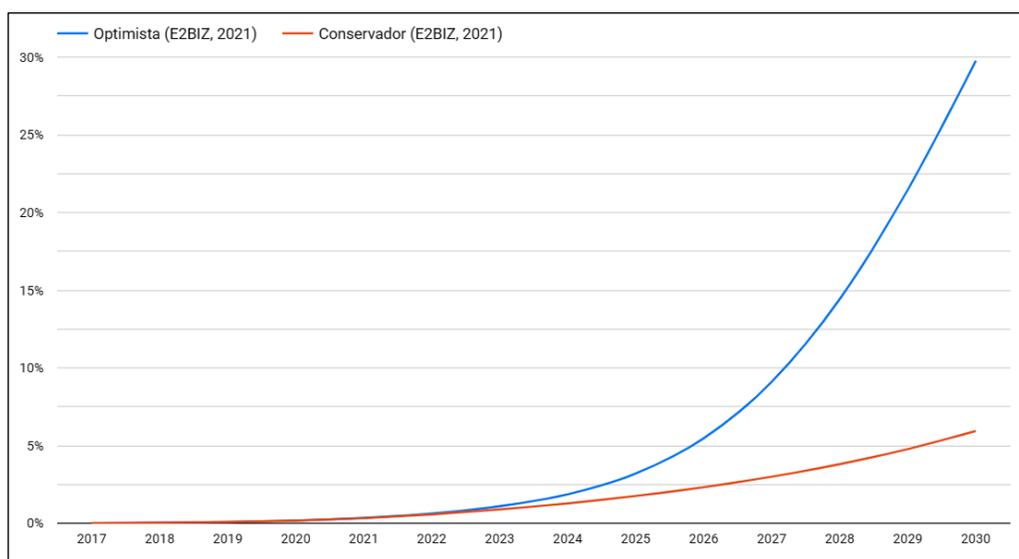


Figura 1-6: Curva de proyección de ventas de VE en Chile
Fuente: Agencia de Sostenibilidad Energética, 2023.

Respecto de otros posibles consumos energéticos que pueden ser electrificados, la transición energética a sistemas más limpios ha puesto sobre la mesa importantes desafíos sobre la contaminación por el uso de leña en Chile para

calefaccionar hogares. Actualmente se estima que alrededor de un tercio de los hogares del país utilizan leña para la calefacción, cocina o agua caliente sanitaria. Aunque la leña es un combustible de bajo costo para los consumidores, trae un alto costo social para las comunidades, alcanzando un 85% de las emisiones de material particulado en la zona centro-sur del país (Ministerio de Energía, 2020a). Sobre esta materia, en Verástegui et al (2020) se estudia el impacto en la planificación del sistema eléctrico nacional evaluando un conjunto de escenarios que considera la proyección de la electrificación de la demanda de energía por leña, con un 50% y 100% de electrificación, en un horizonte temporal de 2020 al 2040. Este estudio determinó que el impacto en las redes de transmisión es considerable en comparación al no electrificar, estimando un costo total de 9.24 billones de dólares para el escenario del 50% de electrificación y 9.56 billones de dólares para el de 100% de electrificación, traduciéndose en grandes refuerzos para todo el sistema eléctrico y en particular para nuevas inversiones en capacidad de transmisión para la zona centro-sur de aproximadamente 1350 MW y 4160 MW para un nivel de 50 y 100% de electrificación respectivamente.

En este sentido, **una mayor demanda eléctrica por electrificación de consumos** corresponde a una **oportunidad tecnológica** para empresas de transmisión, ya que esto se debería materializar como una **mayor demanda eléctrica** en los procesos de la **planificación de la transmisión, aumentando** en consecuencia el **número de licitaciones para expansiones de capacidad existente o para el desarrollo nuevos proyectos de transmisión, ya sea en soluciones wires como non-wires**. Sin embargo, es importante notar que dependiendo de los perfiles horarios de demanda que asuman estos nuevos consumos, se podrían reducir los impactos hacia el sistema eléctrico, por ejemplo, utilizando alguna metodología de gestión de demanda que permita reducir su consumo en horas punta. Este tipo de programas se podría articular a través de un agregador de demanda, el cual podría competir con alternativas de expansión de transmisión, ya sea retrasando dichas inversiones o sustituyendo la necesidad de nuevas expansiones.

B. Riesgos asociados a procesos económicos

Frente a una eventual alza en los precios de combustibles, lo que en consecuencia aumentaría los costos de la electricidad, se podrían generar incentivos para que los clientes se muevan hacia esquemas de autoconsumo para disminuir sus costos. Un ejemplo claro de esto es lo que ha ocurrido con la crisis de los precios de la electricidad en Europa desde el año 2021, lo cual se generó en primer lugar por los efectos del COVID-19 y en segundo lugar como consecuencia de la guerra

entre Rusia y Ucrania junto con el consiguiente recorte en el suministro del gas ruso. Lo anterior ha provocado que distintos gobiernos de Europa implementen o mejoren políticas públicas que incentiven el desarrollo de proyectos de generación distribuida (IEA, 2023b).

En este sentido, un **shock en el precio de los combustibles** corresponde a un **riesgo de mercado** importante para las empresas de transmisión, ya que como se explicó anteriormente, podrían **incentivar el autoconsumo** a través de proyectos de **generación distribuida** o **disminuir la demanda eléctrica a través de programas de eficiencia energética**. Lo anterior generaría una **disminución en la necesidad de nuevas expansiones de los sistemas de transmisión** y con esto reduciría las oportunidades de negocio para las empresas que participan en este mercado.

De forma similar a los efectos de un potencial shock en los precios de los combustibles, una recesión económica podría afectar de forma importante las tasas de crecimiento de demanda eléctrica y la integración de mayor generación renovable. Respecto al primer punto, un menor crecimiento económico de los países podría estancar los crecimientos de la demanda eléctrica o incluso reducir las ambiciones de electrificación en sectores como el transporte o la climatización. Respecto al segundo punto, una recesión también podría reducir las ambiciones de política pública y las inversiones privadas en capacidad de generación renovable variable, volcando la atención nuevamente en activos actuales de generación térmica.

En este sentido, una **recesión económica** corresponde a un **riesgo de mercado** para empresas transmisoras, debido a una **menor demanda de energía eléctrica** lo que podría **reducir las oportunidades futuras de nuevas inversiones de transmisión**.

C. Soluciones y tecnologías alternativas a las líneas de transmisión

Como se mencionó en la sección anterior, diversos procesos de planificación de la transmisión a lo largo del mundo están considerando soluciones alternativas a líneas de transmisión (soluciones non-wires), las cuales pueden responder de forma costo-efectiva a necesidades de corto plazo, en contraste con soluciones de transmisión tradicionales (o soluciones wires) que pueden tardar años en construirse o que pueden presentar una elevada oposición social. En este sentido, soluciones de este tipo pueden complementar o sustituir inversiones en infraestructura de soluciones wires de transmisión, resolviendo problemas como

pérdidas de transmisión, congestiones, inflexibilidades por requisitos de seguridad, entre otros.

A continuación, se presenta una lista con las principales soluciones que están siendo evaluadas en distintos procesos de planificación a lo largo del mundo.

C.1 Líneas de transmisión virtual (Virtual Power Lines)

La creciente participación de generación renovable variable en los sistemas de potencia puede generar importantes limitaciones de capacidad en sistemas de transmisión que no han sido capaces de adaptarse a dichos volúmenes de energía. El enfoque tradicional para resolver este problema consiste en construir nuevas líneas o aumentar la capacidad existente cambiando conductores, ajustando niveles de voltaje, entre otros. En este contexto, una de las alternativas que se está implementando en distintos sistemas eléctricos del mundo, consiste en la instalación de sistemas de almacenamiento de energía, los cuales permiten entre otras cosas, almacenar energía eléctrica renovable que en condiciones de congestión hubiese sido vertida, o también permitir una operación más flexible de la infraestructura actual de transmisión a través de relajar criterios de seguridad operacional. A dichos sistemas de almacenamiento conectados a nivel de transmisión se les denomina líneas de transmisión virtuales.

Las líneas de transmisión virtual incluyen sistemas de almacenamiento conectados en al menos dos ubicaciones. El primero está en el lado de la oferta, cerca de la fuente de generación renovable, que almacena el excedente de producción de electricidad que no puede ser transmitido debido a la congestión de la red, evitando así vertimientos de energía renovable. En el segundo, el sistema de almacenamiento se utiliza para cumplir demanda durante los períodos en que no hay suficiente capacidad de transmisión, usando baterías cargadas durante los períodos anteriores de baja demanda y mayor capacidad de transmisión (IRENA, 2020). Este esquema se resume en la Figura 1-7.

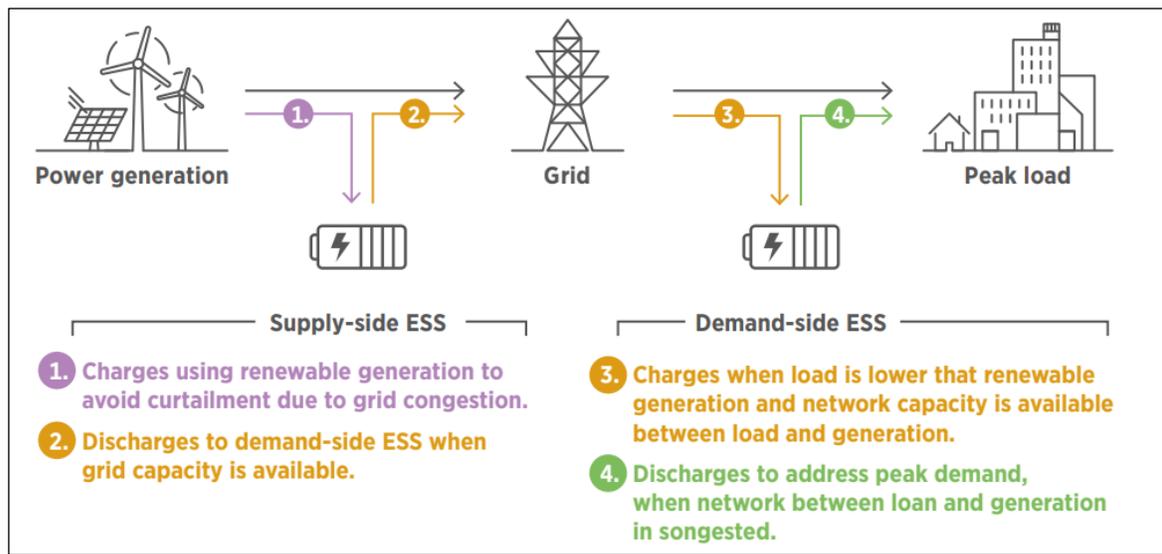


Figura 1-7: Resumen del esquema de operación de una línea virtual.

Fuente: IRENA, 2020.

En este contexto, las líneas virtuales podrían por un lado proveer servicios para disminuir vertimientos renovables, pero también pueden disminuir las congestiones a través de aumentar la capacidad efectiva de las líneas de transmisión, ofreciendo el sistema de almacenamiento como capacidad de respaldo para seguir cumpliendo criterios de seguridad como el N-1. Adicionalmente, los sistemas de almacenamiento podrían ser utilizados para proveer diferentes servicios complementarios, tales como regulación de frecuencia, regulación de voltaje, entre otros. Dentro de las ventajas que presentan estos sistemas de almacenamiento frente a alternativas de expansión de redes de transmisión, destacan: i) su mayor rapidez de instalación y puesta en operación ya que no deben someterse a los mismos procedimientos de los proyectos de transmisión y ii) presentan una elevada flexibilidad respecto al tamaño y operación, lo que les permite adaptarse a un amplio número de necesidades y ubicaciones, pudiendo ampliarse con el tiempo e incluso ser relocalizados (Kumaraswamy et al., 2020).

No obstante, dependiendo de los marcos regulatorios de cada país, empresas participantes de sectores regulados como el de la transmisión o distribución, podrían presentar impedimentos para recibir ingresos de fuentes que no sean reguladas, como por ejemplo ingresos provenientes de la operación del sistema de almacenamiento en mercados de arbitraje y servicios complementarios. En este sentido, para maximizar los beneficios sociales de este tipo de proyectos, se requieren casos de negocios que permitan capturar el espectro completo de

servicios que estos sistemas de almacenamiento pueden proveer. Esto último, corresponde a un punto crítico para no subutilizar dichos sistemas y además para que los distintos agentes puedan alcanzar casos de negocio donde puedan rentabilizar sus inversiones (IRENA, 2020). En particular, un esquema que permitiría realizar lo anterior, sin generar distorsiones de mercado, corresponde a un caso de negocios multi-servicio, en el cual múltiples actores compartan la propiedad, desarrollo, manejo y operación del sistema de almacenamiento, de manera tal que entidades reguladas sólo perciban ingresos regulados y entidades de mercado perciban ingresos en el resto de mercados (EASE, 2019). En la Figura 1-8 se presenta un caso de negocio multiservicio, donde el agente regulado es el propietario del activo de almacenamiento de energía, sin embargo, la operación del activo la realiza a través de agentes de mercado participando en servicios como arbitraje y regulación de frecuencia.

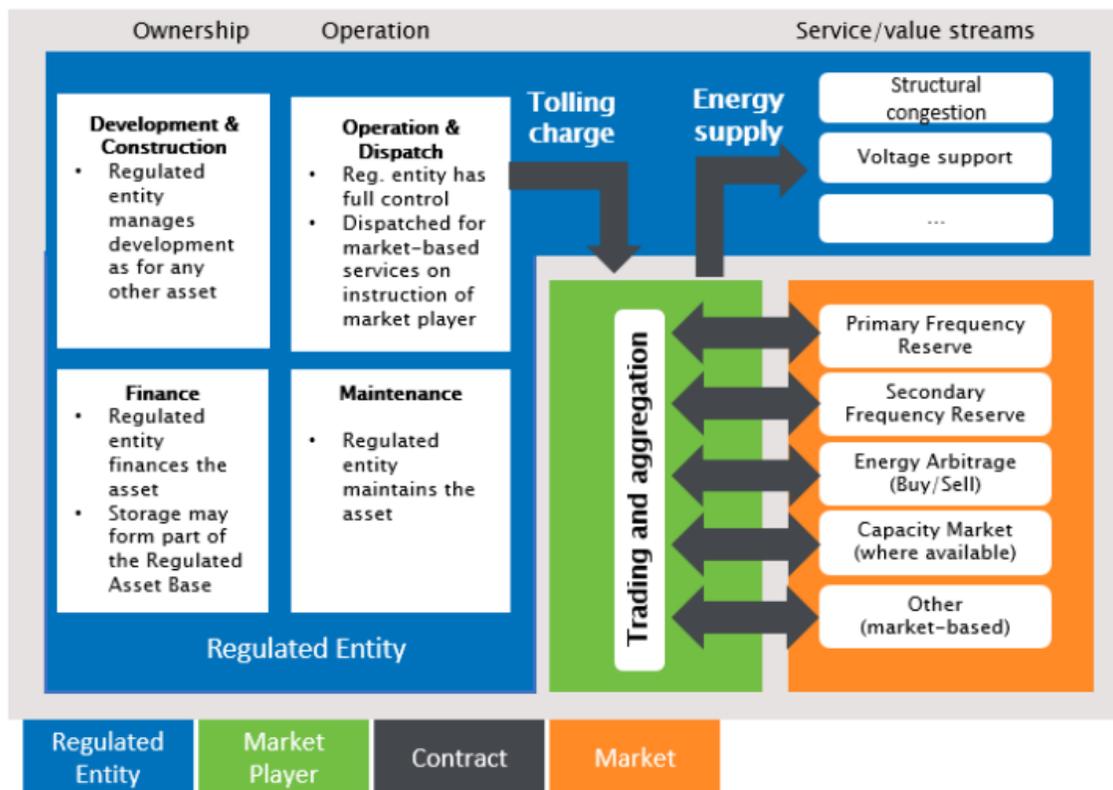


Figura 1-8: Ejemplo de caso de negocio multi-servicio.
Fuente: EASE, 2019.

A la fecha, existen diversos proyectos de líneas virtuales en pilotaje y operación, dentro de los cuales destacan (IRENA, 2020):

- **Proyecto RINGO, Francia:** proyecto piloto de tres baterías de 12 MW / 24 MWh para aliviar situaciones de congestión en líneas de transmisión. El proyecto será complementamente operado por el Réseau de Transport d'Électricité (RTO francés) durante 2020 y 2023 para prestar servicios de transmisión virtual y a partir de dicha fecha serán abiertos para que un tercero los pueda operar en mercados como arbitraje, control de frecuencia, entre otros.
- **Proyecto Grid Booster, Alemania:** proyecto de 250 MW / 250 MWh en Alemania, que busca utilizar las baterías como capacidad adicional para cumplir con el criterio N-1 de operación y así disminuir congestiones de líneas de transmisión. El proyecto será operado por TransnetBW en el estado de Baden-Württemberg. Se espera que entre en operación durante el año 2025.
- **Proyecto piloto sistemas de almacenamiento, Italia:** Terna (operador del sistema italiano), ha implementado un proyecto piloto de baterías de sodio con una capacidad total de 34.8 MW / 250 MWh para disminuir vertimientos eólicos producidos por congestiones de líneas de transmisión. Estas baterías también son utilizadas para prestar servicios de regulación de frecuencia.
- **Proyecto MurrayLink, Australia:** proyecto de transmisión virtual de 180 MW / 720 MWh de capacidad de baterías localizadas entre los extremos de la línea de transmisión HVDC MurrayLink de 220 MW de capacidad de transmisión. El proyecto de transmisión virtual permite aumentar en un 15% la capacidad de la línea HVDC con lo cual se reducen congestiones y vertimientos renovables.

Por esta razón, la **irrupción de sistemas de almacenamiento a nivel de transmisión** corresponde a un potencial **riesgo tecnológico** si es que las empresas de transmisión no son capaces de adaptarse y desarrollar experiencia en esta tecnología alternativa, la cual podría **reemplazar inversiones de expansión de líneas de transmisión en futuras licitaciones**. Por el contrario, si es que las empresas de transmisión se adaptan de forma adecuada a este nuevo paradigma tecnológico, lo anterior corresponde a una potencial oportunidad de construir ventajas que les permitan generar ofertas más competitivas en futuras licitaciones.

C.2 Recursos energéticos distribuidos

La disminución de costos de diversas tecnologías como los autos eléctricos, baterías de menor escala y generadores solares en hogares, ha generado un creciente interés por la consideración de soluciones en base a recursos energéticos distribuidos (o DERs por sus siglas en inglés) como complemento o reemplazo de soluciones wires de transmisión. Estos DERs, corresponden a sistemas pequeños o medianos los cuales pueden prestar servicios al sistema eléctrico conectados a nivel de distribución o cerca de los centros de consumo (European Commission, 2015). Dentro de estos DERs se encuentran programas de eficiencia energética, gestión de demanda, generación y almacenamiento distribuidos. En este sentido, un DER podría participar del mercado mayorista de energía, del mercado de servicios complementarios o incluso del mercado de capacidad. No obstante, el verdadero aporte de los DERs hacia el sistema eléctrico se aprovecha realmente cuando se agrega un número considerable de recursos en una misma entidad, la cual puede operar de forma similar a un generador despachable a través de la figura de agregadores o de plantas virtuales de generación (IRENA, 2019).

La integración de DERs en los últimos años ha sido significativa, lo cual se ha visto principalmente influenciado por menores costos de las diferentes tecnologías, junto con la creación de incentivos y marcos regulatorios claros que permiten su participación en los diferentes mercados de la electricidad. Al año 2020, la capacidad instalada a nivel mundial de programas de gestión de demanda estaba cerca de los 50 GW, mientras que entre 2020 y 2022 dicha capacidad ha crecido de forma importante. En particular, destaca el caso de EEUU y Corea del Sur, donde en el primer caso durante el año 2021 EEUU registró un peak de participación de demanda flexible de 29 GW reduciendo un total de 1154 GWh de energía al año, mientras que, en el caso de Corea, a noviembre de 2022 la capacidad de respuesta de demanda alcanzó los 4.9 GW, evitando un consumo de 43 GWh solo durante diciembre de 2022 (IEA, 2023a). Respecto a las proyecciones a futuro, un estudio realizado por la Agencia Internacional de Energía muestra que para alcanzar un escenario de carbono neutralidad al año 2050, será necesario contar una capacidad mundial de 500 GW de demanda flexible al año 2030 (IEA, 2021a). Por otro lado, respecto a la evolución de generación solar distribuida, entre el año 2020 y el año 2022 la capacidad instalada a nivel mundial pasó de 314 GW a 493 GW (IEA, 2023a), aumento que se ve principalmente gatillado por mayores incentivos y precios de la energía en Europa que mejoran los casos de negocio de sistemas de autoconsumo (IEA, 2023b). Adicionalmente, también destaca el caso de China donde se han

impulsado fuertes políticas como objetivos de capacidad instalada en instituciones y empresas públicas, así como también subsidios para promover el desarrollo económico de zonas rurales (IEA, 2023b). Finalmente, también destaca el crecimiento de Brasil, que a marzo de 2023, alcanzó una capacidad instalada de generación distribuida de 19 GW, lo cual se vio impulsado fuertemente por la implementación de políticas de net metering en el año 2015 (EIA, 2023). A la fecha en Chile, existen aproximadamente 2300 MW de capacidad instalada de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y 174 MW de capacidad de proyectos NetBilling (CNE, 2023a). Por otro lado, estudios realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional proyectan penetraciones de generación distribuida entre 6.5 - 10 GW en el año 2040 (E2BIZ, 2021). De la misma forma, en ISCI, 2021 se pronostica una capacidad de generación distribuida que podría alcanzar los 9.88 GW en el año 2040.

Además de los servicios clásicos que los recursos distribuidos pueden proveer hacia el sistema eléctrico, la implementación de este tipo de soluciones también podría retrasar inversiones a nivel de transmisión, entregando opciones costo-efectivas para resolver problemas, como por ejemplo congestiones, en plazos de tiempo más acotados. No obstante, es necesario reconocer que los beneficios de largo plazo que aportan soluciones distribuidas suelen ser más acotados que los que puede aportar un proyecto de transmisión, por lo que, dependiendo de la necesidad, no corresponden a un reemplazo completo sino más bien a un complemento o sustituto parcial (Frayer & Wang, 2014). Por ejemplo, en Clack, et al., 2020 se desarrolla una planificación conjunta de los sistemas de transmisión y distribución frente a un escenario de interconexión de todo EE.UU., donde se muestra que frente a un escenario de alta integración de DERs la inversión en nueva capacidad de transmisión sigue jugando un rol relevante para efecto de minimizar los costos sistémicos frente a una transición hacia sistemas eléctricos con menores emisiones.

En particular, tanto los operadores del sistema de transmisión como los operadores del sistema de distribución se podrían ver beneficiados por el uso de recursos flexibles desde la red de distribución (Figura 1-9). Por un lado, los operadores de la red de transmisión podrían utilizar estos recursos para cubrir requerimientos de servicios complementarios. Por otro lado, los operadores de la red de distribución podrían requerir estos servicios flexibles para solucionar problemas de congestión local y control de voltaje. En este contexto, una coordinación más efectiva, a través de un trabajo colaborativo mejorando la observabilidad y calidad de los datos de la red de distribución, podría evitar la toma de acciones por uno de estos

agentes que contradigan las decisiones tomadas por el otro. Un habilitante de lo anterior, es generar los esquemas o modelos de mercado que logren generar las señales para minimizar los costos del sistema como un todo, considerando tanto los requerimientos de la red de transmisión como los requerimientos de la red de distribución. Es por esto que surgen diferentes esquemas de coordinación posibles, desde modelos de mercados donde las asignaciones se realicen siguiendo un criterio centralizado, hasta mercados descentralizados con órdenes de prioridad donde se asignen los DERs para cubrir las necesidades de un sistema y luego la capacidad remanente se oferta en el otro mercado (Gerard et al, 2018).

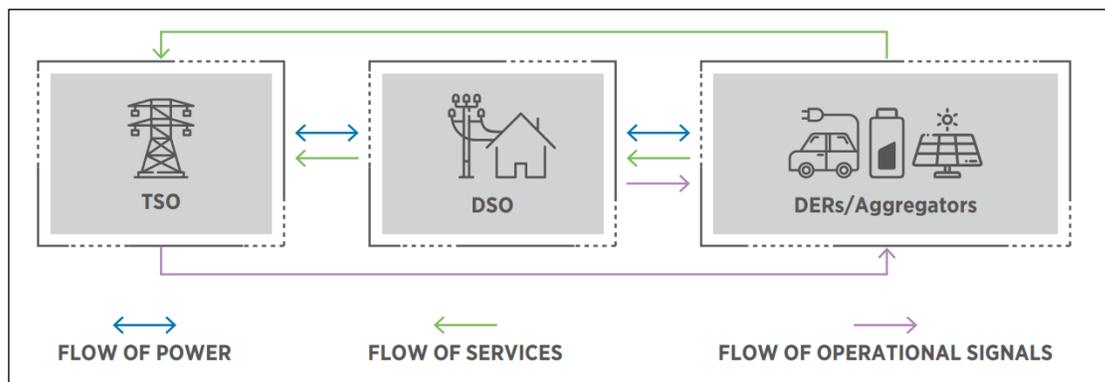


Figura 1-9: Interacción entre los operadores de distribución, transmisión y DERs.
Fuente: IRENA (2020).

En este sentido, **una mayor integración de recursos energéticos distribuidos** representa un **riesgo tecnológico** para las empresas de transmisión, ya que podrían entregar una **alternativa sustituta o complementaria**, permitiendo cubrir de forma efectiva y en menores plazos necesidades de mayor capacidad de transmisión asociadas generalmente a una congestión de los sistemas actuales. Lo anterior ya sea por un mayor autoconsumo explicado por una mayor penetración de generación distribuida, como también por una mayor capacidad de gestión de consumos a través de agregadores de demanda los cuales podrían entregar una mayor flexibilidad para manejar congestiones de red. En el caso particular de Chile, esto se vería reflejado en los procesos de la planificación de la transmisión, los cuales, al momento de estudiar las necesidades futuras de servicios de transmisión, deberían considerar la existencia y modelación de estas soluciones non-wires sustitutas o complementarias, las cuales podrían desplazar una expansión de capacidad de líneas de transmisión en la lista de prioridades. Tal como se mencionó anteriormente, esto se enmarca en una transición del paradigma de transmisión actual, entendido casi en su totalidad como nuevas

líneas de transmisión o subestaciones, hacia un paradigma donde la **transmisión se entienda como un servicio** que puede ser **prestado por múltiples tecnologías**.

Por otro lado, una mejor **coordinación en la operación y planificación entre las redes de distribución y transmisión** a través de un adecuado diseño de mercado **generaría mayores incentivos para la participación de DERs** en los distintos segmentos de la industria eléctrica. Lo anterior, corresponde a un potencial **riesgo normativo** para empresas de transmisión, en cuanto los DERs sean capaces de asumir mayores responsabilidades que permitan solucionar problemas de congestión, reemplazando con esto alternativas de expansión de transmisión.

C.3 Hidrógeno

Para alcanzar las metas de descarbonización al año 2050, la Agencia Internacional de Energía estima que en un escenario futuro donde los sistemas eléctricos sean más sustentables, una parte importante de la reducción de emisiones vendrá de la mano de la electrificación de consumos (IEA, 2021a). No obstante, hay ciertos sectores de la economía con emisiones complejas de abatir, donde la electricidad no será una opción factible o simplemente porque requieren necesariamente el uso de combustibles fósiles. En particular, algunos de estos sectores difíciles de abatir corresponden a la industria de fabricación de aceros, fabricación de cemento y la industria petroquímica. En algunas de esas industrias, el hidrógeno verde, producido con energía eléctrica limpia, podría reemplazar el uso de combustibles fósiles y con esto mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero en estos procesos.

El hidrógeno se puede producir a partir de una diversidad de fuentes de energía y tecnologías de producción. En particular, el hidrógeno se puede extraer de combustibles fósiles, biomasa o mediante la electrólisis del agua. Sin embargo, su producción a partir de combustibles fósiles resulta más rentable frente a otras alternativas de producción, de forma que en 2020 cerca del 80% del hidrógeno producido se obtuvo a partir de combustibles fósiles (gas y carbón) (IEA, 2021b). Sin embargo, la caída de los costes de las tecnologías de generación renovable variable, una disminución en el costo de desarrollo de electrolizadores y una mayor ambición climática, han generado un creciente interés por proyectos de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua. Dado que la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis utiliza grandes cantidades de electricidad, el desarrollo potencial de la economía del hidrógeno introducirá nuevas interdependencias con el sector eléctrico, sirviendo como una fuente de

flexibilidad, almacenamiento y también como una nueva forma de transporte de energía (Scheidt et al., 2022).

En este contexto, existen diversos estudios que analizan el impacto de la integración del hidrógeno verde como un nuevo consumidor de energía en los sistemas eléctricos. En particular, un impacto directo de esta integración corresponde a un aumento importante de demanda eléctrica que tendrá que ser cubierta con oferta de energía cero emisiones. En este sentido, diversos estudios muestran que, en escenarios de mayor demanda de hidrógeno verde, se generan mayores inversiones en generación renovable, y dependiendo del caso, también mayores inversiones en capacidad de transmisión eléctrica para aprovechar dichos polos de generación (Bødal et al., 2020; Li et al., 2020; Gils et al., 2021; He et al., 2021). Otros estudios, muestran cómo el hidrógeno podría ser una solución costo-eficiente para almacenar energía durante largos periodos de tiempo, permitiendo mover energía renovable de forma estacional (Blanco et al., 2018; Elberry et al., 2021). Por otro lado, en European Hydrogen Backbone, 2021 se presenta un análisis donde se propone un sistema de transporte de hidrógeno en base a tuberías y sistemas de compresión, mayoritariamente construido en base a reconversión de tuberías existentes de gas natural y cubriendo gran parte del territorio europeo (Figura 1-10). En particular, se proponen sistemas de transporte de hidrógeno entre países, de forma tal de aprovechar el potencial de zonas con costos de producción de hidrógeno más competitivos. Lo anterior, podría significar un intercambio de energía entre países en forma de hidrógeno, para luego producir electricidad utilizando tecnologías Gas to Power (G2P). En este sentido, los sistemas de transmisión de hidrógeno, en algunos escenarios, podrían convertirse en un sustituto de sistemas de transmisión eléctricos.

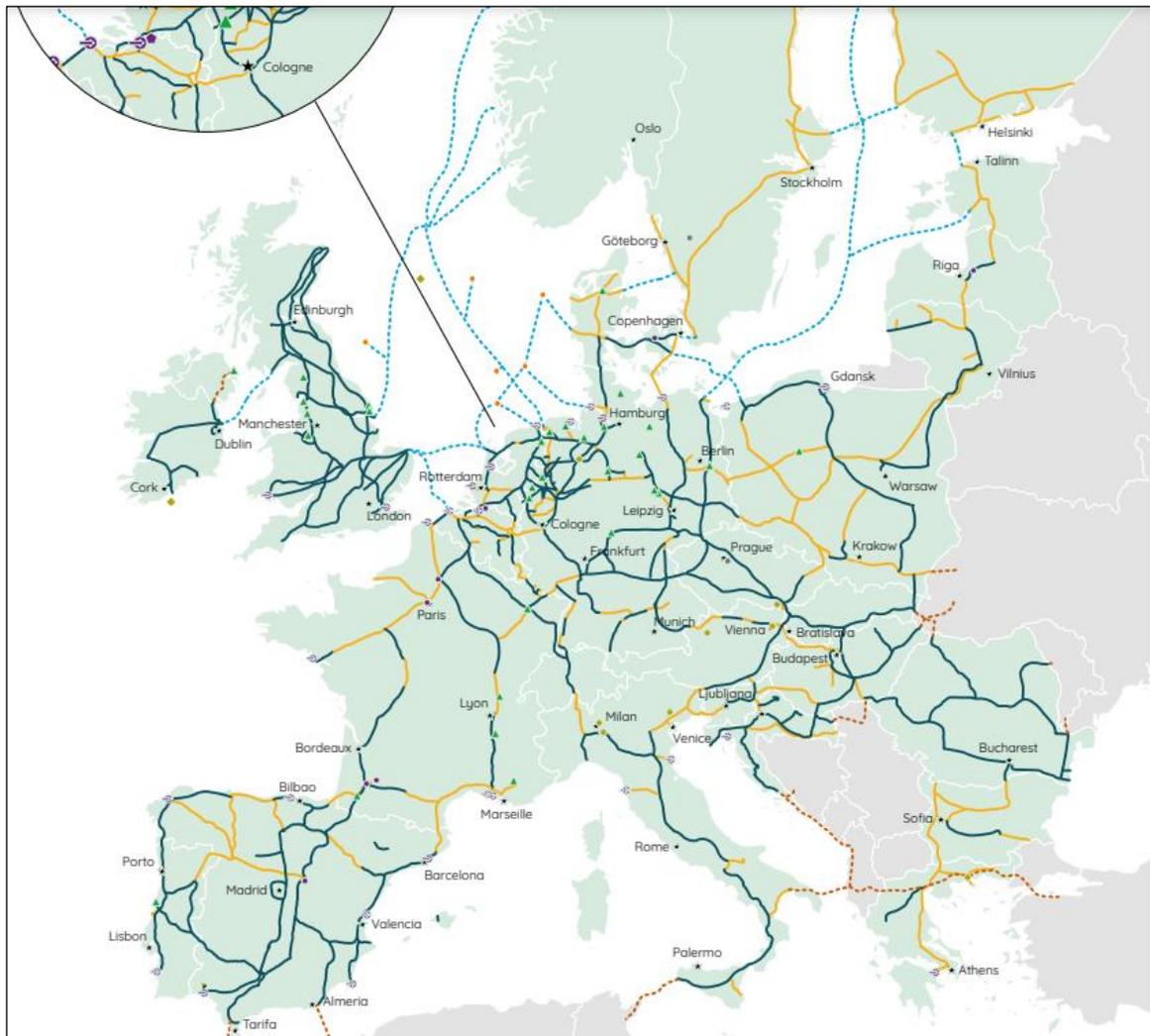


Figura 1-10: Sistema de transmisión de hidrógeno en Europa al año 2040.

Fuente: European Hydrogen Backbone, 2021.

En el caso de Chile, el país presenta condiciones idóneas para la producción de hidrógeno verde, producto de una disponibilidad de recursos renovables variables con excelentes factores de planta, como por ejemplo la generación solar en la zona norte y la generación eólica en el extremo sur. Adicionalmente, Chile cuenta con un compromiso de alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, dónde el hidrógeno podría ser responsable de reducir un 21% de las emisiones en dicho año (Ministerio de Energía, 2020c). En este contexto de gran potencial de producción y compromisos medioambientales, el país ha generado una política de estado respecto al hidrógeno, la cual busca alcanzar un objetivo concreto de adopción

en distintas industrias nacionales, junto con metas ambiciosas de exportación hacia el año 2030.

Considerando todo lo anterior, la consecuencia directa de una mayor integración de hidrógeno verde corresponde a una mayor demanda eléctrica y con esto un mayor requerimiento de capacidad de generación renovable para suplir esa demanda. Lo anterior podría significar un aumento importante en los requerimientos de capacidad de transmisión para mover dicha electricidad desde los mejores polos de generación renovable a los puntos donde se encuentren los electrolizadores. No obstante, no todos los proyectos de producción de hidrógeno se conectarán al sistema eléctrico, sino que una parte importante podrían ser proyectos off-grid los cuales producirían su propia electricidad cerca del punto de consumo, evitando así recargos en los costos de la electricidad por cargos de transmisión u otros servicios. Por otro lado, el transporte de hidrógeno a través de tuberías podría ser un sustituto o complemento a los sistemas de transmisión, moviendo energía en forma de hidrógeno y luego volviendo a generar electricidad a través de sistemas Gas to Power (G2P). En este sentido, **el despliegue del hidrógeno como nuevo vector energético** podría ser un **riesgo u oportunidad tecnológica** para empresas de transmisión, dependiendo de la **evolución en el costo de las distintas tecnologías involucradas en la cadena de valor del hidrógeno, versus el costo de desarrollar expansiones o nuevos sistemas de transmisión**. A partir de dicha competencia y comparación de costos, un sistema eléctrico y de hidrógeno futuro se podría articular de múltiples formas, por ejemplo, potenciando la transmisión eléctrica como principal habilitante para que productores de hidrógeno accedan a electricidad limpia y de bajo costo, o por otro lado sustituyendo parte de dicha transmisión con tecnologías de transporte y almacenamiento de hidrógeno.

D. Nuevas tecnologías en sistemas de transmisión

Las nuevas tecnologías para los sistemas de transmisión tienen la finalidad de mejorar la eficiencia y efectividad en la transmisión de energía eléctrica, así como mejorar la resiliencia y confiabilidad de la red. Por un lado, las tecnologías de Sensores y Software (SyS) apuntan a implementaciones en sistemas ya existentes, sin necesidad de implementar nuevas tecnologías de forma física para el control del flujo de energía, teniendo el objetivo de mejorar el desempeño de la red mediante mayor y mejor información, lo que trae consigo una disminución de costos en la operación del sistema de transmisión en horizontes de tiempo menores a los plazos normales de construcción de nuevos proyectos de transmisión. Por otro

lado, las tecnologías de Actuadores y Hardware (AyH) apuntan a un cambio tecnológico para el control del flujo de energía, lo que trae mejoras localizadas y escalables pudiendo incluso ayudar a la planificación del sistema de transmisión desplazando nuevas inversiones. Ambas soluciones (SyS y AyH) pueden ser complementarias en los sistemas de transmisión existentes y pueden ser aplicadas de manera conjunta, lo que puede potenciar la aplicación y beneficios dependiendo del sistema de transmisión al que son aplicados (U.S Department of Energy, 2020). En la Figura 1-11 se observa un diagrama conceptual de aplicación de estas tecnologías.

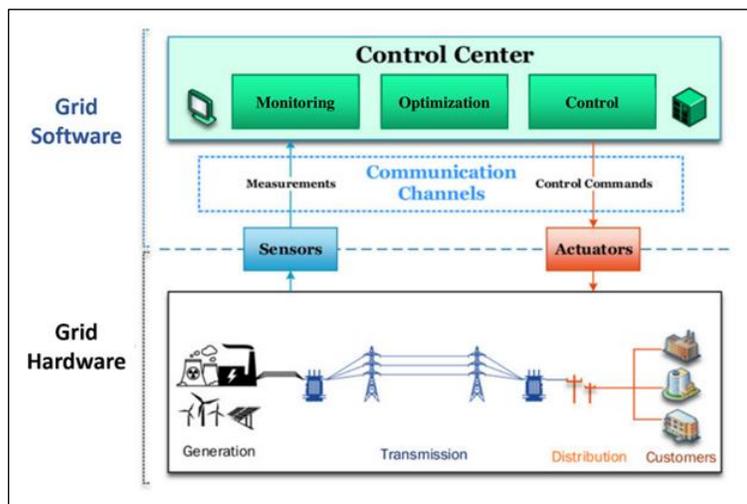


Figura 1-11: Diagrama conceptual de aplicación de SyS y AyH en el sistema de transmisión.

Fuente: He et al., 2016.

A continuación, se detallan estos grupos de tecnologías de software y hardware, considerando las ventajas y desafíos de cada grupo y tecnología en particular.

D.1 Sensores y Software (SyS)

Las nuevas tecnologías de Sensores y Software están consideradas para ser aplicadas en el plano no físico de la red de transmisión, siendo orientadas al monitoreo, control y optimización de la operación, al contar con datos precisos y mejorando las herramientas que controlan el sistema, dándole un mejor uso a la infraestructura actual.

Dynamic Line Rating (DLR)

Esta tecnología (Figura 1-12) se basa en determinar cuál es la capacidad de transporte mediante la obtención de un grupo importante de datos reales tomados de la red por sensores precisos que miden generalmente la temperatura del conductor, tensión, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, los cuales influyen de forma importante en la capacidad de transporte de los conductores. Con esta información, se logra obtener una capacidad de transmisión que refleja las condiciones climáticas y operativas medidas en tiempo real, en contraste con las capacidades máximas de transporte de energía que se definen de manera estacional.

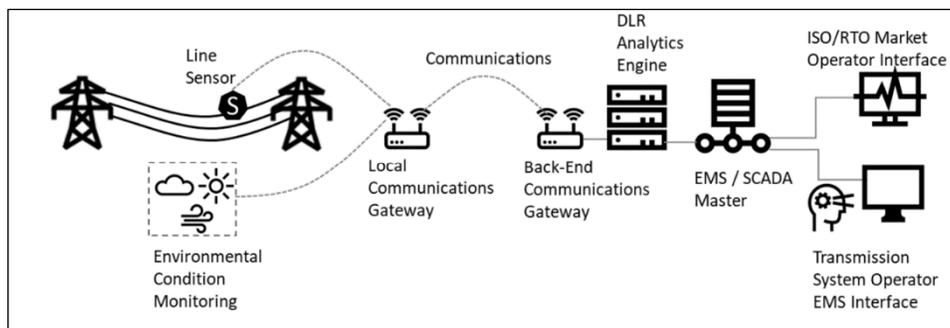


Figura 1-12: Modelo conceptual de un sistema DLR.
Fuente: U.S Department of Energy, 2020.

En lo que respecta a las oportunidades que presentan este tipo de tecnologías para el sistema de transporte eléctrico, se puede mencionar lo eficientes que resultan para aliviar las congestiones de forma económica sin tener la necesidad de reforzar las líneas. La tecnología DLR ofrece otra oportunidad importante: el conocimiento y la conciencia detallada del funcionamiento de los segmentos del sistema de transmisión. Esto conlleva a una mejora significativa en la resiliencia ante eventos extremos y/o fallos, en contraste con el enfoque estático que se utiliza actualmente para considerar la capacidad de las líneas. Además, la implementación de esta tecnología permite monitorear las líneas a largo plazo y poder coordinar las mantenciones de forma eficiente y que no resulten en grandes pérdidas para el sistema. En lo que se refiere al costo efectividad de los DLR, un estudio realizado en PJM (Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland) estimó que con una inversión de 500 mil dólares en DLR sobre una línea de 345 kV, se logra ahorrar del orden de 4 millones de dólares al año al evitar las congestiones entre Michigan e Illinois. Una situación similar se evidenció para el caso de un proyecto aplicado en Southwest Power Pool (SPP), el cual generó ahorros de 18 mil dólares por evitar

300 minutos de congestión (Marmillo et al., 2018; Mehraban et al., 2018). Las dificultades que se presentan para la implementación de este tipo de tecnología, corresponden a la posibilidad de provocar problemas de voltaje o estabilidad aguas abajo al cambiar el punto de operación de las líneas por temperatura, teniendo que considerar el tamaño y localización de los DLR para una aplicación que minimice este efecto. Otro punto importante a considerar es el escaso mercado con el que cuentan los DLR, ya que existen otras soluciones similares ya utilizadas por los operadores como: La calificación estática de línea (Static line rating - SLR en inglés) y la calificación ajustada al ambiente (Ambient adjusted rating - AAR en inglés), por lo que el cambio a DLR puede resultar costoso y difícil de absorber para los operadores. Y, por último, para que este sistema funcione correctamente, se debe apoyar en infraestructura habilitante como transformadores, relés y otra infraestructura existente en buenas condiciones, lo que debe ser evaluado caso a caso en cada sistema de transmisión para cuantificar de forma adecuada la costo-eficiencia de este tipo de proyectos (U.S Department of Energy, 2020).

En el caso particular de Chile, este tipo de tecnología se perfila como una solución eficiente y rápida para aumentar la capacidad efectiva de transmisión y así resolver los problemas de congestión que están experimentando algunas zonas del sistema. En este sentido, es de esperar que futuras versiones de los procesos de planificación de la transmisión consideren y modelen este tipo de tecnologías como solución alternativa o complementaria a expansiones de líneas de transmisión. Aún más, reformas a los procesos de planificación de la transmisión podrían requerir como exigencia que el desarrollo de obras nuevas de transmisión incluyan desde un comienzo este tipo de tecnologías de monitoreo. Por esta razón, lo anterior corresponde a una **oportunidad tecnológica** para empresas de transmisión, ya que contar con este tipo de tecnologías les permitiría estar en una **posición ventajosa frente a futuros procesos de licitación**, presentando ofertas de proyectos con **mayores capacidades de transmisión de energía, pero a menor costo**.

Optimización de Topología

El control de topología hace referencia a la conmutación de líneas o transformadores mediante software, cerrando o abriendo interruptores del circuito para redirigir el flujo de energía. Estas soluciones requieren un sistema de control moderno que mejore la confiabilidad de los operadores. Una opción es la implementación de IA que permita identificar en tiempo real los eventos y

dispositivos que deben conmutarse para alcanzar los objetivos deseados en el flujo de energía. Las oportunidades que presenta este tipo de soluciones y al igual que en caso anterior con los DLR, es de aliviar las congestiones de líneas de transmisión en escenarios de elevada participación de energías renovables. Esta tecnología también brinda la oportunidad de mejorar la resiliencia de la red ante contingencias, permitiendo tomar acciones correctivas de manera rápida para reducir el tiempo de recuperación. Además, posibilita una mejora en la planificación de interrupciones para el mantenimiento de las líneas. Así también, esta tecnología cuenta con la ventaja de no necesitar la instalación de nuevo hardware, reduciendo los costos de implementación y también mejorando la planificación de mediano y largo plazo en las inversiones de nuevas líneas, teniendo la capacidad de desplazarlas en el tiempo. Por último, es necesario mencionar los ahorros en los costos que se pueden llegar a percibir gracias a la optimización de la topología, por ejemplo, un estudio realizado por PJM estimó un ahorro anual en los costos de producción en toda la red por más de 100 millones de dólares gracias a la reducción de las congestiones en un 50% (Ruiz et al., 2013).

Las barreras y desafíos con los que cuenta esta tecnología es la aplicación en sistemas de gran escala, ya que la complejidad aumenta en la optimización por la selección de grandes cantidades de líneas a conmutar, lo que representa una gran carga computacional. Por otro lado, el hecho de considerar el sistema de transmisión como un activo dinámico, tiene un impacto en los componentes e interruptores del sistema que deben funcionar de forma rápida y precisa, lo que significa una sobrecarga y desgaste importante en la infraestructura afectando la vida útil y el mantenimiento lo que podría derivar en un aumento de los costos. Así también, el hecho de estar conmutando las redes de transmisión de esta forma, puede significar el ingreso de perturbaciones no deseadas que puedan comprometer la estabilidad de la red (Li et al., 2016).

Al igual que en el caso de tecnologías de DLR, la optimización topológica se perfila como una solución eficiente y posible de implementar en el corto plazo, para aumentar la capacidad efectiva de transmisión y así resolver los problemas de congestión que están experimentando algunas zonas del sistema eléctrico chileno. En particular, tal como se dijo anteriormente la optimización topológica podría aumentar la **capacidad efectiva de transmisión sin requerir mayores inversiones en nueva infraestructura**. En este sentido, lo anterior corresponde a un riesgo tecnológico para empresas de transmisión, ya que este tipo de soluciones se podría perfilar como una **solución sustituta o complementaria**, reduciendo las necesidades de transmisión. Adicionalmente, lo anterior también podría **aumentar**

el riesgo para empresas de transmisión, dado que podría **aumentar los costos de mantenimiento**, generando con esto costos adicionales que podrían no estar correctamente cuantificados en los pagos regulados asociados a costos de operación y mantenimiento que perciben las transmisoras de forma anual.

D.2 Actuadores y Hardware (AyH)

El grupo de actuadores y hardware se centran en mejorar las capacidades físicas de la infraestructura de los sistemas de transmisión, abordando los límites térmicos, el voltaje y la estabilidad que controlan el flujo de energía. Este tipo de tecnologías generalmente requieren más inversión que las soluciones por software, siendo los dispositivos de Corriente Alterna (AC) y Corriente Continua (CC) las dos categorías que conforman los AyH y se detallan a continuación:

Tecnologías de Corriente Alterna (AC)

Estos dispositivos tienen la capacidad de modificar activamente la forma en que la potencia fluye a través del sistema de transmisión sin realizar cambios en la programación de los generadores o en la topología de la red. Los parámetros como el voltaje de la línea, la reactancia de la línea y la diferencia de ángulos pueden ser ajustados por estos dispositivos basados en interruptores de estado sólido. Las oportunidades que brinda la implementación de estos dispositivos físicos es la descongestión de líneas saturadas debido a la alta participación de energías renovables, situación cada vez más común en los sistemas de transmisión del mundo (U.S Department of Energy, 2020). Así también, estos dispositivos pueden maximizar los activos existentes y postergar la inversión en nueva infraestructura, es decir mejorar el desempeño de las líneas actuales sin la necesidad de reforzarlas. Otro aporte importante de esta tecnología es la respuesta rápida y controlada ante fallas, perturbaciones o situaciones no planificadas, dotando de flexibilidad y estabilidad a la red. Un estudio realizado por SPP, indica que un proyecto para una línea de refuerzo de 115 kV de un costo de 16.8 millones de dólares, puede ser reemplazado con la instalación de estos dispositivos AC en un par de líneas paralelas ya existentes a un costo en el rango de 1.5 y 5.2 millones de dólares, teniendo además la facilidad de instalarlos gradualmente lo que presenta una alternativa flexible (Rosso et al., 2016). Las barreras más importantes que presenta esta tecnología, que han ido disminuyendo en el tiempo, son los altos costos, la madurez tecnológica y los incentivos para su implementación. Además, esta tecnología presenta una limitación en cuanto a las áreas donde puede ser implementada, ya que excluye

las alternativas de líneas submarinas en corriente alterna (AC), a diferencia de las líneas en corriente continua (CC), que sí permiten esa aplicación. Por último, otra barrera que podría restringir la aplicación masiva de esta tecnología es su modelación en la planificación actual de los sistemas de transmisión, ya que podría no capturar de manera precisa su comportamiento.

En el caso particular de Chile, este tipo de tecnología se perfila como una atractiva solución de corto plazo para resolver problemas de congestión en algunas zonas del país. En particular, dentro de los proyectos presentados en el Informe Técnico Final de la Transmisión del año 2022 (CNE, 2023b), se encuentra un proyecto de control dinámico de reactivancias en las subestaciones Las Palmas y Centella con el fin de aumentar la capacidad en el corredor Punta Sierra - Quillota. En este sentido, es de esperar que futuras versiones de los procesos de planificación de la transmisión consideren y modelen este tipo de tecnologías de control de flujo como solución alternativa o complementaria a expansiones de líneas de transmisión. Por esta razón, lo anterior corresponde a una **oportunidad tecnológica** para empresas de transmisión, ya que contar con este tipo de tecnologías les permitiría estar en una **posición ventajosa frente a futuros procesos de licitación** que incluyan este tipo de tecnología.

Tecnologías de Corriente Continua (CC)

Las tecnologías de corriente continua ofrecen una mayor flexibilidad, control y eficiencia gracias a las leyes físicas que las rigen, las cuales les permiten evitar las restricciones asociadas a los flujos de energía en corriente alterna (AC). La tecnología de corriente continua (CC) hace referencia principalmente a las líneas de transmisión y convertidores de alta tensión de corriente continua (HVDC) y es importante destacar que esta tecnología presenta una mayor complejidad en su aplicación y operación en comparación con los sistemas de transmisión predominantemente en corriente alterna (AC). Dentro de las aplicaciones y oportunidades de esta tecnología, se encuentran la transmisión de energía a largas distancias por medio de líneas HVDC, siendo incluso más rentable y competitivo que las líneas AC al superar la llamada "distancia crítica" como se muestra en la Figura 1-13. Este ahorro se logra principalmente en infraestructura, por ejemplo, en cantidad de cables y circuitos necesarios para transportar la misma energía y las torres de transmisión que son más pequeñas para los mismos niveles de potencia que las AC. Otra aplicación muy utilizada es la interconexión de sistemas asíncronos mediante los convertidores HVDC, lo cual permite conectar dos o múltiples puntos que cuentan con frecuencia diferentes en cada extremo

de las líneas. Por otro lado, y aprovechando las características físicas, estas líneas tienen la capacidad funcionar a voltaje nominal superior que las AC, por lo que transportan un 40% más de energía y pueden funcionar a sobrecarga del 15% por 30 minutos (U.S Department of Energy, 2020).

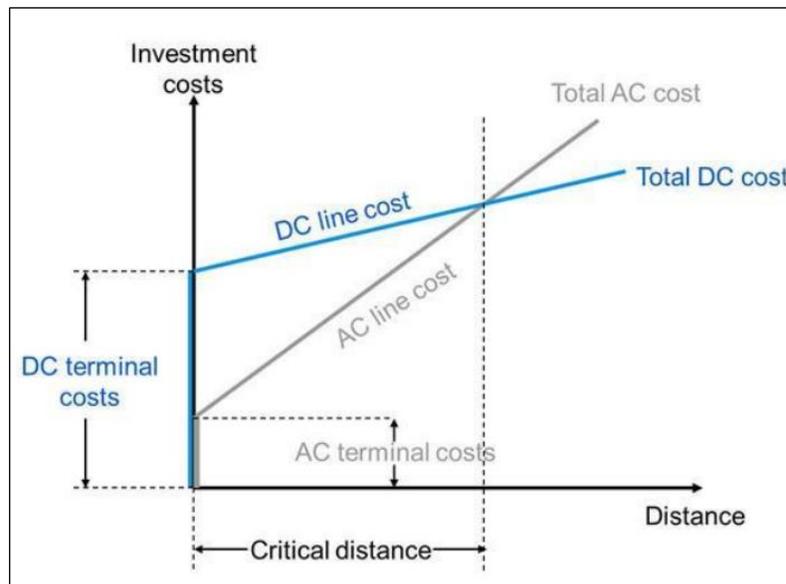


Figura 1-13: Curvas genérica de comparación de costos de HVDC y líneas AC.
Fuente: Americans for a Clean Energy Grid, 2014.

Una de las principales barreras para su implementación y aplicación en los sistemas de transmisión, es la experiencia en el control y operación en AC de casi todos sistemas, por lo que la competencia para la tecnología CC puede llegar a ser desfavorable. Además, es fundamental tener en cuenta el elevado costo de los convertidores y el sistema de protecciones asociados a la tecnología CC. Dado que estos dispositivos son más complejos, la operación y el mantenimiento también conllevan un costo mayor en comparación con la tecnología AC, especialmente cuando se aplican en distancias cortas. Las barreras para la adopción de esta tecnología no solo se limitan a los costos, sino también a su operación. Debido a su alta velocidad de respuesta, la tecnología CC puede introducir nuevas dinámicas e interacciones no deseadas entre los sistemas AC/DC, lo que demanda estudios adicionales. Es crucial analizar en mayor detalle la interacción con los sistemas de transmisión AC y el funcionamiento de las protecciones de alta potencia, ya que estas no cuentan con la lógica de frecuencia o inercia incorporada.

Por estas razones, los sistemas HVDC pueden ser una alternativa a los sistemas de transmisión AC para integrar grandes volúmenes de energía renovable que deben ser transportados sobre largas distancias. En el caso particular de Chile, un proyecto de este estilo ya se encuentra en desarrollo entre las subestaciones Kimal y Lo Aguirre. Adicionalmente, el Coordinador Eléctrico Nacional en sus análisis de planificación de largo plazo, ha identificado que bajo ciertos escenarios de crecimiento de demanda, costos de combustible y costos de inversión en generación renovable, un proyecto HVDC entre las subestaciones Puerto Montt y Lo Aguirre podría ser costo-eficiente para aprovechar el potencial eólico de la zona (CEN, 2022). En este sentido, el **auge de este tipo de tecnologías** podría significar **una mayor participación de sistemas HVDC en licitaciones futuras**, por lo que representa una potencial **oportunidad tecnológica** para las empresas de transmisión, en tanto desarrollen experiencia y conocimiento que les permitan entregar ofertas más competitivas en este tipo de tecnologías.

D.3 Nueva tecnología no contaminante de Gases tipo F

Los F-gases (abreviatura que hace referencia a los Gases Fluorados) son gases ampliamente utilizados en diversas aplicaciones comerciales, industriales y domésticas, como refrigeración y aire acondicionado, espumas aislantes, extintores de incendios, equipos eléctricos y electrónicos, y aerosoles. Entre los gases que son considerados F-Gases se encuentran el Hidrofluorocarbono (HFC), perfluorocarbonos (PFC), el Trifluoruro de Nitrógeno y el Hexafluoruro de Azufre (SF₆). Los HFCs representan alrededor del 90% de las emisiones por este tipo de gases, y se estima que los F-Gases son responsables del 2.5% de las emisiones de Europa. En particular, el SF₆ presenta una mayor contribución potencial al calentamiento global que otros gases, ya que es 25.200 veces más dañino que el CO₂, siendo este gas el utilizado comúnmente en el aislamiento de la infraestructura como subestaciones aisladas en gas (GIS) y líneas de transmisión aisladas en gas (GIL), implementados en media y alta tensión en los sistemas de transmisión.

Recientemente el Parlamento Europeo votó a favor de revisar la propuesta por Unión Europea sobre el marco legislativo de los F-gases, esto con el objetivo de reducir las emisiones de estos gases e impulsar su salida de los mercados europeos en 2039 y una eliminación completa de la producción y consumo de los productos en base a estos gases el 2050. La legislación en esta materia comenzó el 2006 y se realizó una revisión en 2015 que estableció que al 2030 se deberían reducir en dos tercios las emisiones de estos gases en comparación a las emisiones del 2014. La

Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión Eléctrica (ENTSO-E) y el conjunto de operadores que representan a 35 países han respaldado el objetivo de esta propuesta para lograr la carbono neutralidad. Estas nuevas revisiones (2023) buscan evitar emisiones y fugas de equipos, estimular la innovación y facilitar oportunidades de mercado para desarrollar nuevas tecnologías y gases con bajo Potencial de Calentamiento Global (GWP, por sus siglas en inglés). Una vez finalicen estas revisiones, se establecerán restricciones sobre el uso de F-gases en tecnologías de red, prohibiendo el uso de interruptores de alta tensión con un GWP superior a 10 GWP, comenzando de forma gradual en 2026 y finalizando en 2030. Para acelerar la transición energética e integración de energías renovables, los operadores ya están enfrentando retrasos en el desarrollo de las redes por procesos de permisos demasiado largos y cambios de requisitos ambientales, por lo que un cambio regulatorio podría afectar aún más la cadena de retrasos en adquisición y reparación de infraestructuras en base a SF₆, lo que podría significar un riesgo para la estabilidad de la red y un aumento de costos al no poder utilizar esta tecnología hasta el fin de la vida útil. Los operadores de sistemas de transmisión han realizado esfuerzos sustanciales para probar nuevas alternativas y reducir el uso de SF₆. No obstante, la implementación en distintos niveles de voltaje resulta altamente compleja y demanda una adecuada preparación. Por lo tanto, las nuevas tecnologías deben superar pruebas de certificación y demostrar un rendimiento competente para ser validadas y aceptadas. Por estas razones, ENTSO-E instó a los reguladores a incluir excepciones explícitas para repuestos y la extensión de utilización de activos existentes, así como la posibilidad de desarrollar soluciones técnicas en el rango de 10 a 2000 GWP para mejorar la disponibilidad en el mercado, lo que permitirá una implementación más rápida de nuevas alternativas (ENTSO-E, 2023; Global Transmission, 2023).

A continuación, se presentan alternativas que se han desarrollado para reemplazar el uso del SF₆ en el sector eléctrico:

- **General Electric - G3:** Tecnología que se basa en la molécula 3M Novec 4710, molécula de la familia de los HFC, pero con un bajo impacto ambiental, ya que presenta un 98% menos de potencial de calentamiento global que el SF₆. Esta tecnología permite la construcción de subestaciones, líneas y disyuntores de alta tensión de 145 KV a 420 KV. Este proyecto ha contado con importante financiamiento de la Comisión Europea, aportando con 2.2 millones de euros en 2020 para desarrollo disyuntores de 420 KV y 3 millones de euros en 2022 para subestaciones de 245 KV.

- **Siemens - Blue:** Esta tecnología llamada, “tecnología de aire limpio”, tiene la ventaja de funcionar en alta tensión desde 145 KV entre los que se encuentran disyuntores y transformadores de hasta 420 KV. Esta tecnología y a diferencia de los SF6, requiere un leve aumento en el dimensionamiento del tamaño, sin embargo, la eficiencia en la transmisión de energía es igual. Además, este tipo de tecnología presenta la ventaja de ser más fácil de manipular, transportar, instalar, funcionar y mantener para el operador.
- **Hitachi Energy - EconiQ:** Esta tecnología y al igual que las anteriores, es una alternativa al SF6 y cumple con las funciones de aislamiento en alta tensión. Una ventaja al adoptar este tipo de tecnología es el fácil manejo que evita los procesos de inventarios, requisitos especiales de manejo de gas, llenado y desmantelamiento de los SF6. Además, esta alternativa se caracteriza por ser modular y prefabricada, lo que la convierte en una solución ecoeficiente para la conexión con la red. Esto asegura que mantenga un tamaño similar y una fiabilidad comparable a la tecnología basada en SF6.

En este contexto, es de esperar que este tipo de discusiones que se están dando hoy en Europa, eventualmente lleguen a Chile. Por esta razón, una **eventual legislación que restrinja o prohíba el uso de este tipo de gases en la infraestructura de transmisión**, corresponde a un **riesgo normativo** para empresas del rubro. En este sentido, las empresas de transmisión deberían promover el uso de tecnologías alternativas con menores impactos al medioambiente, de tal manera de perfilarse con ventajas competitivas pensando en mercados futuros, pero considerando además que este tipo de medidas podría aplicar también sobre el mantenimiento de infraestructura existente, lo que puede elevar de forma importante los costos de mantención.

E. Ajustes Normativos a mercados de energía, servicios complementarios y capacidad

En concordancia con lo establecido en la Agenda de Energía 2022-2026⁸, el Estado actualmente trabaja en la modernización de la regulación del sector eléctrico en vías de impulsar la transición hacia un nuevo modelo de mercado que habilite la transición energética hacia la carbono neutralidad, la masificación

8 Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_energia_2022_-_2026.pdf

de energías renovables y la mitigación del cambio climático. En este contexto, durante los últimos años el sector eléctrico ha estudiado distintas alternativas con el objetivo de promover mejoras al esquema de funcionamiento y remuneración del mercado eléctrico, en sus componentes de energía, servicios complementarios (SSCC) y capacidad, con el objetivo de conseguir un sistema seguro, flexible y que opere a mínimo costo.

Tal como se ilustra en la Figura 1-14, durante el año 2023 se han iniciado y continuado una serie de procesos de reforma dentro del sector eléctrico y sus mercados, los cuales tienen como objetivo establecer las bases para un desarrollo del sistema que permita la descarbonización y modernización del sistema eléctrico.

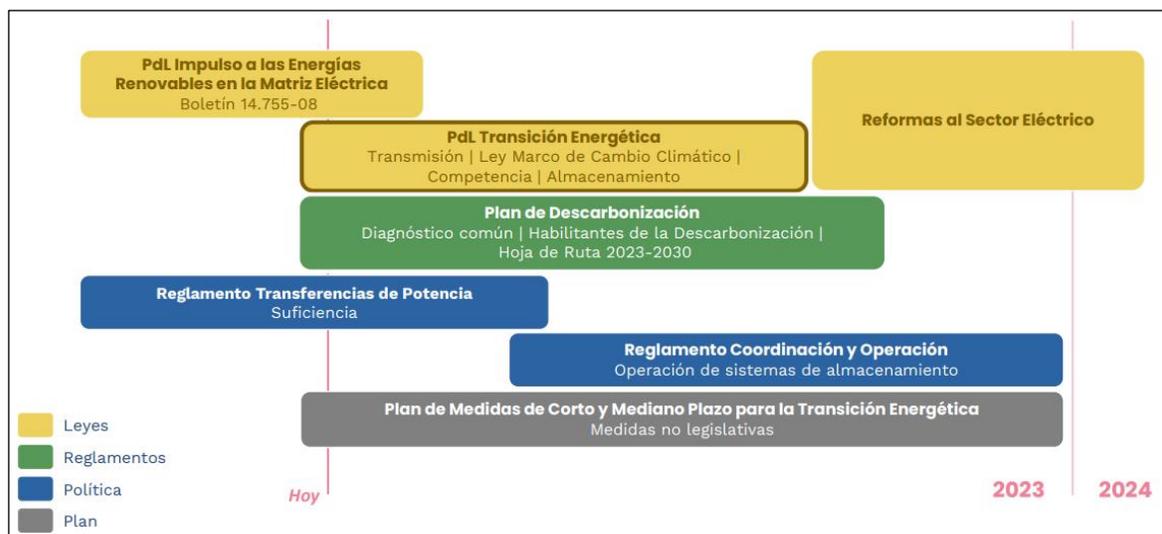


Figura 1-14: Iniciativas 2023 para acelerar la descarbonización y modernizar el sector eléctrico.

Fuente: Jornada de Presentación del Proyecto de Ley Transición Energética⁹.

En particular, mediante el proyecto de ley “Transición Energética: Transmisión Eléctrica como Sector Habilitante” se busca asegurar parte de la infraestructura habilitante para lograr las metas de carbono neutralidad al año 2050 en virtud de la Ley Marco de Cambio Climático. Así, se busca contar con proyectos de

⁹ Disponible en:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/20230405_jornada_ley_transicion.pdf

transmisión que sean oportunos y resilientes, de tal manera que se adapten a las variaciones de temperatura y sean capaces de transportar grandes volúmenes de energía renovable. Para esto, la Ley se basa en 3 pilares:

- Desarrollo eficiente de las obras de transmisión mediante mejoras en los procesos de licitación y construcción de obras de ampliación de transmisión.
- Conexión entre el sector eléctrico y el cambio climático mediante el desarrollo de infraestructura habilitante, planificación territorial y operación de un sistema eléctrico bajo en emisiones.
- Promoción de la competencia y fomento al almacenamiento a través de una regulación acorde a las actuales condiciones de mercado.

Sin embargo, lograr este objetivo requiere de procesos y etapas que habiliten las condiciones para abordar secuencialmente las brechas de mercado existentes en la actualidad. Lo anterior hace necesario complementar cambios cuyas modificaciones tomarán tiempo, con medidas de corto plazo que den impulso inicial a la inversión y que incentiven la ejecución de los cambios necesarios en herramientas de operación y planificación. De esta manera, se espera que estos procesos tengan un impacto relevante en el desarrollo de la generación y transmisión en el sistema eléctrico, entendiendo que se busca incentivar nuevas tecnologías capaces de aportar atributos diferenciadores respecto a la operación convencional de generadores, impactando de distinta manera en las necesidades de transmisión del sistema.

A continuación, se detallan los distintos procesos de modificación que se encuentran en discusión para las principales áreas que componen el mercado eléctrico chileno.

E.1 Mercado de Energía

El mercado de Energía se caracteriza por estar basado en un esquema de costos auditados con precios nodales, en donde las asignaciones surgen de la co-optimización centralizada de energía y reservas de control de frecuencia asociadas a mercado de Servicios Complementarios. De esta manera, la asignación de energía se realiza durante la programación del día anterior, mientras que la operación en tiempo real se basa en el uso de listas de mérito que son determinadas en la programación del día anterior.

La operación centralizada basada en costos auditados, al considerar escenarios idealizados respecto al conocimiento de las estructuras de costos de los participantes, presenta rigidez e inconvenientes al momento de considerar nuevas tecnologías, como almacenamiento, recursos de generación distribuida o recursos de demanda, para los cuales resulta complejo determinar una estructura de costos particular. A lo anterior se suma un bajo nivel de automatización en las decisiones de operación, lo que genera brechas en la trazabilidad de elementos y resultados de este mercado, especialmente en lo referente a los modelos de programación y plataformas de información utilizados.

En línea con esto, los crecientes requerimientos de información, incertidumbre, complejas estructuras de costos y nuevas tecnologías con características muy distintas entre ellas, necesitan de mercados flexibles que sean adaptables a dichos requerimientos. Es así como actualmente se encuentra bajo estudio una eventual transición a mercados de ofertas que permita generar condiciones habilitantes para integrar de mejor manera nuevos recursos, junto con ayudar a caracterizar y valorar adecuadamente sus atributos de flexibilidad con los que pueden aportar al sistema.

En este contexto, destaca el estudio realizado por la Comisión Nacional de Energía sobre “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes”¹⁰ en el año 2021, junto con su continuación “Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas” recientemente licitada a mediados de 2023¹¹. Así como también la licitación impulsada por el Coordinador Eléctrico Nacional denominada “Licitación pública internacional para el diseño de un mercado mayorista en base a ofertas para energía, servicios complementarios y capacidad para Chile”¹². Ambos estudios buscan realizar reformas relevantes en el diseño de este mercado, analizando si existen condiciones suficientes para una eventual

10 Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Disenopara-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>

11 Disponible en: <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2023/06-junio-2023/cne-licita-estudio-para-avanzar-en-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-mayorista/>

12 Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-impulsa-licitacion-de-asesoria-para-el-diseño-de-un-nuevo-modelo-para-el-mercado-electrico-mayorista/>

transición a mercados de ofertas, así como también discutir detalles para una eventual implementación. Luego, se espera que los resultados de esta discusión regulatoria permitan avanzar en la generación de condiciones habilitantes para la integración de nuevas tecnologías que ayuden en la transición energética.

E.2 Mercado de SSSC

En el caso del mercado de SSSC, los productos requeridos se definen mediante el Informe de SSSC elaborado anualmente por el Coordinador Eléctrico Nacional, donde además se establece el mecanismo a través del cual se materializa su prestación y/o instalación, en función de las condiciones de competencia de cada SSSC. Es así como actualmente la gran mayoría de productos de control de frecuencia son subastados en mercados de corto plazo y su asignación se define según la co-optimización junto al mercado de energía. Luego, la remuneración de los productos subastados está basada en un mecanismo pay-as-bid con ofertas donde además se compensan los costos adicionales por provisión del servicio, tales como costos de oportunidad, sobrecostos, etc.

Actualmente, este diseño de mercado no está cumpliendo sus objetivos y requiere modificaciones, ya que el impacto en los ingresos de la componente ofertada es menor respecto a los pagos ex-post que surgen como compensación de costos de operación individuales, provocando una baja participación de agentes mediante ofertas. Además, la definición actual de precios máximos limita las rentas que podrían recibir nuevos participantes y tecnologías, impactando en las señales de inversión y en la participación en el mercado, de forma transversal a todas las tecnologías.

De esta manera, resulta esperable el desarrollo de modificaciones en el esquema de remuneración, en líneas con las modificaciones que se realicen en el mercado de energía, con el fin de entregar incentivos de participación adecuados a las tecnologías capaces de proveer estos servicios. Además, es importante evaluar la implementación de mecanismos que entreguen señales de largo plazo, como contratos de prestaciones de SSSC, dando fuerza a señales de inversión en el corto plazo. En la misma línea, se requiere evaluar la definición de otros SSSC, como control rápido de frecuencia o requerimientos de rampa, que remuneren eficientemente la flexibilidad con la que distintos recursos pueden contribuir al sistema.

E.3 Mercado de Capacidad

El mecanismo de capacidad vigente se basa en un esquema de pagos determinados a través de un cálculo administrativo de precios, donde el organismo regulador (Comisión Nacional de Energía) estima las necesidades técnicas y aspectos económicos de estos pagos, mientras que el aporte de cada unidad a la suficiencia del sistema se determina con una metodología que varía según la tecnología. Esto resulta en un proceso altamente dependiente de los supuestos utilizados por el regulador, que no asegura necesariamente los niveles de confiabilidad requeridos y que puede generar incentivos no deseados.

Desde el año 2020 se ha trabajado en un nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras¹³, que tiene como principales objetivos perfeccionar diversos aspectos metodológicos que permitan adaptarse a nuevas tecnologías y reconocer adecuadamente el aporte que pueden entregar a la suficiencia del sistema, junto con alinear los procedimientos que determinan las necesidades de suficiencia de este. Si bien, el reglamento fue recientemente descartado¹⁴ y en su lugar se realizaron modificaciones a la normativa actual que actualmente están en proceso de consulta pública¹⁵, estas modificaciones comparten el objetivo original de establecer metodologías para reconocer la suficiencia de nuevas tecnologías. En particular, estableciendo lineamientos para el reconocimiento de potencia a sistemas de almacenamiento, mediante los cuales se busca reducir incertidumbre e incentivar las inversiones en este tipo de recursos, que son esenciales para habilitar la transición energética.

Mediante lo anterior se espera que el mercado de capacidad sea capaz de entregar señales que acoten adecuadamente los niveles de riesgo y simplifiquen la evaluación de proyectos. Sin embargo, existen elementos relevantes que estaban contenidos en la propuesta de reglamento descartada y que no están

13 Disponible en: <https://energia.gob.cl/panel/reglamento-de-potencia>

14 Disponible en: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/almacenamiento-ministerio-opta-por-no-dictar-nuevo-reglamento-de-potencia-y-modificara-normativa-actual-para-impulsar-proyectos/CEPKUHVYHVC27BIXUWJZW3XJDA/>

15 Disponible en: HYPERLINK "https://energia.gob.cl/consultas-publicas/modificacion-al-reglamento-de-transferencia-de-potencia" https://energia.gob.cl/consultas-publicas/modificacion-al-reglamento-de-transferencia-de-potencia

contemplados en las modificaciones bajo consulta pública, lo cual aún puede ser una fuente de incertidumbre relevante para la evaluación de nuevos proyectos. Así, se espera que estos elementos, y los detalles de implementación asociados, sean determinados durante los próximos años, en un proceso de discusión que busque abarcar los desafíos conjuntos de los distintos mercados y que permita generar soluciones alineadas.

E.4 Posibles riesgos inherentes a la modificación de los mercados de energía, SSCC y capacidad

Si bien la situación actual del reglamento de potencia y eventuales cambios en el mercado de energía y SSCC no entregan señales claras respecto a la implementación de estos mercados, se espera que este proceso termine en un diseño de mercado capaz de reducir efectivamente riesgos e incertidumbre, para así simplificar el proceso de evaluación de proyectos, especialmente para nuevas tecnologías. Lo anterior debiese ser parte de una reforma coherente y consistente al diseño del mercado eléctrico nacional en sus diversas componentes, considerando Energía, SSCC y Potencia. Así, la transición desde un mercado de la energía basado en costos auditados a un mercado basado en ofertas, la transición hacia un mercado de SSCC basado en costos uniformes y la implementación de un mercado de capacidad que premie los atributos de suficiencia y flexibilidad, debiese generar mejores señales para las tecnologías que serán habilitantes para lograr las metas de descarbonización.

Por esta razón, es esperable que estos ajustes normativos promuevan mayores inversiones a nivel de nuevas tecnologías de generación de gran escala, como por ejemplo inversiones en sistemas de almacenamiento. Adicionalmente, la implementación de estos cambios a los diferentes mercados de la electricidad, generará y habilitará las señales necesarias para incentivar la participación de los consumidores en mercados mayoristas, a través de figuras como los agregadores de demanda o plantas virtuales de generación distribuida. En este sentido, estos **ajustes a los mercados impulsarán un cambio importante en el paradigma tecnológico** que se ha considerado hasta la fecha en los diferentes niveles de mercado, implicando un potencial **riesgo normativo** para empresas del sector de transmisión, las cuales podrían entrar a **competir fuertemente con estas soluciones alternativas**.

2 ESCENARIOS FUTUROS

2.1 Definición de macrozonas de estudio y metodología para la selección de modelos climáticos y proyección de escenarios.

Chile es un país con una amplia extensión que presenta una diversidad de climas debido a la interacción entre la latitud y la geografía. En ese sentido, y con el propósito de abordar los riesgos físicos sobre las líneas de transmisión eléctrica y su entorno, es que se utilizarán cuatro macrozonas que agrupan desde las regiones de Tarapacá hasta las regiones de Valparaíso y Metropolitana (Tabla 2-1).

Tabla 2-1: Macrozonas definidas para el reporte de resultados y su asociación con los tramos de infraestructura de ISA Interchile.

Trazado	Región	Macrozona	Longitud (Km)
Encuentro – Lagunas	Tarapacá	Norte	192,71
	Antofagasta		
Cardones - Polpaico	Atacama	Centro Norte 1	239,31
	Coquimbo	Centro Norte 2	362,82
	Valparaíso	Centro	162,93
	Metropolitana		

Fuente: Elaboración propia.

En estas cuatro macrozonas en su conjunto, se encuentran diversos climas que varían desde el desértico hasta el templado/mediterráneo (DMC, 2001). Además, se presentan variaciones meteorológicas entre la costa, la depresión intermedia y

la cordillera. Por lo tanto, al analizar el impacto de las líneas de transmisión y los posibles efectos del cambio climático tanto en la infraestructura como en su entorno, es crucial caracterizar y distinguir los cambios en los patrones hidrometeorológicos históricos que podrían afectar cada tramo de las líneas.

A modo introductorio, a nivel nacional se ha observado una tendencia marcada hacia la aridificación del territorio en los últimos años (CCG-UC, 2022). En particular, dependiendo del escenario futuro, el cambio hacia una mayor aridificación del territorio no es tan drástico en el caso menos severo (SSP-12.6) para el periodo cercano (2021-2040) como en el escenario más severo (SSP5-8.5) para el periodo 2081-2100 (Figura 2-1).

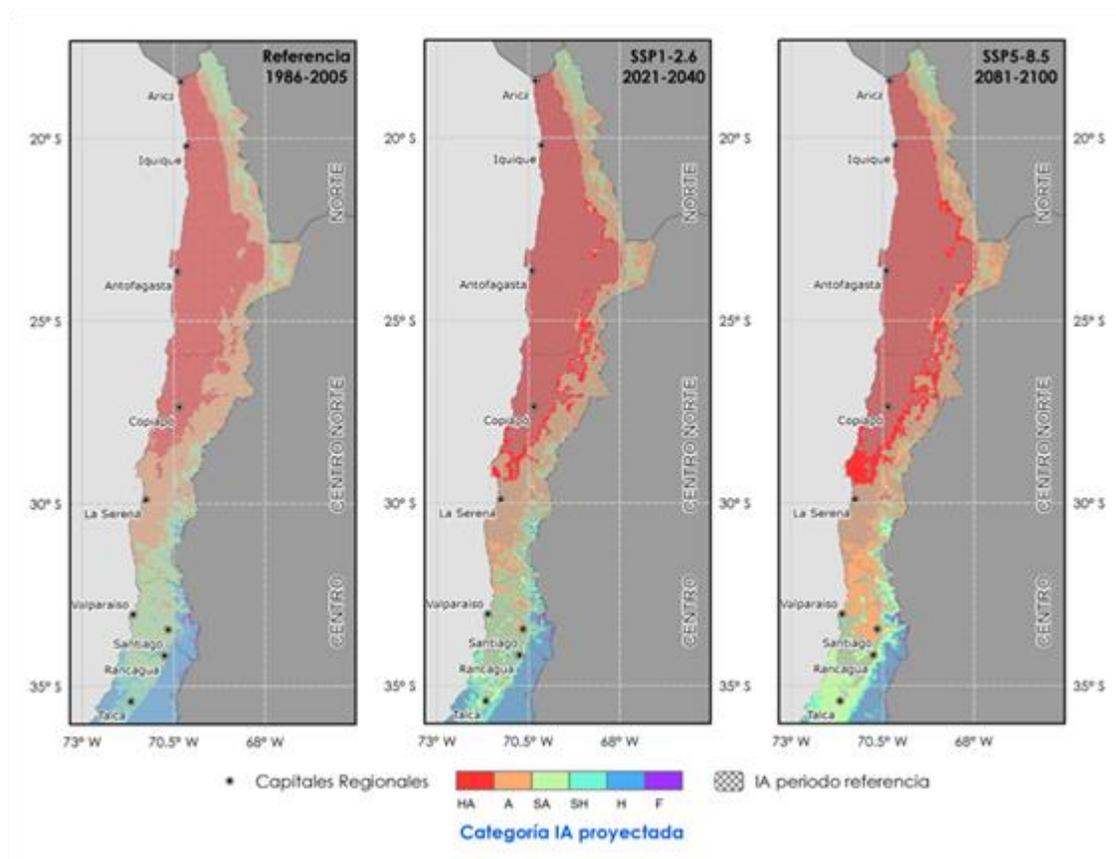


Figura 2-1: Transiciones del Índice de Aridez respecto del periodo de referencia 1986-2005 para el escenario SSP1-2.6 en periodo 2021-2040 y escenario SSP5-8.5 en período 2081-2100, para las macrozonas norte, centro norte y centro.

Nota1: Se presenta en el panel de la izquierda la situación histórica. Se presenta en los paneles de la derecha aquellas zonas que pasan a una categoría más árida del IA.

Nota2: HA: Hiperárido, A: Árido, SA: Semiárido, SH: Subhúmedo Seco, H: Húmedo, F: Frío.

Fuente: Elaboración propia

Los cambios en las condiciones climáticas son indicativos de posibles eventos extremos relacionados directamente con las variaciones en los regímenes de precipitación, temperatura y evapotranspiración, los cuales son considerados para calcular el índice de aridez mencionado, teniendo en cuenta los patrones de tendencias y la extensión espacial de los cambios en comparación con un periodo de referencia. Dado el alcance espacial de la LTE HVDC, se justifica llevar a cabo un análisis espaciotemporal de los patrones de cambio en el clima, utilizando datos de estaciones hidrometeorológicas para verificar los patrones históricos de variables como temperaturas y precipitaciones, para luego vincularlos con las proyecciones de modelos de clima global bajo diferentes escenarios de emisiones y socioeconómicos (llamados SSP por sus siglas en inglés).

Ante la situación histórica y las posibles proyecciones futuras, el estudio de los patrones hidrometeorológicos implica la caracterización de las estaciones meteorológicas relevantes en el área de análisis, utilizando fuentes oficiales de Chile y estaciones con registros de larga data para validar su uso. Luego, se lleva a cabo un procedimiento para completar las series de datos que tengan registros faltantes en un periodo histórico definido entre enero de 1985 y diciembre de 2020. Con las series completas, se realiza un análisis de tendencias históricas para variables como temperaturas extremas (mínimas y máximas) y precipitación, informando los resultados a nivel decadal. Además, se examina el patrón de cambio en este periodo histórico de ciertos indicadores relevantes de condiciones extremas para el estudio.

Una vez completada la caracterización histórica, se procede a seleccionar los modelos climáticos (GCM's) que se utilizarán en las proyecciones futuras para los distintos análisis de riesgos, en su versión AR6 vinculados a escenarios SSP. Se eligen los modelos GCM's nativos, sin corregir y a su resolución espacial de origen (que para los modelos CMIP6 oscila entre los 50 y 150 kilómetros aproximadamente). Los datos observacionales de estos modelos son comparados con los datos provenientes de observaciones a través de un análisis de sesgos, para identificar los modelos nativos que mejor coincidan espacial y temporalmente con el clima observado en el área de estudio, permitiendo generalizar con solidez en sitios sin registros de observaciones.

2.2 Escenarios de emisiones de GEI

En el presente se ha propuesto la utilización de los escenarios de clima global CMIP6 (Coupled Model Intercomparison Project Phase 6) (Eyring et al., 2016) para

analizar los riesgos físicos asociados a la infraestructura eléctrica de ISA Interchile. Los escenarios CMIP6 han sido estos últimos años una valiosa herramienta utilizada por la comunidad científica para estudiar el cambio climático y proyectar posibles futuros climáticos en función de diferentes trayectorias socioeconómicas y de emisiones de gases de efecto invernadero.

CMIP6 es la sexta fase del Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados, coordinado por el Grupo de Trabajo sobre Cambio Climático del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) (O'Neill, et al., 2016). Su objetivo principal es proporcionar una base de datos actualizada y más detallada para comprender mejor los procesos climáticos y mejorar las proyecciones climáticas futuras.

Una característica destacada de CMIP6 es la inclusión de una amplia gama de escenarios socioeconómicos. Estos escenarios describen diferentes posibilidades de desarrollo económico, políticas de mitigación y cambios en la población, que a su vez influyen en las emisiones de gases de efecto invernadero y otros forzamientos climáticos.

CMIP6 utiliza modelos climáticos con una mayor resolución espacial y una mayor cantidad de componentes que representan la interacción entre la atmósfera, los océanos, la criósfera, los sistemas terrestres y la biósfera. Esto permite un análisis más preciso de los procesos regionales y locales que influyen en el clima.

CMIP6 incorpora datos observacionales más recientes y precisos, lo que mejora la calibración y validación de los modelos y aumenta la confianza en las proyecciones climáticas.

Los escenarios CMIP6 proporcionan proyecciones de posibles futuros climáticos bajo diferentes escenarios de emisiones. Estas proyecciones permiten identificar los riesgos asociados a eventos climáticos extremos, como olas de calor, sequías, inundaciones y tormentas, que pueden tener graves repercusiones por ejemplo en la infraestructura eléctrica.

Por su parte, la transición hacia una economía baja en carbono conlleva riesgos financieros para las empresas que dependen de combustibles fósiles y para los inversores que tienen exposición a activos relacionados con combustibles fósiles. Los escenarios CMIP6 pueden ayudar a evaluar los riesgos de activos varados, es decir, activos que pueden perder valor debido a la disminución de la demanda de combustibles fósiles.

Además, las empresas que no abordan adecuadamente los riesgos del cambio climático y no se adaptan a la transición hacia una economía sostenible pueden enfrentar daños a su reputación. Los escenarios CMIP6 proporcionan información valiosa para evaluar cómo las empresas están expuestas a riesgos de reputación relacionados con sus emisiones de gases de efecto invernadero y su responsabilidad en la mitigación del cambio climático.

2.3 Escenarios climáticos

En la zona de estudio definida por la línea de transmisión de energía y sus respectivas subestaciones, se encuentran climas que van desde el desértico hasta el templado/mediterráneo (DMC, 2001). Además, existen variaciones meteorológicas entre la costa, la depresión intermedia y la cordillera. Es por ello que, al momento de analizar los posibles efectos que el cambio climático tendrá tanto en ella como en su entorno, se deben caracterizar y distinguir los cambios en los patrones hidrometeorológicos históricos que puedan afectar cada uno de los tramos de la infraestructura a estudiar.

El estudio de los patrones meteorológicos considera la caracterización de las estaciones meteorológicas de interés en el área de estudio, considerando las fuentes oficiales de Chile y aquellas estaciones con registros de más larga data, lo que valida su uso. Luego, se realiza un procedimiento de relleno de información para completar aquellas series que posean registros faltantes, para un periodo histórico definido entre enero de 1985 y diciembre de 2019. Con las series completas, se analiza el patrón de tendencias histórico para las variables de temperaturas extremas (mínimas y máximas) y precipitación, reportando resultados a nivel decadal. Finalmente, se analiza también el patrón de cambio en este periodo histórico de ciertos indicadores de condiciones extremas relevantes para este estudio.

Una vez caracterizada la situación histórica, se proceden a seleccionar los modelos climáticos (GCM's) que serán utilizados en las proyecciones futuras de los distintos análisis de riesgos. Dada la cantidad de modelos disponibles y la variabilidad que existe entre ellos, se hace necesario seleccionar aquellos que representen de mejor manera la zona de estudio. Esta selección se basa principalmente en la concordancia que existe entre la información del periodo histórico modelado por los GCM y los datos observados en estaciones meteorológicas.

Para los modelos seleccionados se extraen las series de tiempo mensuales, realizando una corrección de sesgo estadística por medio del método *Unbiased Quantile Mapping* (UQM) para el clima histórico y futuro proyectado, ajustando los datos a la grilla ARCLim. Finalmente, se realiza un procedimiento de *downscaling* temporal a través del método *k-NN* para disponer de las proyecciones climáticas de precipitaciones y temperaturas en un paso de tiempo diario.

2.3.1 Selección de estaciones y caracterización de observaciones históricas.

Para el análisis crítico de las condiciones hidrometeorológicas históricas de la zona de estudio, se utilizó información de observaciones de temperatura mínima (Tmin), temperatura máxima (Tmax) y precipitación (Pp) en las estaciones de la Dirección General de Aguas (DGA) y la Dirección Meteorológica de Chile (DMC) para el periodo de referencia 1985-2019. En primer lugar, se seleccionan las estaciones cuyo registro de información para el periodo mencionado tenga un 70% o más de observaciones disponibles para las macrozonas Norte, Centro Norte1, Centro Norte 2 y Centro.

Luego de filtradas las estaciones en torno a la línea de transmisión, se realiza el relleno de datos faltantes a partir de la metodología utilizada en el proyecto de actualización del balance hídrico nacional (DGA, 2017). Este proceso consiste en 4 pasos que se describen a continuación.

- 1) Para temperaturas, se realiza una estimación de correlaciones cruzadas entre estaciones para los datos de cada mes (se comparan todos los días asociados a los enero, febrero, ... y diciembre históricos respectivamente). Si el coeficiente de determinación (R^2) es mayor a 0,7, se aplica un relleno por medio de una regresión lineal, incorporando un ruido estocástico (δ).

$$T_1 = a + bT_2 + \sqrt{1 - R^2} \cdot \delta \cdot S_1$$

Donde, T_1 es la estimación de la variable en la estación 1 (candidata) utilizando el valor concurrente medido en la estación 2 (T_2). a es un valor único correspondiente al intercepto de la regresión lineal, mientras que b corresponde a la pendiente de la regresión. Por otra parte, R^2 es el coeficiente de determinación de la relación lineal, δ es un número aleatorio

de distribución Normal estándar (0,1) y S_1 es la desviación estándar de los registros de la estación 1. Se utiliza máximo 2 estaciones rellenadoras.

Para precipitaciones, dada la cantidad de valores que corresponden a 0, se utilizó un enfoque de interpolación del inverso de la distancia entre estaciones cercanas.

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n d_i^{-p} P_i}{\sum_{i=1}^n d_i^{-p}}$$

Donde P corresponde al valor a estimar, los P_i corresponden a los valores de precipitación que se encuentran dentro del vecindario de análisis, d_i^{-p} es la distancia euclidiana entre cada punto i y el punto a ser interpolado, mientras que el valor p indica la potencia a la cual elevar la distancia, de modo de asignar un peso que decae aún más a distancias más grandes. Un valor tradicional utilizado en la literatura es 2 (ITC, 2009) Se determinó un vecindario de radio de 100 km y se incorporó, al igual que para las temperaturas, un factor de ruido estocástico. Finalmente, para captar de forma pertinente la variabilidad espacial de las precipitaciones, se define que una estación debe tener al menos tres estaciones en su vecindario para poder ser rellena. El relleno modificado se expresa como sigue.

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n d_i^{-p} P_i}{\sum_{i=1}^n d_i^{-p}} \cdot \sqrt{1 - \overline{R^2}} \cdot \delta \cdot S$$

Donde, $\overline{R^2}$ es el coeficiente de determinación promedio de la relación lineal de las estaciones rellenadoras con la estación a ser rellena, δ es un número aleatorio de distribución Normal estándar (0,1) y S es la desviación estándar del mes respectivo de los registros de la estación a ser rellenas.

- 2) Si es que siguen quedando valores faltantes, se utiliza el producto grillado del Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR2), que contiene en una grilla de 5 x 5 km, información histórica de precipitaciones y temperaturas construidas con información observada, imágenes satelitales, características topográficas y herramientas estadísticas (Boisier et al., 2018). Para cada estación, se le asignaron los valores del producto grillado utilizando interpolación bilineal.

- 3) El producto histórico CR2Met solo cubre hasta abril del año 2020. En caso de que todavía queden faltantes, se rellenó en base a la estación más cercana ya rellenada (máximo 100 km de distancia), utilizando un gradiente térmico de $-6,5 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{km}}$ para las temperaturas.
- 4) Finalmente, aquellas estaciones que todavía contienen vacíos se rellenan en base a su mediana histórica mensual (previo al relleno) más un ruido estocástico.

$$T_{i,j,m} = \text{Median}(T_{i,m}) + \sqrt{1 - 0.5} \cdot \delta \cdot S_{i,m}$$

Donde, $T_{i,j,m}$ es el valor asignado a la estación i el día j del mes m , δ es un número aleatorio de distribución Normal estándar (0,1) y $S_{i,m}$ es la desviación estándar de la estación i el mes m .

Realizado el relleno, se verificó que los valores medios de las series no tuvieran cambios significativos a nivel mensual. Para el caso de T_{min} y T_{max}, ninguna estación sufrió cambios mayores a $\pm 0,3$ °C. Por el contrario, para las precipitaciones si hubo cambios relativos relevantes. Por lo tanto, se definió un filtro que permitiera descartar aquellas estaciones cuyo relleno para ciertos meses cambian su naturaleza estadística. Así, se termina descartando aquellas estaciones cuyo relleno provocara una variación relativa mensual superior a $\pm 25\%$ en más de 2 meses no consecutivos. La Figura 2-2 muestra el desempeño de la metodología de relleno de datos para la variable precipitación en la estación La Placilla (estación DGA, Región de Coquimbo, comuna de Punitaqui).

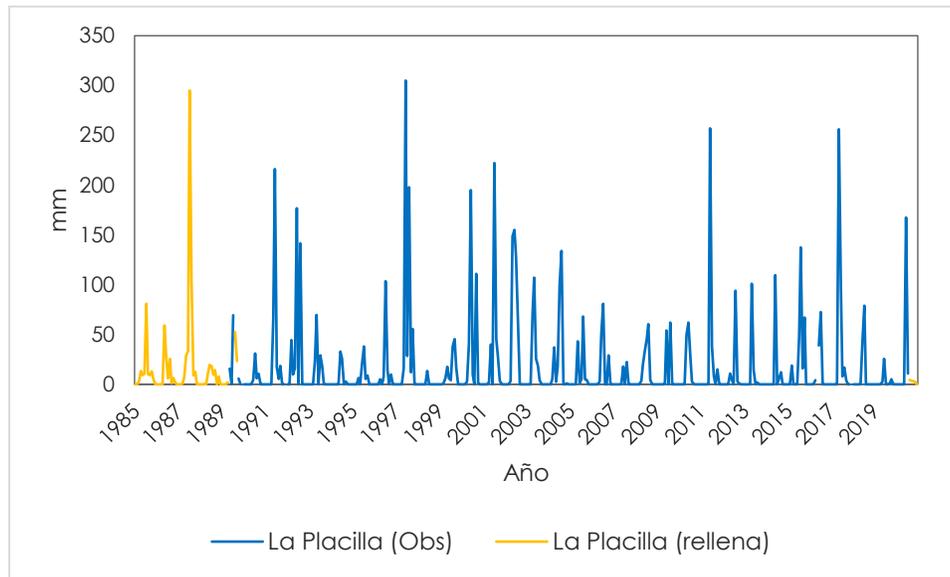


Figura 2-2. Desempeño del algoritmo de relleno de datos climáticos. Se muestra el resultado ejemplificado para la estación La Placilla (DGA).

Fuente: Elaboración propia

2.3.2 Análisis histórico de tendencias meteorológicas y eventos extremos.

Del conjunto de estaciones que cumplen con los dos criterios de selección se realiza un análisis de diversos indicadores. En primer lugar, se realiza un análisis de tendencias para temperaturas mínimas, máximas y precipitaciones. Para ello, los datos fueron agrupados de tres formas distintas: a escala mensual, a escala anual y escala estacional por año. Se obtuvieron las tendencias y el valor p^{16} proveniente de la prueba de Mann-Kendall (McLeod, 2005) para la serie histórica de 36 datos en el periodo 1985-2020. Por ejemplo, la obtención de la tendencia de temperaturas máximas en enero, se toma el promedio de los eneros en el periodo analizado y se usan estos datos para obtener la pendiente de regresión. Lo mismo aplica si se hiciera para los otoños, se agregan todos los valores por año de cada

¹⁶ El valor p corresponde a una probabilidad asociada a ocurrencia de un valor en particular respecto de una hipótesis planteada. Un valor p muy bajo (generalmente inferior a 10%) indica que la posibilidad de que el valor hallado pertenezca al supuesto de base es descartable, por lo que se suele aceptar una hipótesis alternativa.

otoño astronómico¹⁷ y se obtiene la señal de tendencia para estos datos. Finalmente, a escala anual, se agrega la información por año (promedio en temperaturas y caudal y suma en precipitación) y se obtiene el patrón de tendencias sobre estos datos.

Para indicar que la tendencia hallada ha sido significativa en el periodo histórico, el valor p asociado a la prueba debe ser inferior a 10%. Este umbral se define en este valor por dos motivos: 1) las series de datos de análisis suelen ser pequeñas una vez agregadas (en este caso 36 observaciones), por lo que se amplía la probabilidad desde la cual se identifica una tendencia que sea significativa, y, 2) dado que las tendencias a detectar suelen formar parte de un patrón estacional, se hace más difícil distinguir entre un patrón de este tipo y uno de tendencias, de modo que se debe establecer un umbral adecuado para la detección de estas señales.

En el caso del análisis para evaluar la señal histórica del comportamiento de eventos extremos en el área de estudio, se realizó un análisis de tendencias sobre distintos indicadores climáticos (Vicuña et al., 2013) que pueden ser derivados desde las series de datos completos. La Tabla 2-2. detalla estos indicadores, resaltando en negrita aquellos que son reportados en el presente estudio. Cabe señalar que la información no reportada en el cuerpo del presente informe se encuentra en el documento de informe de Anexos.

Tabla 2-2. Definición de indicadores de eventos de extremos calculados. En negrita aquellos reportados en el presente trabajo.

Índice	Descripción	Unidades
Max Tmax	Temperatura máxima de las temperaturas máximas	°C
Min Tmax	Temperatura mínima de las temperaturas máximas	°C
Max Tmin	Temperatura máxima de las temperaturas mínimas	°C
Min Tmin	Temperatura mínima de las temperaturas mínimas	°C
Warm Nights	Nº días Tmin sobre percentil 90 del registro	días

17

Existen dos formas de ver las estaciones del año, de forma meteorológica, que es cuando ocurre el cambio en las condiciones de temperatura, y de forma astronómica, cuando ocurren los solsticios y/o equinoccios.

Índice	Descripción	Unidades
Cold Nights	Nº días Tmin bajo percentil 10 del registro	días
Warm Days	Nº días Tmax sobre percentil 90 del registro	días
Cold Days	Nº días Tmax bajo percentil 10 del registro	días
Summer Days	Nº días Tmax > 25 °C	días
Frost Days	Nº días Tmin < 0 °C	días
Rango	Rango Temperatura Diaria	°C
Desviación	Desviación Estándar de la precipitación	mm
R10mm	Precipitación (P) mayor a 10 mm	días
R20mm	Precipitación mayor a 20 mm	días
TDD	Precipitación menor a 1 mm (días sin lluvia)	días
RX1day	Precipitación máxima	mm
R95%	Días en que P > percentil 95 de P en el registro	días
R75%	Días en que P > percentil 75 de P en el registro	días
P> R95%	Suma de P > percentil 95 de P en el registro	mm
P> R75%	Suma de P > percentil 75 de P en el registro	mm

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a los resultados de tendencia de temperaturas mínimas, en ninguna macrozona existe patrón de tendencias espacialmente marcados y en una sola dirección. Sumado a esto, hay una pequeña cantidad de estaciones cercanas a la línea de transmisión. Existen aumentos y disminuciones moderadas significativas (p -valor < 0,1) a lo largo y ancho de cada una de las macrozonas. En la Macrozona Centro Norte 2 (Figura 2-5) se identifica un número considerable de estaciones con tendencias estadísticamente significativas a la disminución de las temperaturas mínimas de entre -0,3 y -0,9 °C/década. En tanto, en la Macrozona Centro (Figura 2-6) la mayoría de las estaciones oscilan en aumentos y disminuciones moderadas ($\pm 0,2$ °/década).

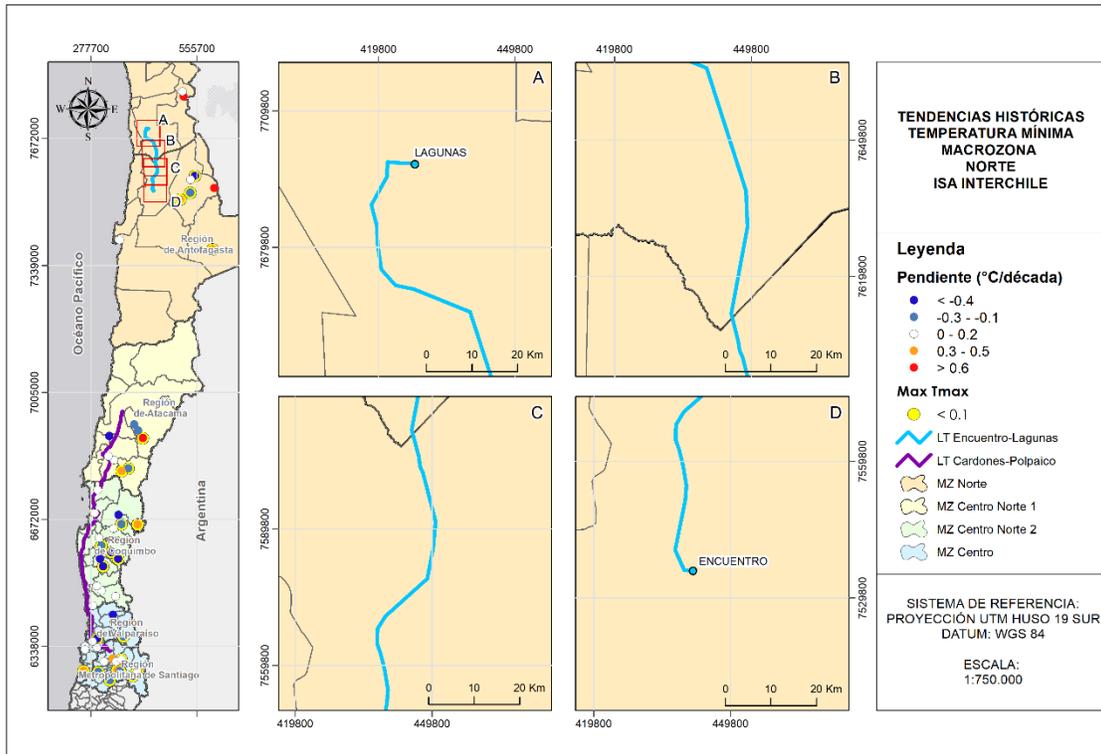


Figura 2-3. Tendencias Temperatura mínima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Norte.

Fuente: Elaboración propia

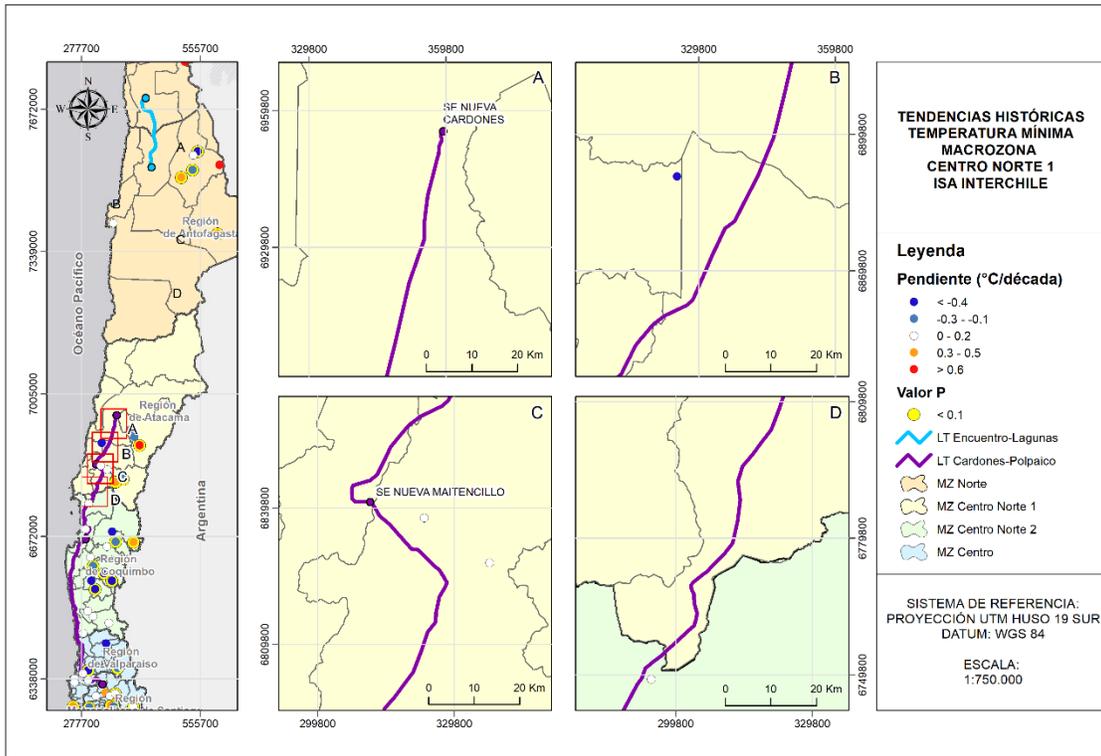


Figura 2-4. Tendencias Temperatura mínima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 1.
 Fuente: Elaboración propia

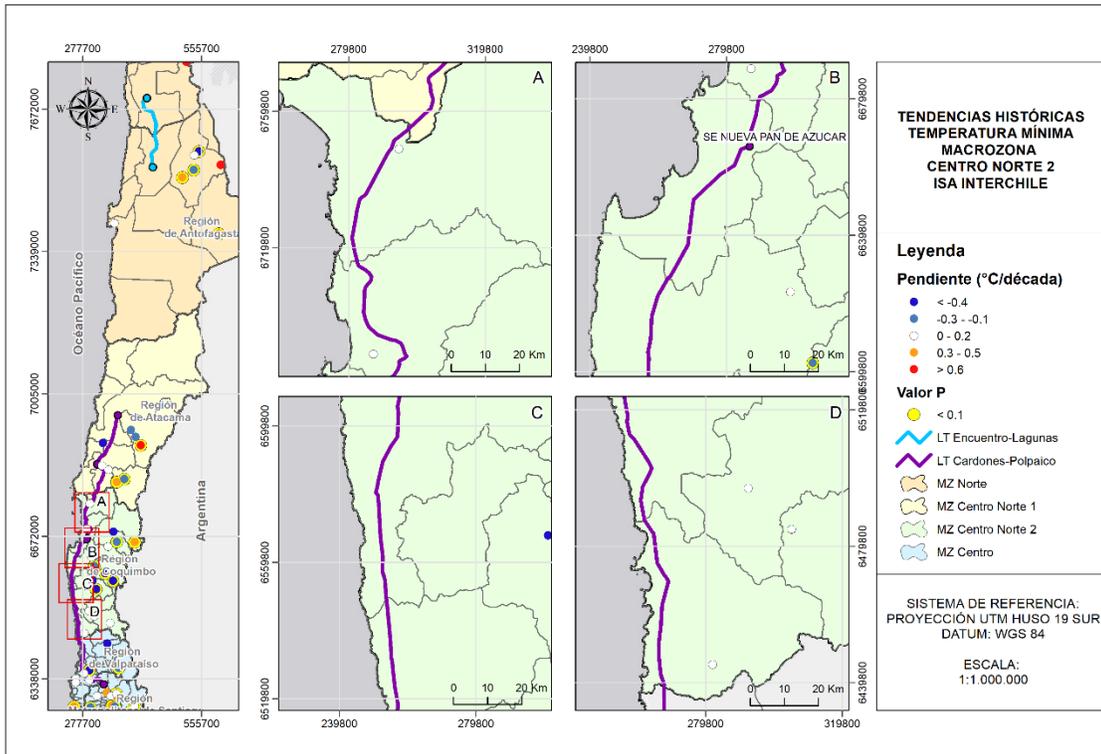


Figura 2-5. Tendencias Temperatura mínima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 2.

Fuente: Elaboración propia

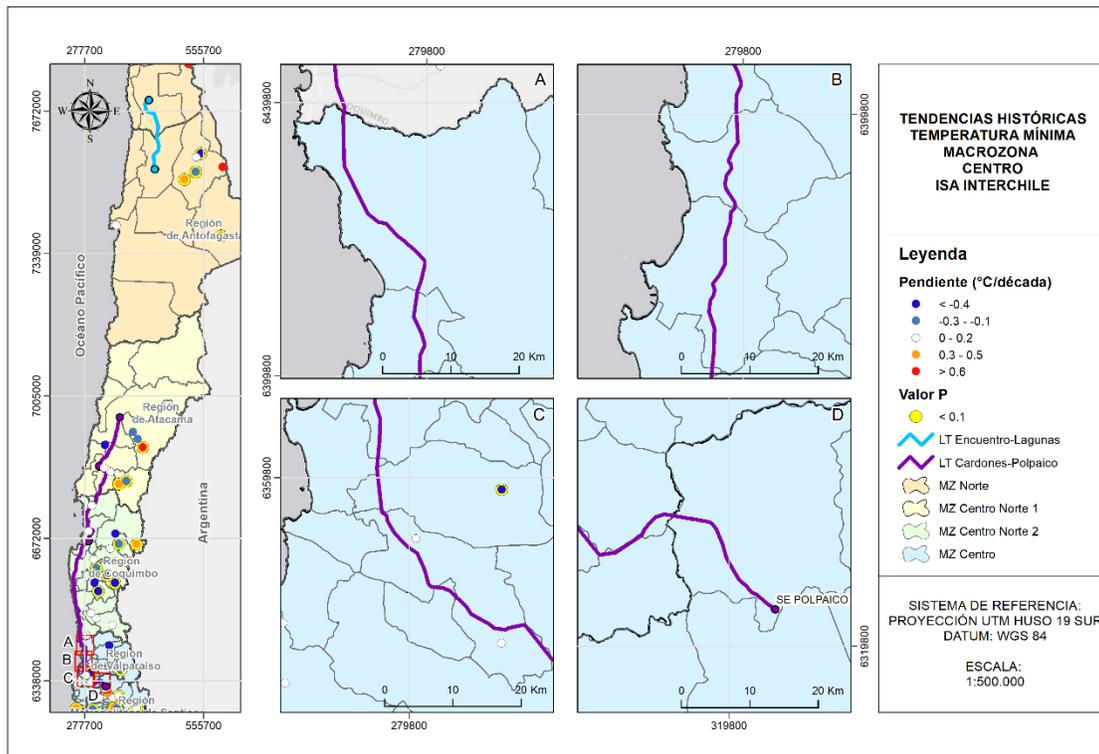


Figura 2-6. Tendencias Temperatura mínima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro.

Fuente: Elaboración propia

En el caso de las temperaturas máximas, en la macrozona Norte (Figura 2-7) no existe una tendencia general clara, ya que existen aumentos y disminuciones significativas de temperaturas máximas en el rango $\pm 0,1$ °C/década dependiendo de la ubicación de la estación. En el caso de la macrozona Centro Norte 1 (Figura 2-8), tampoco hay un patrón claro, ya que algunas estaciones tienen aumentos significativos superiores a los 0,4 °C/década, pero una estación cercana a la línea de transmisión presenta una disminución significativa menor a $-0,1$ °C/década. Tanto en las macrozonas Centro Norte 2 (Figura 2-9) como en la macrozona Centro (Figura 2-10), se aprecian principalmente aumentos entre 0,1 y 0,5 °C/década. En la mayoría de los casos, estos aumentos son significativos (valor $p < 0,1$).

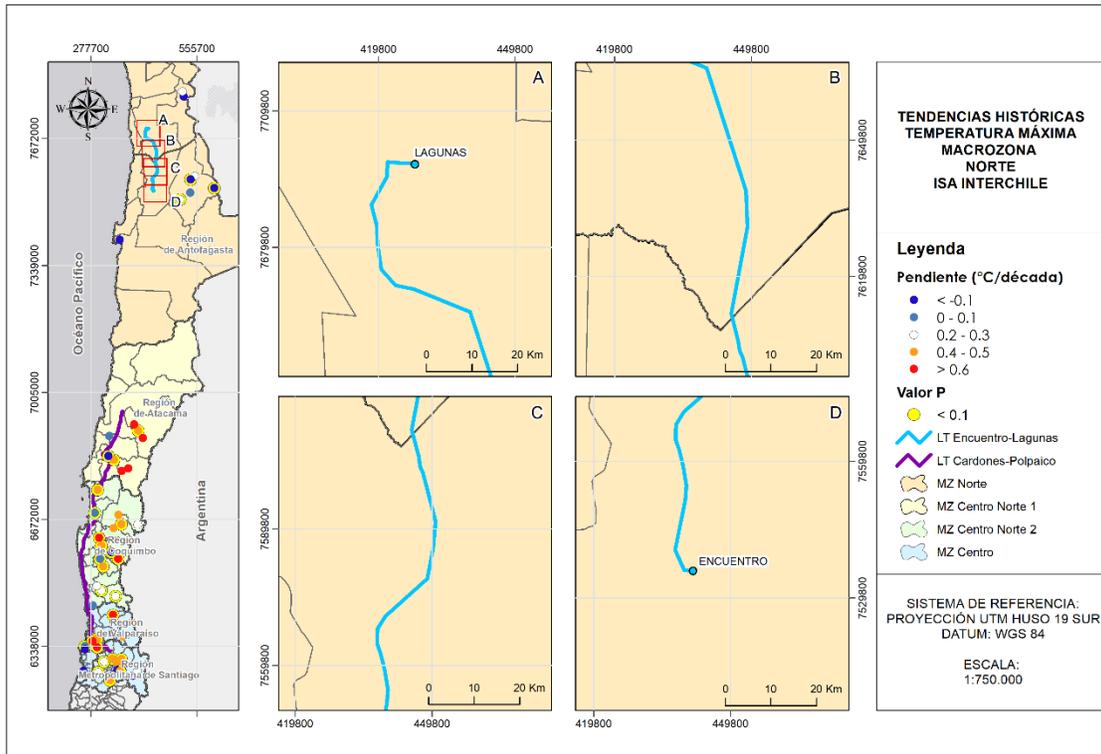


Figura 2-7. Tendencias Temperatura máxima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Norte.

Fuente: Elaboración propia

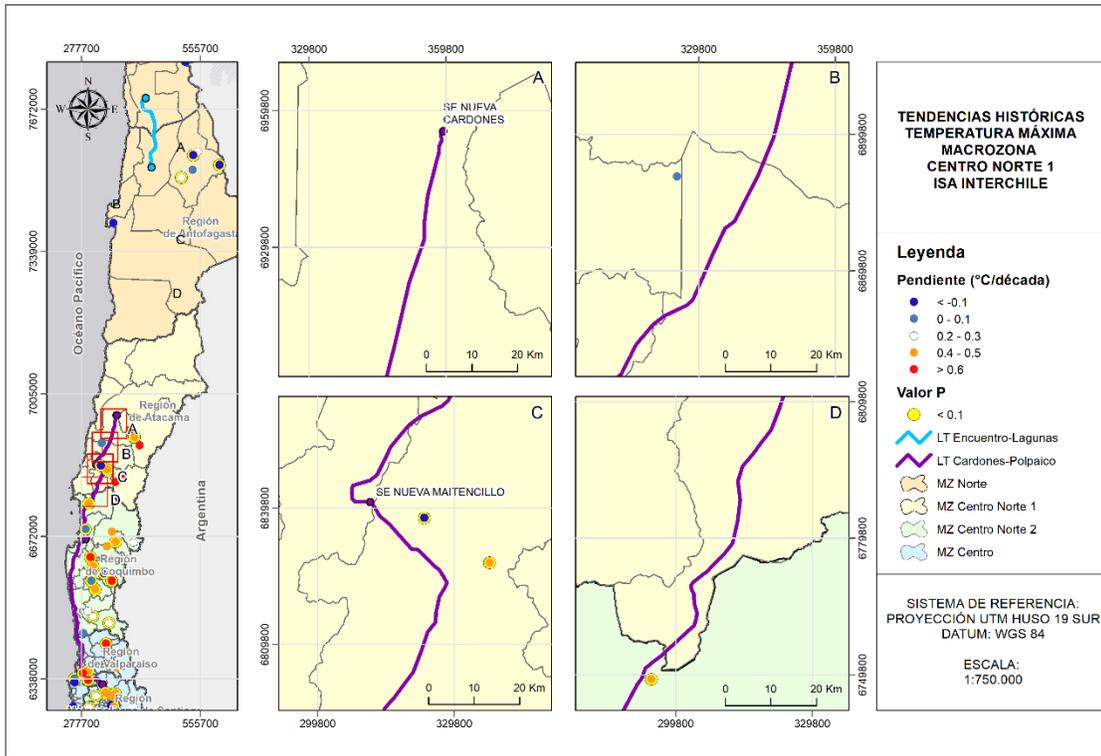


Figura 2-8. Tendencias Temperatura máxima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 1.

Fuente: Elaboración propia

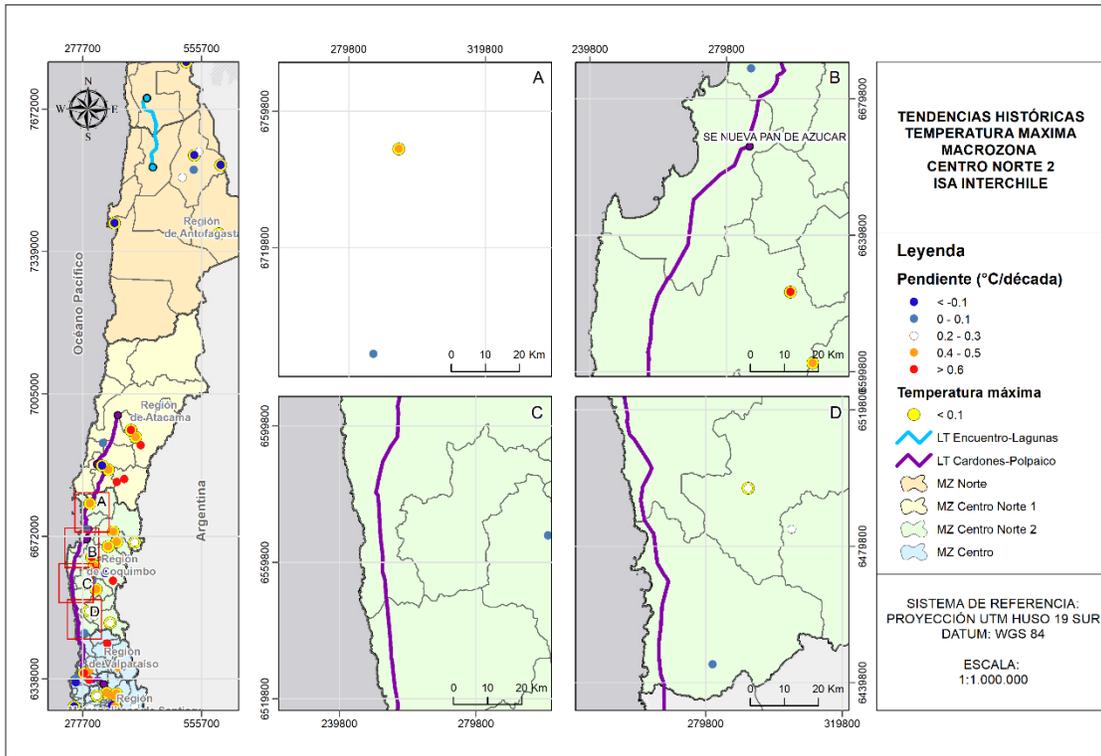


Figura 2-9. Tendencias Temperatura máxima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 2.

Fuente: Elaboración propia

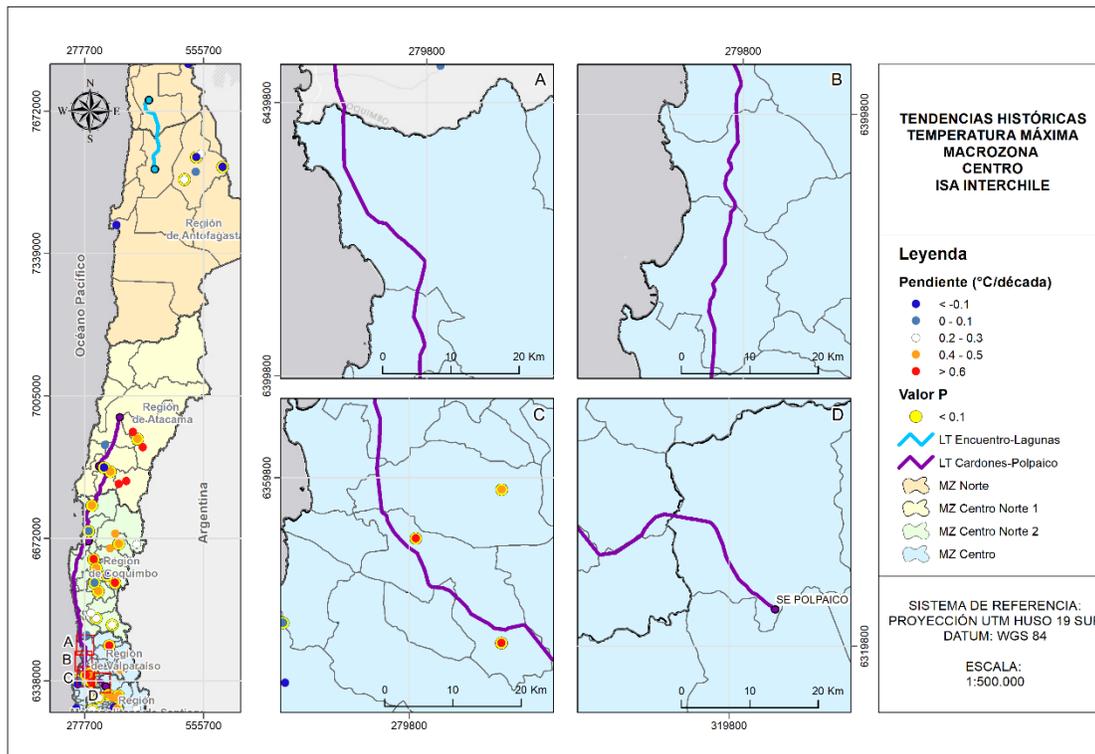


Figura 2-10. Tendencias Temperatura máxima Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro.

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, las precipitaciones presentan un patrón espacial apreciable en sus variaciones históricas para el periodo 1985-2019. En la macrozona Norte (Figura 2-11) no se aprecia una tendencia específica en zonas más cercanas a la costa, aunque en algunas estaciones la tendencia es significativa pese a los bajos montos de agua caída. Por su parte, hacia el altiplano se aprecian estaciones con aumentos de precipitación moderada y alta, pero sin haber significancia estadística. En la macrozona Centro Norte 1 (Figura 2-12) se aprecia un cambio en el patrón de tendencia a partir de la latitud 6839800, pasando de cambios neutros a positivos al norte hacia tendencias de disminución moderada de lluvias (0 a -10% por década) hacia el sur de este punto. Por su parte, en la macrozona Centro Norte 2 (Figura 2-13), se aprecian disminuciones más marcadas tanto se avanza hacia el sur como hacia la cordillera (0 a -20% por década), aunque solo en un caso estos cambios llegan a ser significativos, en el tramo final de la región. Adicionalmente, casi todas las estaciones de la macrozona Centro (Figura 2-14)

muestran disminuciones en las precipitaciones anuales (< -10 %/década), en donde un número considerable de ellas poseen una tendencia estadísticamente significativa.

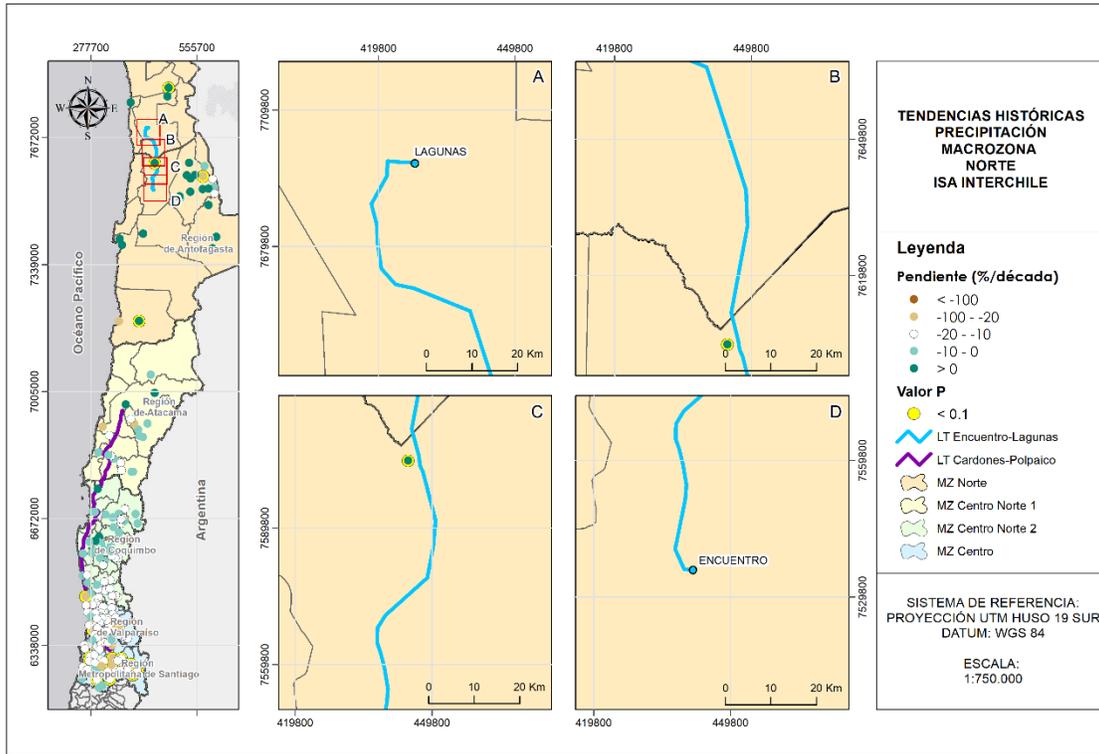


Figura 2-11. Tendencias Precipitación Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Norte.

Fuente: Elaboración propia

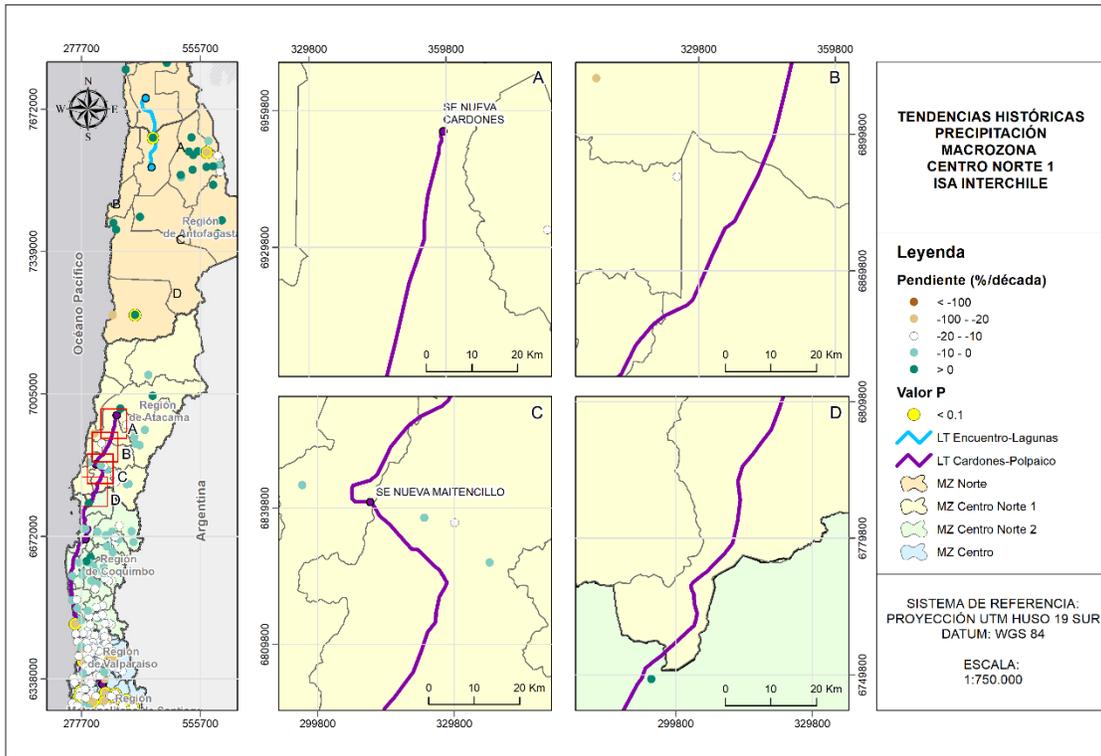


Figura 2-12. Tendencias Precipitación Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 1.
Fuente: Elaboración propia

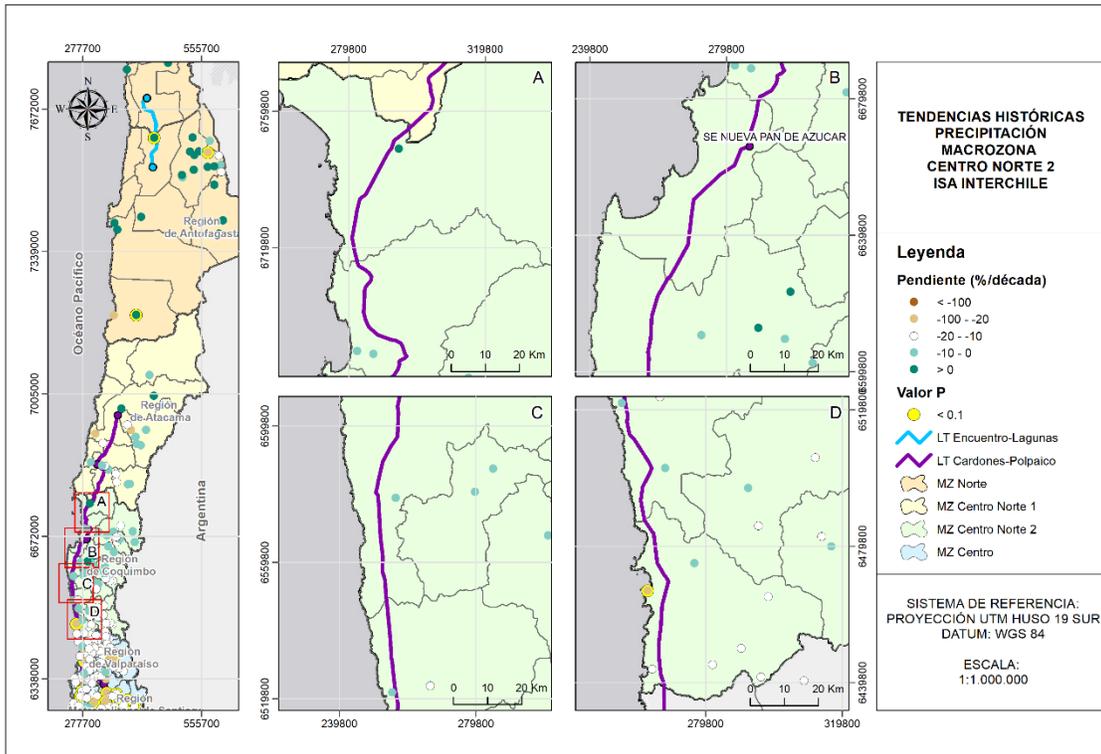


Figura 2-13. Tendencias Precipitación Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro Norte 2.

Fuente: Elaboración propia

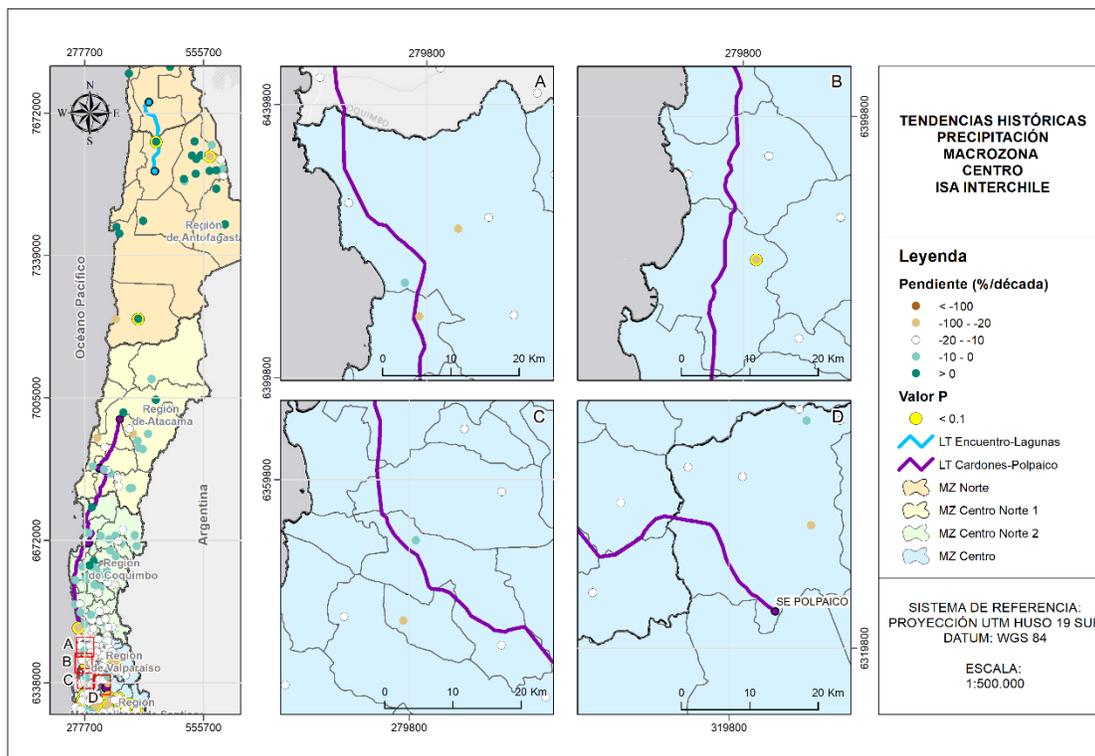


Figura 2-14. Tendencias Precipitación Histórica sobre el periodo 1985-2019 para estaciones cercanas a la línea de transmisión en macrozona Centro.

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los indicadores de eventos extremos calculados (ver informe de Anexos) resulta relevante que, para las máximas de las temperaturas máximas, se aprecia que en todas las macrozonas la mayoría de las estaciones presentan aumentos significativos. Esto ocurre también con independencia de la estación del año, o si es a escala anual. Por otra parte, para las máximas temperaturas mínimas y cantidad de días sobre el percentil 90 de temperaturas mínimas (*WarmNights*), se aprecia en ambos casos que las tendencias en las distintas macrozonas tienden a ser heterogéneas, existiendo disminuciones y aumentos en diversas estaciones, pero con un patrón de descenso del valor de este indicador para otoño e invierno en las macrozonas Centro Norte 2 y Centro. Sí es notoria la magnitud de los aumentos significativos en ambos indicadores en algunas estaciones de la Macrozona Norte en verano, en donde la cantidad de temperaturas mínimas ubicadas sobre el percentil 90 histórico llegan a aumentar en +8 días/década.

Se reportan aumentos anuales y estacionales significativos de la cantidad de días con temperaturas máximas sobre el percentil 90 histórico (*WarmDays*) y sobre 25°C (*SummerDays*) en todas las macrozonas. Las excepciones corresponden a la disminución significativa de uno o ambos indicadores en algunas estaciones de la Macrozona Norte (Coyacagua, Parshall, Conchi Embalse) y Centro (Central Los Morros, Santo Domingo).

Con respecto a las precipitaciones, existen pocas estaciones con cambios estadísticamente significativos en la cantidad de días de lluvia sobre los 10mm (*R10*) y 20mm (*R20*). En el primer caso, sí se identifican estaciones en la Macrozona Centro y Centro Norte 2 con disminuciones anuales estadísticamente significativas. Asimismo, se identifican estaciones con disminución en el invierno y a nivel anual de casi 3 días menos por década a nivel estacional. En el segundo caso se reportan aumentos positivos para la macrozona Centro en algunas estaciones durante la primavera y, en la misma zona, disminuciones anuales promedio cercana a -1 día/década. Mientras que en la Macrozona Centro Norte 2, se identifican estaciones con disminuciones de la misma magnitud en el invierno.

La precipitación menor a 1 milímetro (o días sin lluvia, *TDD*) en la mayoría de los casos en la macrozona Centro Norte 2 y Centro presenta aumentos tanto en meses más fríos como a escala anual. Esto es indicativo de que la cantidad de días en que no caen precipitaciones ha ido aumentando. Por su parte, 4 estaciones entre las macrozonas Centro Norte 1 y 2 en otoño muestran el caso opuesto, con una disminución de los días en que no llueve, pero con valores bajos que bordean los -0,5 días/década. Por otra parte, la precipitación máxima en milímetros (*RX1 day*) presenta un patrón de disminuciones en invierno en todas las estaciones con variaciones significativas, con un rango que oscila en el orden de los -0,7 a -12 mm por década. Existen también aumentos en las precipitaciones máximas en otoño en doce estaciones (dos de macrozona Norte, dos de macrozona Centro Norte 1 y 9 de macrozona Centro Norte 2).

Finalmente, los días en que la precipitación superan el percentil 95 del registro de observaciones (*R95%*), no presentan un patrón evidente en la macrozona Norte, con 5 estaciones indicando aumentos anuales y otras 3 disminuciones. En primavera, existen 11 estaciones que indican disminuciones (todas < +0,5 días/década). Existe un patrón mixto en la macrozona Centro Norte 1 con una tendencia a la disminución en meses de invierno (rondando -1 días/década) y leves aumentos en otoño (también cerca de +1 días/década). En la macrozona Centro Norte 2 parece existir un patrón marcado en invierno y primavera

particularmente, el que muestra disminución de R95% significativas en numerosas estaciones de medición. Por último, en la macrozona Centro existe un patrón de disminución significativo más marcado sobre todo en invierno (cerca de -2 días/década) y a escala anual (cerca -3 días/década).

2.3.3 Análisis de concordancia entre modelos GCM CMIP6 y observaciones.

Para resolver este propósito, se utiliza una metodología de selección de modelos climáticos que se basa en la asociación de los datos obtenidos desde las observaciones (estaciones) con aquellos provenientes para cada modelo en un periodo histórico coincidente (en el presente 1985-2019). Esta relación se mide en base a dos estadígrafos: a) El Sesgo de Promedio Anual (SPA), calculado como el valor absoluto de la diferencia porcentual entre la media anual de precipitación o temperatura del modelo j interpolada en esta estación i y menos el mismo valor obtenido en la estación i , y dividido por este último.

$$SPA = \left| \frac{(\bar{x}_{ij} - \bar{x}_i)}{\bar{x}_i} \right|$$

y b) el Sesgo de Coeficiente de Variación (SCV) que corresponde al valor absoluto de la diferencia porcentual entre los coeficientes de variación del modelo j en la coordenada de la estación i y el coeficiente de variación en la estación meteorológica para la variable correspondiente, dividido por este último término.

$$SCV = \left| \frac{(s_{ij}/\bar{x}_{ij} - s_i/\bar{x}_i)}{s_i/\bar{x}_i} \right| = \left| \frac{(CV_{ij} - CV_i)}{CV_i} \right|$$

Aquellos modelos con un valor SPA más cercano a 0 muestran un mayor grado de ajuste histórico entre las observaciones y las estimaciones del modelo, así como aquellos con un SCV cercano a 0 muestran una dispersión similar con las observaciones. Debido a la importancia que tiene la precipitación en los riesgos sobre aluviones, y siendo la variable con mayor dispersión de proyección particularmente en la macrozona Norte, se selecciona los modelos que mejor representan esta variable de acuerdo con el sesgo de promedio anual (SPA) para la precipitación. Además, se considera también para la selección de los modelos que mejor representan las macrozonas, la variación entre los cambios esperados de cada modelo para temperaturas y precipitación respecto del periodo de

referencia histórico (1985-2019), hacia los periodos futuros 2021-2040, 2041-2060 y 2081-2100, considerando los escenarios de emisión SSP2-4.5 y SSP5-8.5.

2.3.4 Selección de modelos CMIP6 para análisis de riesgos.

Para cada macrozona se seleccionan los modelos que mejor representan la macrozona según el valor del sesgo SPA para la precipitación. En la Tabla 2-3 a la Tabla 2-6 se tienen los valores de los sesgos (SPA y SCV) para precipitación y temperatura, y además, se incluyen los valores de las proyecciones futura para el periodo 2020-2054 los modelos por macrozona. En la Tabla 2-7 se presenta el resumen de los modelos seleccionados para cada área, que son la unión de los mejores modelos para cada macrozona y los modelos que fueron usados en el Balance Hídrico Nacional (DGA, 2017).

Es posible notar en la Tabla 2-3, que los valores de SPA para precipitación en la zona norte son bastante altos en comparación con las otras macrozonas. Esto se debe a que la macrozona Norte presenta un clima desértico con eventos de precipitación esporádicos, los que son difíciles de simular a escala global. Eso impacta en los valores de las proyecciones, que para la temperatura es consistente entre los modelos, mientras que para la precipitación varía entre un aumento de precipitación de un 25% y una disminución de precipitación de un 18%, aproximadamente, para esta macrozona.

Tabla 2-3: Listado de los 10 primeros modelos (de un total de 35) con mejor ajuste a las observaciones en la Macrozona Norte. En rojo se destacan aquellos seleccionados.

Ranking	Modelo	Precipitación		Temperatura		Proyección (2020-2054)	
		SPA	SCV	SPA	SCV	Precip	Temp
1	CIESM	0,802	0,525	0,428	0,185	25,151	0,875
2	AWI.CM.1.1.MR	23,053	0,432	0,097	0,173	3,506	1,282
3	MPI.ESM1.2.HR	23,372	0,451	0,094	0,169	-12,635	1,243
4	ACCESS.CM2	26,188	0,389	0,088	0,161	24,482	1,597
5	GFDL.CM4	27,697	0,510	0,100	0,173	-3,916	2,004
6	FGOALS.g3	29,582	0,571	0,101	0,163	7,981	1,080

Ranking	Modelo	Precipitación		Temperatura		Proyección (2020-2054)	
		SPA	SCV	SPA	SCV	Precip	Temp
7	MPI.ESM1.2.LR	30,644	0,507	0,086	0,153	-18,244	1,107
8	GFDL.ESM4	34,245	0,520	0,096	0,160	-14,866	1,467
9	KACE.1.0.G	34,434	0,471	0,108	0,172	2,839	2,021
10	ACCESS.ESM1.5	36,112	0,583	0,090	0,168	10,663	1,684

Fuente: Elaboración propia.

Los valores de SPA de precipitación para la zona Centro Norte 1 (Atacama) presentados en la Tabla 2-4 son bajos, pero también se observa que hay cierta variabilidad en las proyecciones de los modelos, los que varían entre una disminución de un 37% y un aumento de 3% en la precipitación. Al igual que en la macrozona Norte, los valores de proyección para la temperatura son consistentes.

Tabla 2-4: Listado de los 10 primeros modelos (de 35) con mejor ajuste a las observaciones en la Macrozona Centro Norte 1. En rojo se destacan aquellos seleccionados.

Ranking	Modelo	Precipitación		Temperatura		Proyección (2020-2054)	
		SPA	SCV	SPA	SCV	Precip	Temp
1	CIESM	0,913	0,552	3,072	1,590	3,909	1,348
2	BCC.CSM2.MR	2,112	0,618	0,867	1,595	-0,938	1,245
3	NESM3	2,142	0,448	1,131	1,436	-37,037	1,754
4	MPI.ESM1.2.LR	2,273	0,447	0,830	1,374	-21,035	1,026
5	GFDL.CM4	2,667	0,574	1,025	1,599	-15,974	1,717
6	AWI.CM.1.1.MR	3,100	0,439	0,913	1,458	-0,045	1,137
7	EC.Earth3.Veg	3,271	0,595	1,044	1,428	0,209	1,416
8	GFDL.ESM4	3,443	0,499	0,947	1,511	-4,384	1,140

9	EC.Earth3.Veg.LR	3,450	0,547	0,928	1,386	-19,497	1,330
10	EC.Earth3	3,521	0,548	1,046	1,450	-20,667	1,393

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 2-5 se presentan los valores de sesgos y proyecciones para la macrozona Centro Norte 2 (Coquimbo). Se puede observar que los valores de SPA para precipitación son bajos, y también que ya se presenta mayor consistencia en las proyecciones de los modelos hacia el futuro, donde todos estiman una disminución en las precipitaciones, los que varían entre un 4% de aumento y un 45% de disminución.

Tabla 2-5: Listado de los 10 primeros modelos (de 35) con mejor ajuste a las observaciones en la Macrozona Centro Norte 2. En rojo se destacan aquellos seleccionados

Ranking	Modelo	Precipitación		Temperatura		Proyección (2020-2054)	
		SPA	SCV	SPA	SCV	Precip	Temp
1	BCC.CSM2.MR	0,340	0,481	0,249	0,457	0,382	1,245
2	ACCESS.ESM1.5	0,546	0,358	0,242	0,452	-8,690	1,504
3	MPI.ESM1.2.LR	0,550	0,295	0,238	0,394	-14,601	1,026
4	ACCESS.CM2	0,554	0,431	0,250	0,436	-7,788	1,561
5	NESM3	0,566	0,207	0,324	0,412	-40,700	1,754
6	CanESM5	0,567	0,422	0,239	0,387	-21,260	1,931
7	AWI.CM.1.1.MR	0,628	0,276	0,262	0,418	-2,580	1,137
8	INM.CM4.8	0,668	0,555	0,252	0,434	-4,191	1,220
9	KACE.1.0.G	0,735	0,456	0,249	0,442	-20,740	1,816
10	EC.Earth3.Veg	0,757	0,440	0,300	0,409	-10,126	1,416

Fuente: Elaboración propia.

Los valores de SPA de precipitación para la zona Centro presentados en la Tabla 2-6 son bajos, y las proyecciones de precipitación tienden a la disminución, con un rango de variabilidad menor que para la macrozona Centro Norte 2 (disminución varía entre 0,4% de aumentos y 41% de disminución).

Tabla 2-6: Listado de los 10 primeros modelos (de 35) con mejor ajuste a las observaciones en la Macrozona Centro. En rojo se destacan aquellos seleccionados

Ranking	Modelo	Precipitación		Temperatura		Proyección (2020-2054)	
		SPA	SCV	SPA	SCV	Precip	Temp
1	BCC.CSM2.MR	0,340	0,481	0,249	0,457	0,382	1,245
2	ACCESS.ESM1.5	0,546	0,358	0,242	0,452	-8,690	1,504
3	MPI.ESM1.2.LR	0,550	0,295	0,238	0,394	-14,601	1,026
4	ACCESS.CM2	0,554	0,431	0,250	0,436	-7,788	1,561
5	NESM3	0,566	0,207	0,324	0,412	-40,700	1,754
6	CanESM5	0,567	0,422	0,239	0,387	-21,260	1,931
7	AWI.CM.1.1.MR	0,628	0,276	0,262	0,418	-2,580	1,137
8	INM.CM4.8	0,668	0,555	0,252	0,434	-4,191	1,220
9	KACE.1.0.G	0,735	0,456	0,249	0,442	-20,740	1,816
10	EC.Earth3.Veg	0,757	0,440	0,300	0,409	-10,126	1,416

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 2-7 se presenta un resumen de los modelos seleccionados por macrozona y se calcula el promedio de los ranking para indicar cuales en términos generales representan mejor toda el área de estudio de manera general.

Tabla 2-7: Modelos seleccionados por macrozona y su ranking promedio.

Modelo	Norte	Centro norte 1	Centro norte 2	Centro	Promedio ranking
CIESM	1	1	3	18	5.75

Modelo	Norte	Centro norte 1	Centro norte 2	Centro	Promedio ranking
AWI.CM.1.1.MR	2	6	6	7	5.25
MPI.ESM1.2.HR	3	20	20	20	15.75
ACCESS.CM2	4	16	17	4	10.25
MPI.ESM1.2.LR	7	4	4	3	4.5
ACCESS.ESM1.5	10	13	5	2	7.5
NESM3	14	3	2	5	6
EC.Earth3.Veg.LR	15	9	7	11	10.5
BCC.CSM2.MR	25	2	1	1	7.25

Fuente: Elaboración propia.

Los modelos seleccionados serán utilizados en la obtención de cada uno de los riesgos físicos a evaluar en el presente estudio para los escenarios CMIP6 SSP2-4.5 y SSP5-8.5 para los periodos cercano (2021-2040), intermedio (2041-2060) y lejano (2081-2100).

2.3.5 Metodología de downscaling para la obtención de datos desde modelos seleccionados.

Con el propósito de reducir la escala espacial de los modelos GCM seleccionados, se debe aplicar una metodología de reducción de escala que lleve los datos de la grilla nativa de cada modelo a una grilla regular más fina. Esta última corresponde a la grilla espacial definida el proyecto ARClím, la que presenta una resolución espacial de 0,05° (aproximadamente 5km), de modo que permite caracterizar correctamente tanto fenómenos de meso escala como, en este caso, riesgos vinculados a infraestructuras con alta distribución espacial. Para realizar este proceso, se utilizará la metodología *Unbiased Quantile Mapping* (UQM) (Cannon et al., 2015).

El método UQM (Unbiased Quantile Mapping) es una técnica ampliamente utilizada para realizar downscaling de datos de Modelos Climáticos Globales (GCM) a una escala local o regional. El objetivo principal del UQM es corregir los sesgos sistemáticos presentes en las proyecciones climáticas de los GCM y obtener estimaciones más precisas y realistas de variables climáticas en una escala más detallada (Gudmundsson et al., 2012).

La metodología del UQM se basa en la igualación de cuantiles empíricos entre los datos observados en la región de interés y las proyecciones del GCM. El método se implementa en varios pasos detallados a continuación:

- **Cálculo de cuantiles empíricos:** Para cada variable climática que se desea downscale, se calculan los cuantiles empíricos tanto para los datos observados en la región objetivo como para las proyecciones del GCM. Los cuantiles representan los valores que dividen la distribución de datos en porcentajes iguales, por ejemplo, el cuantil 0.5 es la mediana que divide la distribución en dos partes iguales.
- **Ajuste de cuantiles:** El siguiente paso es ajustar los cuantiles del GCM para que coincidan con los cuantiles observados en la región. Esto se realiza mediante una función de ajuste que relaciona los cuantiles del GCM con los cuantiles observados. La función de ajuste puede ser lineal, logarítmica u otra, dependiendo de las características de los datos y la variable climática en cuestión.
- **Corrección de datos:** Con la función de ajuste, se corrigen los valores proyectados del GCM para que los cuantiles empíricos coincidan con los cuantiles observados. Esta corrección es aplicada para todos los valores de la serie temporal de las variables climáticas.

Es importante destacar que la función de ajuste puede variar dependiendo de la variable climática y los datos específicos utilizados en el proceso. Además, existen variantes del método UQM que pueden incorporar correcciones adicionales, como considerar la corrección de la variabilidad en la distribución de datos para obtener resultados aún más precisos. Esto último será aplica en la macrozona Norte, en donde la baja densidad de estaciones y la menor cantidad de registro respecto de las otras macrozonas hace necesaria la incorporación de correcciones adicionales.

2.4 Desagregación de series temporales para análisis de riesgo vinculado a aluviones

2.4.1 Obtención de series a paso horario por método de transformada de Fourier.

En el contexto del análisis de riesgos referente a aluviones, Para analizar con mayor nivel de detalle las variables climáticas en cuestión, se propone el uso de una metodología de desagregación de los datos que convierte el paso de tiempo diario a paso horario. A nivel nacional, no existen series extensas de clima horario, pero en los últimos años (desde 2008 principalmente) Instituciones como la Dirección Meteorológica de Chile (DMC), la Red Agroclimática Nacional (RAN/AGROMET) y el Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA) han comenzado a registrar observaciones en dicho paso de tiempo. Lo anterior, permite calibrar distintos modelos de desagregación horaria de variables climáticas de interés.

Para el presente estudio, en el caso de las temperaturas extremas se ha utilizado un método basado en descomposición de Fourier (Campbell y Norman, 1998), el cual asume que la temperatura mínima ocurre justo antes del amanecer y la máxima 2 horas después del paso cenital del sol. La temperatura para cada paso de tiempo depende de las mínimas y máximas en días cercanos y de una función adimensional $\Gamma(t)$ dependiente de la hora del día t , definida como:

$$\Gamma(t) = 0,44 - 0,46 \sin(\omega t + 0,9) + 0,11 \sin(2\omega t + 0,9)$$

donde ω es igual a $\frac{\pi}{12}$. La temperatura horaria $T(t)$ está dada entonces por:

$$T(t) = \begin{cases} T_{max,t-1}\Gamma(t) + T_{min,t}[1 - \Gamma(t)] & , 0 \leq t < 5 \\ T_{max,t}\Gamma(t) + T_{min,t}[1 - \Gamma(t)] & , 5 \leq t < 14 \\ T_{max,t}\Gamma(t) + T_{min,t+1}[1 - \Gamma(t)] & , 14 \leq t < 24 \end{cases}$$

2.4.2 Obtención de series de precipitación a paso horario

También en el contexto de riesgos referentes a aluviones, se suele utilizar información de mediciones subdiarias, debido a que permite estimar con mayor

precisión la intensidad y duración efectiva de cada evento de precipitación. En Chile, existen escasas mediciones horarias y aquellas disponibles se concentran en la zona central del país, con una extensión que no supera los 8 años continuos. Es por esto que se propone explorar la desagregación de las mediciones diarias de precipitación a un paso de tiempo horario. Se especifica que es una exploración, ya que la poca cantidad de información de lluvias en la Macrozona Norte podría limitar (aumentar demasiado la incertidumbre) la aplicación de la metodología propuesta.

Utilizando como referencia la precipitación horaria del producto ERA5 (Copernicus Climate Change Service, 2017) e implementando una desagregación para cada zona de interés, el procedimiento es el siguiente:

- 1) Obtención de los datos ERA5 a escala horaria para cada zona de interés, y posterior agregación a escala diaria.
- 2) Análisis comparativo entre series diarias de ERA5 y series diarias observadas.
- 3) Remoción de sesgo usando alguna técnica de *Bias Correction* del tipo *Quantile Mapping* (Wood et al., 2002) para obtener la serie diaria insesgada ERA5-BC. Originalmente se pretende usar el método *Quantile Mapping* estándar, debido a que se estarán comparando series históricas.
- 4) Desagregación a escala horaria de la serie ERA5-BC. Para esto se utilizará la misma distribución temporal horaria de las series horarias originales ERA5, la que se utilizará para desagregar el valor diario proveniente de ERA5-BC.

Para la generación de series horarias de clima futuro en base a las series diarias que se obtengan para cada GCM, se utilizará el método de desagregación *k-Nearest Neighbours (k-NN)* (Lall y Sharma, 1996), que sido usado exitosamente en estudios locales e internacionales (e.g., Barría et al., 2021; Greene et al., 2012). Para este propósito, se buscan los días análogos de la serie histórica diaria y se seleccionan los *k* días más cercanos, estimando la distancia euclidiana ponderada, que se calcula como:

$$r_{im} = \sqrt{\sum_{l=1}^d w_l \cdot (v_{ml} - \widehat{v}_{il})^2}$$

Donde

v_{ml} : Valor histórico observado en el tiempo m de la variable o estación l .

\widehat{v}_{il} : Valor simulado que se quiere desagregar en el tiempo i de la estación o variable l .

w_l : Factor de peso para variable l . Puede ser $1/s_l$, en donde s_l es el rango o desviación estándar de v_{ml} .

Finalmente, se elige de entre los k candidatos de forma aleatoria, asignando una probabilidad ponderada a cada uno (una mayor similitud significa una mayor posibilidad de ser seleccionado). Este valor es adoptado para desagregar usando su precipitación horaria. El proceso se repite para cada día procurando preservar la magnitud diaria de la serie de clima futuro original, realizando un escalamiento multiplicativo de ser necesario.

La zona de estudio en su gran mayoría se caracteriza por tener numerosos meses con pocos eventos de precipitación, por lo que, para ampliar la base de referencia, se generará una serie sintética de larga extensión (500-1000 años) preservando la estacionalidad y consistencia temporal del periodo de referencia histórico observado diario. Para esta generación se adoptará un método estocástico de análogos k -NN, en el cual se identifican también análogos dentro del registro histórico de precipitación y temperaturas diarias. En este caso, el método toma como día inicial el último día del registro histórico. Luego, se busca en una ventana representativa de la misma época del año, los k días que más se parecen al de comparación. Esta ventana suele ser de un tamaño acotado, entre 10 y 15 días previos y posteriores al día en evaluación. Por ejemplo, si el día inicial es el 31 de diciembre, se estimará la distancia euclidiana con todos los días históricos entre el 16 de diciembre y el 15 de enero. Dentro de los k días seleccionados, se escogerá uno de forma aleatoria asignando una probabilidad ponderada a cada uno (una mayor similitud significa una mayor posibilidad de ser seleccionado). Las condiciones climáticas del día siguiente al identificado por el método se asignan al día siguiente a generar. Este proceso se repite para generar clima todos los días del año, por tantos años como se estime necesario.

3 CONCLUSIONES

En el presente estudio se han analizado las amenazas y riesgos sobre los tramos de la Línea de Trasmisión Eléctrica de INTERCHILE. El primer trazado, Encuentro-Lagunas, posee una extensión de casi 193 kilómetros, mientras que Cardones-Polpaico, el segundo trazado, una extensión total de 765 km.

Las principales conclusiones para cada uno de los análisis realizados se pueden mencionar como:

- Existe una clara señal de aumento de temperaturas máximas históricas en todas las macrozonas, cuya significancia es variable, que se ve compensada por disminuciones de temperaturas mínimas en macrozonas Centro Norte 1 y 2. No obstante, el resto de las macrozonas también presenta aumentos.
- Desde el sur de la macrozona Centro Norte 1 se aprecia una disminución decadal histórica de las precipitaciones, las que se vuelven significativas en gran parte de las estaciones analizadas en la macrozona Centro. Hacia el norte, los cambios son neutros o incluso positivos, pero no significativos.
- Los eventos extremos históricos han ido aumentando, sobre todo aquellos vinculados a precipitaciones como el aumento del número de días sin lluvia o aquellos asociados a temperatura como días en que la temperatura supera el percentil 90 del registro.
- Las amenazas vinculadas cambios en patrones de precipitación y temperatura, a aluviones, a incendios y olas de calor existen y son relevantes, aunque en algunos casos muy locales (como en aluviones) o muy vinculadas a la cercanía del trazado (como en el caso de incendios). En el caso de periodos secos vinculados a lavado por precipitaciones, el comportamiento es misceláneo.

4 REFERENCIAS

- AEMO. (2022). 2022 Integrated System Plan For the National Electricity Market. <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en>.
- Agencia de Sostenibilidad Energética. (2023). Electromovilidad en Chile. https://lookerstudio.google.com/reporting/4a522b4d-2073-49ea-87209fdae7904eb6/page/p_jhyxfyrmsc?s=gtdAP8-UmOc.
- Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Barbosa, L. S. N. S., & Breyer, C. (2019). Analysing the feasibility of powering the Americas with renewable energy and inter-regional grid interconnections by 2030. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 187–205. doi:10.1016/j.rser.2019.01.046.
- Akaike H (1974) A new look at the statistical model identification. *IEEE Trans Autom Control* 19:716–722
- Aleotti, P. (2004). A warning system for rainfall-induced shallow failures. *Engineering Geology*, 73(3-4), 247-265. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2004.01.007>
- Americans for a Clean Energy Grid. (2014). High Voltage Direct Current Transmission. <https://cleanenergygrid.org/wp-content/uploads/2014/08/High-Voltage-Direct-Current-Transmission.pdf>.
- Amulén, Centro de Cambio Global UC y Centro UC Derecho y Gestión de Aguas (Amulén, CCG-UC y CDGA-UC). (2019). Pobres de Agua. Recuperado de: <https://drive.google.com/file/d/1Bv6BoTX2xrFbp8meGFPjjigSTPPPZ-a/view>
- Arana, M. T., Casagrande, A., Cavieres, A., Espejo, S., Gilabert, H., León, J., & Robert, A. (2018). Prevención de incendios forestales: Propuestas para una mirada más efectiva e integral. Centro de Políticas Públicas UC. <https://repositorio.uc.cl/xmlui/bitstream/handle/11534/45740/N-110%20Prevenci%20de%20incendios%20forestales.%20%20Propuestas%20para%20una%20mirada%20m%20Bis%20efectiva%20e%20integral.pdf?sequence=1>
- Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC). (2023). Ventas acumuladas de vehículos de cero y bajas emisiones. <https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2023/07/06-ANAC-Informe-vehiculos-cero-y-bajas-emisiones-Junio-2023.pdf>.

- Barbosa L., Bogdanov D., Vainikka P., Breyer C. (2017). Hydro, wind and solar power as a base for a 100% renewable energy supply for South and Central America. *PLoS ONE* 12(3): e0173820. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0173820>.
- Barría, P., Chadwick, C., Ocampo-Melgar, A., Galleguillos, M., Garreaud, R., Díaz-Vasconcellos, R., ... & Poblete-Caballero, D. (2021). Water management or megadrought: what caused the Chilean Aculeo Lake drying?. *Regional Environmental Change*, 21(1), 1-15.
- Beverly, J., McLoughlin, N., & Chapman, E. (2021). A simple metric of landscape fire exposure. *Landscape Ecology*, 36. <https://doi.org/10.1007/s10980-020-01173-8>
- Bjånes, A.; De La Fuente, R.; Mena, P. (2021). A deep learning ensemble model for wildfire susceptibility mapping. *Ecological Informatics* 65 (2021) 101397. <https://doi.org/10.1016/j.ecoinf.2021.101397>
- Blanco, H., & Faaij, A. (2018). A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1049–1086. doi:10.1016/j.rser.2017.07.062.
- Børdal, E. F., Mallapragada, D., Botterud, A., & Korpås, M. (2020). Decarbonization synergies from joint planning of electricity and hydrogen production: A Texas case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(58), 32899–32915. doi:10.1016/j.ijhydene.2020.09.127.
- Boisier, J. P., Alvarez-Garreton, C., Cordero, R. R., Damiani, A., Gallardo, L., Garreaud, R. D., ... & Rondanelli, R. (2018). Anthropogenic drying in central-southern Chile evidenced by long-term observations and climate model simulations. *Elementa: Science of the Anthropocene*, 6.
- Cannon, A. J., Sobie, S. R., & Murdock, T. Q. (2015). Bias correction of GCM precipitation by quantile mapping: How well do methods preserve changes in quantiles and extremes?. *Journal of Climate*, 28(17), 6938-6959.
- Cao, Y., Wang, M.; Liu, K. (2017). Wildfire Susceptibility Assessment in Southern China: A Comparison of Multiple Methods. *International Journal of Disaster Risk Science*, 8(2), 164–181. <https://doi.org/10.1007/s13753-017-0129-6>
- CEN (2022). Plan de Obras de Generación 2022. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/12/Apendice-II-Plan-de-Obras-de-Generacion-2022.pdf>.

- Chang J., Pfeifenberger J. (2013). The Benefits of Electric Transmission: Identifying and Analyzing the Value of Investments. Brattle Group. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2017/10/8223_the_benefits_of_electric_transmission_-_identifying_and_analyzing_the_value_of_investments_chang_pfeifenberger_hagerty_jul_2013.pdf.
- Chen, M., Gao, X., Wang, X., Luo, M., Lin, Y., Saarinen, N., Sun, Y., Cui, G., & Huang, Y. (2020). A Risk analysis framework for transmission towers under potential pluvial flood - LiDAR survey and geometric modelling. *International journal of disaster risk reduction*, 50, 101862. <https://doi.org/10.1016/j.ijdr.2020.101862>
- ChileAtiende. (2023). Subsidio al pago de consumo de agua potable y servicio de alcantarillado. Recuperado de: <https://www.chileatiende.gob.cl/fichas/51314-subsidio-al-pago-de-consumo-de-agua-potable-y-servicio-de-alcantarillado>
- Comisión Nacional para los Derechos Humanos (CNDH). (2018). Impactos de Proyectos Energéticos en Comunidades Indígenas. Ciudad de México, México.
- CONAF. (2011). Catastro de los recursos vegetacionales nativos de Chile: Monitoreo de cambios y actualizaciones período 1997 – 2011
- Clack C., Choukulkar A., Coté B., McKee S. (2020). Why Local Solar For All Costs Less: A New Roadmap for the Lowest Cost Grid. https://www.vibrantcleanenergy.com/wp-content/uploads/2020/12/WhyDERs_TR_Final.pdf.
- CNE (2023a). Pequeños Medios de Generación en Chile. Energía Abierta. Recuperado de: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/pequenos-medios-de-generacion-en-chile/>.
- CNE (2023b). Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2022. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/05/ITF-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2022.pdf>.
- Copernicus Climate Change Service (2017). ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
- Corominas, J.: Landslides and climate. Keynote lecture, in: Proceedings of the 8th International Symposium on Landslides, edited by: Bromhead, E., Dixon, N., and Ibsen, M. L., A. A. Balkema, Cardiff, 4, 1–33, 2000.

- Cramer, M., McCray, J., Pater, M., & Sache, R. (2018). Wildfire and Electric Utility Infrastructure: Impacts and Mitigation Strategies. In: In: Brebbia C.A. (eds) WIT Transactions on Ecology and the Environment. WIT Press. doi: 10.2495/FRIAR180131
- Dasgupta, S., Qu, J. J., & Hao, X. (2006). Design of a susceptibility index for fire risk monitoring. IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters, 3(1), 140–144. <https://doi.org/10.1109/LGRS.2005.858484>
- Dirección de Obras Hidráulicas (DOH). (2022). Catastro de Operadores SSR. Recuperado de: https://doh.mop.gob.cl/SSR/docs/Catastro_organizaciones_nov22.xls
- Dirección de Obras Hidráulicas (DOH). (2023). Programa de Agua Potable Rural MOP. Acerca del Programa APR. Recuperado de: <https://doh.mop.gob.cl/APR/AcercadeAPR/Paginas/acercaAPR.aspx>
- DGA (2017). Aplicación de la metodología de actualización del balance hídrico nacional en las cuencas de las macrozonas norte y centro, sit n° 435. Ministerio de Obras Públicas, Dirección General de Aguas, División de Estudios Planificación, Santiago, Chile. Realizado por Fundación para la Transferencia Tecnológica y Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Departamento de Administración de Recursos Hídricos. (2014). Redefinición de la clasificación red hidrográfica a nivel nacional. Desarrollado por el Centro de Información de Recursos Naturales. 370 p
- Dirección Meteorológica de Chile (DMC). Climatología de Chile. Dirección Meteorológica de Chile. Santiago, Chile. 2001
- E2BIZ (2021). Proyección de la Generación Distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/e2biz-2021_proyeccion_de_generacion_distribuida.pdf.
- EASE (2019). Maximising Social Welfare of Energy Storage Facilities through Multi-Service Business Cases. https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2019/04/2019.04_Multi-Service-Business-Models_Position-Paper.pdf.
- EIA (2023). Solar distributed generation capacity in Brazil is growing rapidly. Link: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56200>.

- Elberry, A. M., Thakur, J., & Veysey, J. (2021). Seasonal hydrogen storage for sustainable renewable energy integration in the electricity sector: A case study of Finland. *Journal of Energy Storage*, 44, 103474. doi:10.1016/j.est.2021.103474.
- Electric Power Research Institute (EPRI). (2018). *Transmission Line Flood Mitigation Solutions*. EPRI.
- ENTSO-E (2021). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020*. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/TYNDP2020_Report_forconsultation.pdf.
- ENTSO-E (2023). *ENTSO-E's position on the F-Gas Regulation Revision*. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12479-Fluorinated-greenhouse-gases-review-of-EU-rules-2015-20-/F3318600_en.
- European Commission (2015). *Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system*.
- European Hydrogen Backbone Initiative (2022). *European Hydrogen Backbone: A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*. <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>.
- Eyring, V., Bony, S., Meehl, G. A., Senior, C. A., Stevens, B., Stouffer, R. J., ... & Voldoire, A. (2016). *Overview of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6)*
- Frayner J., Wang E. (2014). *Market resource alternatives: An Examination of New Technologies in the Electric Transmission Planning Process*. <https://wiresgroup.com/wp-content/uploads/2020/12/Market-Resource-Alternatives-Sept-2014.pdf>.
- Galilea, S. (2019). *La tormenta de fuego y la nueva Santa Olga*. Instituto de Asuntos Públicos - Universidad de Chile. <https://doi.org/10.34720/dqyy-d706>
- Gerard, H., Puente, E. I. R., & Six, D. (2018). *Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework*. *Utilities Policy*, 50, 40-48.
- Gils, H. C., Gardian, H., & Schmutz, J. (2021). *Interaction of hydrogen infrastructures with other sector coupling options towards a zero-emission energy system in Germany*. *Renewable Energy*, 180, 140–156. doi:10.1016/j.renene.2021.08.016.

- Global Transmission. (2023). EU's Revised F-gases Emissions Regulation: Focus on use of SF6-free technology in transmission. <https://globaltransmission.info/eus-revised-f-gases-emissions-regulation-focus-on-use-of-sf6-free-technology-in-transmission/>
- González, M.E., Sapiains, R., Gómez-González, S., Garreaud, R., Miranda, A., Galleguillos, M., Jacques, M., Pauchard, A., Hoyos, J., Cordero, L., Vásquez, F., Lara, A., Aldunce, P., Delgado, V., Arriagada, Ugarte, A.M., Sepúlveda, A., Farías, L., García, R., Rondanelli, R.,J., Ponce, R.,Vargas, F., Rojas, M., Boisier, J.P., C., Carrasco, Little, C., Osses, M., Zamorano, C., Díaz-Hormazábal, I., Ceballos, A., Guerra, E., Moncada, M., Castillo, I . (2020). Incendios forestales en Chile: causas, impactos y resiliencia. Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR)2, Universidad de Chile, Universidad de Concepción y Universidad Austral de Chile.
- Gramlich R. and Caspary J. (2021). Planning for the Future: FERC's Opportunity to Spur More Cost-Effective Transmission Infrastructure. https://www.cleanenergygrid.org/wp-content/uploads/2021/01/ACEG_Planning-for-the-Future1.pdf.
- Greene AM, Hellmuth M, Lumsden T (2012) Stochastic Decadal Climate Simulation for the Berg and Breede Water Management Areas, Western Cape Province, South Africa. *Water Resour Res* 48(6). doi: 10.1029/2011WR011152
- Gudmundsson, L., Bremnes, J. B., Haugen, J. E., & Engen-Skaugen, T. (2012). Technical note: Downscaling RCM precipitation to the station scale using statistical transformations--a comparison of methods. *Hydrology and Earth System Sciences*, 16(9), 3383-3390.
- Guzzetti, F., Peruccacci, S., Rossi, M., & Stark, C. P. (2007a). The Rainfall Intensity–duration Control of shallow landslides and debris flows: an update. *Landslides*, 5(1), 3-17. <https://doi.org/10.1007/s10346-007-0112-1>
- Guzzetti, F., Peruccacci, S., Rossi, M., and Stark, C. P. (2007b): Rainfall thresholds for the initiation of landslides in central and southern Europe, *Meteorol. Atmos. Phys.*, 98, 239–267, 2007b.
- Hansen, M. C., Potapov, P. V., Moore, R., Hancher, M., Turubanova, S. A., Tyukavina, A., Thau, D., Stehman, S. V., Goetz, S. J., Loveland, T. R., Kommareddy, A., Egorov, A., Chini, L., Justice, C. O., & Townshend, J. R. G. (2013). High-Resolution Global Maps of 21st-Century Forest Cover Change. *Science*, 342(6160), 850–853. <https://doi.org/10.1126/science.1244693>

- He, H., & Yan, J. (2016). Cyber-physical attacks and defences in the smart grid: a survey. *IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications*, 1(1), 13-27.
- He G., Mallapragada D., Bose A., Heuberger-Austin C., Gencer E., Sector coupling via hydrogen to lower the cost of energy system decarbonization, *Energy Environ. Sci.* 14 (2021) 4635–4646. doi:10.1039/D1EE00627D.
- IEA (2021a). Net Zero by 2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>, License: CC BY 4.0.
- IEA (2021b). Global Hydrogen Review 2021, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>, License: CC BY 4.0.
- IEA (2023a). Tracking Clean Energy Progress 2023, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>, License: CC BY 4.0.
- IEA (2023b). Renewable Energy Market Update - June 2023, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023>, License: CC BY 4.0.
- INE (2007). Censo Agropecuario 2007. Cuadros estadísticos. Disponible en <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/agricultura-agroindustria-y-pesca/censos-agropecuarios> [Consultado 30 de junio de 2023].
- INE (2021). Censo Agropecuario 2021. Cuadros estadísticos. Disponible en <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/agricultura-agroindustria-y-pesca/censos-agropecuarios> [Consultado 30 de junio de 2023].
- Instituto Nacional de Estadística (INE). (2018). Conceptos Indicadores Tablas y Gráficos. Resultados Censo 2017. Instituto Nacional de Estadísticas.
- IPCC (2012). Managing the risks of extreme events and disasters to advance climate change adaptation. A Special Report of Working Groups I and II of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA.
- IPCC. (2014). Cambio Climático 2014: Impacto, Adaptación y Vulnerabilidad. Contribución del Grupo de Trabajo II al Quinto Informe de Evaluación del IPCC. Cambridge University Press.

- IRENA (2019). Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA. (2020). Renewable Energy Market Analysis: Latin America and the Caribbean. International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2020a). Virtual power lines, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2020b). Innovation landscape brief: Co-operation between transmission and distribution system operators, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- ISCI, (2021). Evaluación de la Industria de Generación Distribuida como Motor de Empleo y Desarrollo Económico Eficiente y Sustentable en Chile Post COVID-19. <https://isci.cl/wp-content/uploads/2021/08/Informe-Final-Definitivo-Proyecto-ISCI-MEN-GDx-Covid-19.pdf>.
- Johnston, F. H., Purdie, S., Jalaludin, B., Martin, K. L., Henderson, S. B., Morgan, G. G., & Williams, G. M. (2012). Air pollution events from forest fires and emergency department attendances in Sydney, Australia 1996-2007: a case-crossover analysis. *Environmental Health*, 11(1), 1-10.
- Joskow, P. (2021). Facilitating Transmission Expansion to Support Efficient Decarbonization of the Electricity Sector. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Working paper. CEEPR WP 2021-009. <https://ceep.mit.edu/wp-content/uploads/2021/09/2021-009.pdf>.
- Khan, A. U. R., Muhd Yasin, S. Z. M., Shaari, S., Mustafa, M. W., Rahman, T. K. A., & Sadiq, A. S. (2021). Impact of Long-Duration Dry Spells on Electrical Power Transmission in Arid Regions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(3), 1596-1605. doi: 10.1109/TSTE.2020.2982947
- Knipling, J., Hu, M., Sharpe, A., & Farid, A. (2019). Impact of Extreme Temperatures on Electrical Transmission Conductors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 34(5), 2067-2073. doi: 10.1109/TPWRD.2019.2894597
- Kolhoff, A., Pistorius, T., & Runhaar, H. (2019). The social and environmental impacts of high-voltage transmission lines: A case study in the Netherlands. *Energy Policy*, 134, 110990.
- Kumaraswamy K., Cabbabe J., Wolfschmidt H. (2020). Redrawing the Network Map: Energy Storage as Virtual Transmission. Whitepaper. <https://info.fluenceenergy.com/hubfs/Collateral/Storage%20as%20Transmission%20White%20Paper.pdf?hsLang=en>.

- Kumar, A., & Sharma, B. (2014). Effects of Temperature on Insulator Flashover Voltage: A Review. *Electric Power Components and Systems*, 42(18), 2012-2020.
- Lall U, Sharma A (1996). A Nearest Neighbor Bootstrap for Resampling Hydrologic Time Series. *Water Resour Res* 32(3):679-693. doi: 10.1029/95WR02966
- Li, C., & Chen, L. (2018). Thermal Performance Analysis of Overhead Power Transmission Lines under High Ambient Temperatures. *Proceedings of the International Conference on Power System Technology*, 1-6.
- Li, X., Balasubramanian, P., Sahraei-Ardakani, M., Abdi-Khorsand, M., Hedman, K. W., & Podmore, R. (2016). Real-time contingency analysis with corrective transmission switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4), 2604-2617.
- Li, J., Lin, J., Zhang, H., Song, Y., Chen, G., Ding, L., & Liang, D. (2020). Optimal Investment of Electrolyzers and Seasonal Storages in Hydrogen Supply Chains Incorporated With Renewable Electric Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(3), 1773–1784. doi:10.1109/TSTE.2019.2940604.
- Luebert, F., & Pliscoff, P. (2006). *Sinopsis bioclimática y vegetacional de Chile*. Editorial universitaria.
- Marmillo, J., Pinney, N., Mehraban, B., Murphy, S., Dumitriu, N., "Simulating the Economic Impact of a Dynamic Line Rating Project in a Regional Transmission Operator (RTO) Environment", *CIGRE US National Committee 2018 Grid of the Future Symposium*. 2018. <https://cigre-usnc.org/wp-content/uploads/2018/11/04-Simulating-the-Economic-Impact-of-a-Dynamic-Line.pdf>.
- Mehraban, B., Marmillo, J., Pinney, N., Bowman, D., Schope, R. (2018). An analysis on the economic impacts of dynamic line ratings on a congested transmission line in southwest power pool. <https://watt-transmission.org/wp-content/uploads/2018/10/cigre-gotf-2018-spp-aep-linevision-final1.pdf>.
- Miao, C., Sun, Q., Duan, Q., & Wang, Y. (2016). Joint analysis of changes in temperature and precipitation on the Loess Plateau during the period 1961–2011. *Climate Dynamics*, 47(9-10), 3221-3234. <https://doi.org/10.1007/s00382-016-3022-x>
- Ministerio de Desarrollo Social y Familia (MIDESO). (2017). Encuesta de caracterización socioeconómica nacional 2017. Recuperado de: <https://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/encuesta-casen-2017>

- Ministerio de Desarrollo Social y Familia (MIDESO). (2018a). Síntesis de resultados: Pobreza. Recuperado de: https://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/storage/docs/casen/2017/Resultados_pobreza_Casen_2017.pdf
- Ministerio de Desarrollo Social y Familia (MIDESO). (2018b). Síntesis de resultados: Trabajo. Recuperado de: https://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/storage/docs/casen/2017/Resultados_trabajo_Casen_2017.pdf
- Ministerio de Desarrollo Social y Familia (MIDESO). (2018c). Síntesis de resultados: Vivienda y Entorno. Recuperado de: https://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/storage/docs/casen/2017/Resultados_vivienda_casen_2017.pdf
- Ministerio de Desarrollo Social y Familia (MIDESO). (2021). Casen en Pandemia 2020. Recuperado de: https://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/storage/docs/casen/2020/210707_Carencias_PM_Casen_en_Pandemia_2020.pdf
- Ministerio de Energía. (2020a). Estrategia de Transición Energética Residencial. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_de_transicion_energetica_residencial13082020.pdf.
- Ministerio de Energía. (2020b). Informe Preliminar Planificación Energética de Largo Plazo PELP 2023-2027. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf.
- Ministerio de Energía. (2020c). NDC y Plan de Carbono Neutralidad 2050. Recuperado de: https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/04/20200407_Ministro-Jobet_NDC_V5.pdf.
- Ministerio de Hacienda. (2023). Reporte de la estimación de los costos fiscales y económicos de la emergencia por los incendios forestales (p. 9). Ministerio de Hacienda. <https://www.hacienda.cl/areas-de-trabajo/politicas-macroeconomicas/informes/informe-de-costos-de-incendios-forestales-al-3-de-abril>
- Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. (2023). Proyecciones de Vehículos Eléctricos. <https://energia.gob.cl/electromovilidad/tendencias/proyecciones-de-vehiculos-electricos>.

- Miranda, A.; Carrasco, J.; González, M.; Pais, C.; Lara, A.; Altamirano, A. Weintraub, A.; Syphard, A.D. (2020). Evidence-based mapping of the wildland-urban interface to better identify human communities threatened by wildfires. *Environ. Res. Lett.* 15 (2020) 094069. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab9be5>
- MISO. (2021). MISO's Renewable Integration Impact Assessment (RIIA). <https://cdn.misoenergy.org/RIIA%20Summary%20Report520051.pdf>.
- Naciones Unidas Chile. (2023, abril 10). Chile: Incendios forestales, 2023 - Sistema de Naciones Unidas, Reporte de Situación No. 5 (Al 30 de marzo de 2023) - Chile | ReliefWeb. <https://reliefweb.int/report/chile/chile-incendios-forestales-2023-sistema-de-naciones-unidas-report-de-situacion-no-5-al-30-de-marzo-de-2023>
- Nelsen, R.: An Introduction to Copulas, Springer New York, New York, NY, USA, 2006.
- Observatorio Valparaíso. (2015). Reconstrucción Gran Incendio de Valparaíso. <https://cdn.plataformaurbana.cl/wp-content/uploads/2016/01/informe-reconstruccion-observatorio-valparaiso.compressed.pdf>
- O'Neill, B. C., Tebaldi, C., van Vuuren, D. P., Eyring, V., Friedlingstein, P., Hurtt, G., ... & Riahi, K. (2016). The Scenario Model Intercomparison Project (ScenarioMIP) for CMIP6. *Geoscientific Model Development*, 9(9), 3461-3482.
- Othman, A., El-Saoud, W. A., Habeebullah, T. M., Shaaban, F., & Abotalib, A. Z. (2023). Risk assessment of flash flood and soil erosion impacts on electrical infrastructures in overcrowded mountainous urban areas under climate change. *Reliability Engineering & System Safety*, 236, 109302. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2023.109302>
- Palma-Behnke, R., Abarca del Río, R., Agostini, C., Alvear, C., Amaya, J., Araya, P., Arellano, N., Arriagada, P., Avilés, C., Barría, C., Berg, A., Buchuk, D., Cardemil, J. M., Dall'Orso, F., Domínguez, M. P., Escauriaza, C., Feijoo, F., Figueroa, A., Flores, C. ... Vicuña, S. (2021). The Chilean Potential for Exporting Renewable Energy (Mitigation and Energy Working Group Report). Santiago: Comité Científico de Cambio Climático; Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación. https://comitecientifico.minciencia.gob.cl/wpcontent/uploads/2021/11/The_Chilean_Potential_for_Exporting_Renewable_Energy_web.pdf
- Peruccacci, S., Brunetti, M. T., Gariano, S. L., Melillo, M., Rossi, M., & Guzzetti, F. (2017). Rainfall thresholds for possible landslide occurrence in Italy. *Geomorphology*, 290, 39-57. <https://doi.org/10.1016/j.geomorph.2017.03.031>

- Pradhan, B., Suliman, M. D. H. Bin, & Awang, M. A. Bin. (2007). Forest fire susceptibility and risk mapping using remote sensing and geographical information systems (GIS). *Disaster Prevention and Management: An International Journal*, 16(3), 344–352. <https://doi.org/10.1108/09653560710758297>
- Pfeifenberg J., Chang J. (2016). Well-Planned Electric Transmission Saves Customer Costs: Improved Transmission Planning Is Key to the Transition to a Carbon-Constrained Future. Brattle Group. <https://wiresgroup.com/wp-content/uploads/2020/06/2016-06-Brattle-Group-Well-Planned-Electrical-Transmission-Saves-Customers-Costs.pdf>.
- Pfeifenberger, J., Spokas K., Hagerty M., Tsoukalis J. (2021). Transmission Planning for the 21st Century: Proven Practices that Increase Value and Reduce Costs. Brattle Group. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-10-12-Brattle-GridStrategies-Transmission-Planning-Report_v2.pdf.
- Quiroga, D., Sauma, E., & Pozo, D. (2019). Power system expansion planning under global and local emission mitigation policies. *Applied Energy*, 239, 1250–1264. doi:10.1016/j.apenergy.2019.02.001.
- Rosso, A., Uppalapati, A., Heidel, T. (2016). Use of New Generation of Power Flow Controllers to Defer Transmission Investment.
- Ruiz, P. A., Caramanis, M., Goldis, E., Keshavamurthy, B., Li, X., Philbrick, R., ... & Tsuchida, B. (2013). Topology Control Algorithms (TCA). In Prepared for UVIG Spring Technical Workshop by the Brattle Group.
- Sauma, E., Jerardino, S., Barria, C., Marambio, R., Brugman, A., & Mejía, J. (2011). Electric-systems integration in the Andes community: Opportunities and threats. *Energy Policy*, 39(2), 936–949. doi:10.1016/j.enpol.2010.11.019.
- Scheidt, F., Qu, J., Staudt, P., Mallapragada, D. S., & Weinhardt, C. (2022). Integrating hydrogen in single-price electricity systems: The effects of spatial economic signals. *Energy Policy*, 161, 112727. doi:10.1016/j.enpol.2021.112727.
- Segoni, S., Piciullo, L., & Gariano, S. L. (2018). A review of the recent literature on rainfall thresholds for landslide occurrence. *Landslides*, 15(8), 1483–1501. <https://doi.org/10.1007/s10346-018-0966-4>
- Servicio Nacional de Geología y Minería. (2018, abril). *Glosario ilustrado para la comprensión básica de peligros geológicos*. Sernageomin.

<https://www.sernageomin.cl/wp-content/uploads/2018/04/Glosario-ilustrado-de-peligros-geologicos.pdf>

Smith, J., & Johnson, R. (2015). Impact of Extreme Cold Weather on Power Transmission Lines. *Journal of Energy Engineering*, 30(2), 145-153.

Syphard, A. D., Radeloff, V. C., & Keeley, J. E. (2017). A global database of wildfires. In J. Goldammer (Ed.), *Vegetation Fires and Global Change*. Berlin: Springer.

Teegavarapu, R. S. V., Salas, J. D., & Stedinger, J. R. (2019). Statistical Analysis of Hydrologic Variables. *Environmental and Water Resources Institute*. <https://doi.org/10.1061/9780784415177>

The International Institute for Geo-Information Science and Earth Observation (ITC). (2009). *Principles of Geographic Information Systems: An introductory textbook (4.a ed.)*. Otto Huisman and Rolf A. de By. https://webapps.itc.utwente.nl/librarywww/papers_2009/general/principlesgis.pdf

Tilloy, A., Malamud, B. D., Winter, H., & Joly-Laugel, A. (2020). Evaluating the efficacy of bivariate extreme modelling approaches for multi-hazard scenarios. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 20(8), 2091-2117. <https://doi.org/10.5194/nhess-20-2091-2020>

Tirado, M. C., Clarke, R., Jaykus, L. A., McQuatters-Gollop, A., & Frank, J. M. (2010). Climate change and food safety: a review. *Food Research International*, 43(7), 1745-1765.

Tsuchida B., Bai L., Grove J. (2023). *Building a Better Grid: How Grid-Enhancing Technologies Complement Transmission Buildouts*. Brattle Group. <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2023/04/Building-a-Better-Grid-How-Grid-Enhancing-Technologies-Complement-Transmission-Buildouts.pdf>.

UN-Water. (2018). *Sustainable Development Goal 6 Synthesis Report 2018 on Water and Sanitation*. United Nations.

Urquiza, A., Billi, M., Calvo, R., Amigo, A., Navea, J., Monsalve, T., Álamos, N., Neira, C., Rauld, J., Allendes, Á., Arrieta, D., Barrera, V., Basoalto, J., Cárdenas, M., Contreras, M., Fleischmann, M., Horta, D., Labraña, J., Larragubel, C., ... Winckler, P. (2020). *Informe Proyecto ARClím: Asentamientos Humanos*. Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia, Red de Pobreza Energética, Iniciativa ENEAS: Energía, Agua y Sustentabilidad y Núcleo de Estudios Sistémicos Transdisciplinarios.

- U.S Department of Energy. (2020). Advanced Transmission Technologies.
- U.S Department of Energy (DOE). (2023). National Transmission Needs Study. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-02/022423-DRAFTNeedsStudyforPublicComment.pdf>.
- Valdez, M. C., Chang, K. T., Chen, C. F., Chiang, S. H., & Santos, J. L. (2017). Modelling the spatial variability of wildfire susceptibility in Honduras using remote sensing and geographical information systems. *Geomatics, Natural Hazards and Risk*, 8(2), 876–892. <https://doi.org/10.1080/19475705.2016.1278404>
- Van, K., Horn, Pfeifenberger, J., & Ruiz, P. (2020). The value of diversifying uncertain renewable generation through the transmission system. Retrieved from <https://open.bu.edu/handle/2144/41451>.
- Verástegui, F., Lorca, Á., Negrete-Pincetic, M., & Olivares, D. (2020). Firewood heat electrification impacts in the Chilean power system. *Energy Policy*, 144, 111702.
- Wang, X., & Zhang, Y. (2011). Effects of Extreme Temperature on Transmission Line Conductors and Insulators. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4), 2805-2812.
- Wood, A. W., Maurer, E. P., Kumar, A., and Lettenmaier, D. P., (2002). Long-Range Experimental Hydrological Forecasting for the Eastern United States. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 107 (D20). <https://doi.org/10.1029/2001JD000659>
- Zhao, Y., Feng, D., Yu, L., Wang, X., Chen, Y., Bai, Y., Hernández, H. J., Galleguillos, M., Estades, C., Biging, G. S., Radke, J. D., & Gong, P. (2016). Detailed dynamic land cover mapping of Chile: Accuracy improvement by integrating multi-temporal data. *Remote Sensing of Environment*, 183, 170–185. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2016.05.016>

