Planificación de expansión de la transmisión en Chile para impulsar la descarbonización

Informe Final

29 de mayo 2026

Autores

Rodrigo Moreno, Universidad Adolfo Ibañez - Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería
Felipe Sepúlveda, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería
Miguel Ramírez, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería
Enzo Nahmías, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería
Pablo Apablaza, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Consejo Asesor

Eduardo Pereira, SPEC Energy Consulting
Eduardo Esperguel, SPEC Energy Consulting

Participantes

Javier Tapia, Jorge Candia, Fabiana Ciocca, Transmisoras de Chile
Felipe Gallardo, Cristian Herrera, Ana Lía Rojas, Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento - ACERA
Joaquín Fernández, Alex Santander, Camilo Charme, Generadoras de Chile
Johanna Monteiro, Jaime Gallegos, Ministerio de Energía
Carlos Finat, Ramón Castañeda, Bernardita Espinoza, Humberto Espejo, Coordinador Eléctrico Nacional - CEN
Javier Bustos, Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados - ACENOR
Danilo Zurita, Pablo Fernández, Comisión Nacional de Energía - CNE
Claudia Carrasco, Mónica De Martino, Karina Montero, Ricardo Espinoza, Transelec

Tabla de contenido

Resumen ejecutivo **5**

1. Descripción general del estudio **13**

1.1. Introducción 13

1.2. Objetivo general 13

1.3. Objetivos específicos 13

1.4. Estructura del informe 14

2. Revisión de literatura **15**

2.1. Revisión de metodologías 15

3. Modelo de expansión de la capacidad del sistema eléctrico **20**

3.1. Estructura conceptual 20

3.2. Definición de supuestos 21

3.3. Determinación del plan de obras de generación, almacenamiento, y transmisión 23

3.4. Manejo del agua y Despacho económico 24

4. Datos de entrada **25**

4.1. Costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento 26

4.2. Crecimiento de la demanda y efectos de la electrificación 28

4.3. Proyección de los precios de combustibles 30

4.4. Escenarios de hidrología 31

4.5. Retiro de centrales a carbón 32

4.6. Expansión de generación a mediano plazo 2024-2026 33

4.7. Expansión del sistema de transmisión 35

4.8. Objetivos de emisiones de CO_2 en el sector eléctrico 36

4.9. Desarrollo de proyectos renovables 37

5. Casos de estudio **39**

5.1. Metodología n°1: Enfoque estocástico 40

5.2. Metodología n°2: Enfoque determinista 41

6. Resultados **42**

6.1. Enfoque estocástico 42

6.2. Enfoque determinista 46

6.3. Análisis Comparativo 49

6.4. Capacidad de transferencia efectiva 52

7. Recomendaciones regulatorias para la planificación de la red 53

7.1. Modernización de la metodología de planificación de la transmisión 54

7.1.1. Optimización de un portafolio de proyectos de transmisión 54

7.1.2. Adopción de un enfoque multivalor y reconocimiento de las externalidades en el proceso de planificación 55

7.1.3. Representación de la operación con un detalle temporal adecuado 58

7.1.4. Incorporación de recursos energéticos distribuidos en la metodología de planificación de la transmisión 59

7.1.5. Reconocimiento de incertidumbre y necesidad de resiliencia 60

7.2. Revisión del proceso de planificación e institucionalidad 62

7.2.1. Acceso abierto y mejoras a la regulación de la transmisión 63

7.3. Integración entre planificación de la transmisión y operación del sistema 65

7.3.1. Retroalimentación ex post y planificación adaptativa de la transmisión 65

8. Conclusiones 67

9. Referencias 69

10. Anexos 71

Anexo A: Fechas de salida de centrales a carbón 71

Anexo B: Obras de expansión de transmisión 72

Anexo C: Análisis comparativo 76

Anexo D: Costos del plan de expansión en transmisión 78

Anexo E: Capacidad instalada de generación 79

Anexo F: Escenarios de demanda 80

Resumen ejecutivo

Contexto: la transmisión como cuello de botella global de la descarbonización

La transición hacia sistemas eléctricos descarbonizados ha colocado a la red de transmisión en el centro del debate técnico, regulatorio y de política pública. La caída sostenida de los costos nivelados de la generación solar fotovoltaica y eólica permite, en distintas geografías, avanzar simultáneamente en la reducción de la huella de carbono y en la eficiencia económica del suministro eléctrico. El valor de estos recursos, sin embargo, depende críticamente de la capacidad de transporte que permita conectarlos con los centros de demanda. Cuando esa capacidad es insuficiente, el sistema enfrenta vertimientos crecientes, desacoples de precios entre zonas, rentas por congestión elevadas y un aprovechamiento subóptimo de la energía renovable.

A nivel internacional, la magnitud del esfuerzo requerido es considerable. La Agencia Internacional de Energía estima que la inversión en redes debe casi duplicarse hacia 2030, hasta superar los USD 600 mil millones anuales, para cumplir las metas climáticas comprometidas; además, el logro de esos objetivos exige agregar o modernizar más de 80 millones de kilómetros de redes hacia 2040, equivalentes a toda la red eléctrica mundial existente. Diversas jurisdicciones reportan necesidades de aceleración muy significativas: en Reino Unido, las fuentes oficiales sitúan el salto en los próximos seis a siete años, con requerimientos del orden de cinco veces la nueva infraestructura o la inversión reciente en transmisión respecto de los últimos treinta años; y, en la Unión Europea, la Comisión Europea ha señalado que en los próximos siete años debería duplicarse la infraestructura de transporte transfronterizo, con 64 GW adicionales necesarios de aquí a 2030. Al mismo tiempo, a nivel global, al menos 1.500 GW de proyectos renovables en etapas avanzadas de desarrollo, principalmente solares y eólicos, esperan conexión a las redes eléctricas, evidenciando una descoordinación estructural entre la velocidad de inversión en generación y la capacidad de respuesta de la planificación de transmisión.

Chile no escapa a esta tensión. Su sistema eléctrico combina un potencial solar excepcional en el norte, un potencial eólico relevante en el centro-sur y sur, y un patrón de demanda concentrado en la zona central. Esta configuración longitudinal, característica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), implica que la disponibilidad de energía a costo marginal cero requiere de manera inevitable corredores de transmisión robustos. En los últimos años, las limitaciones estructurales de transporte se han manifestado en mayores niveles de congestión, desacoples operativos persistentes y rentas tarifarias significativas, todos síntomas de una red que no ha logrado anticipar adecuadamente el ritmo y la geografía de la transformación. La planificación de la transmisión, por tanto, deja de ser un ejercicio pasivo de acompañamiento del crecimiento de la demanda y se convierte en un determinante de primer orden de la eficiencia, resiliencia y viabilidad de la descarbonización.

La dificultad de planificar bajo incertidumbre

Planificar la red eléctrica del futuro es, en esencia, un ejercicio de toma de decisiones irreversibles bajo altos niveles de incertidumbre. Las grandes obras de transmisión tienen tiempos de implementación que rondan casi la década, vidas útiles de varias décadas, y costos de inversión y permisos que las hacen

difícilmente reversibles. El planificador, sin embargo, debe definirlas hoy, en un contexto donde las trayectorias de demanda futura, los costos relativos de las tecnologías, la velocidad de electrificación de usos finales (electromovilidad, hidrógeno verde, climatización), la disponibilidad hidrológica bajo cambio climático y la localización efectiva de la nueva generación renovable son inciertas. A ello se suma una asimetría temporal relevante: las obras de generación y almacenamiento se materializan en plazos sustancialmente más breves que los de las líneas de transmisión, lo que obliga a una planificación de red proactiva, capaz de anticiparse al despliegue de la generación y de asumir, en consecuencia, una posición de riesgo.

La literatura académica internacional ha enfatizado, de manera creciente, que enfrentar este problema con metodologías deterministas, donde cada escenario futuro es analizado de forma independiente y con información perfecta y certera, y el plan final se construye seleccionando obras comunes a varios escenarios, conduce a soluciones sistemáticamente subóptimas. Trabajos seminales han demostrado que el costo económico de ignorar la incertidumbre puede ser sustancial, y que una red más flexible, aquella que internaliza explícitamente el carácter incierto del futuro y permite trayectorias adaptativas de inversión, entrega beneficios sistémicos que superan ampliamente los de planes rígidos diseñados bajo certeza perfecta.

Además, las metodologías formales para incorporar incertidumbre en la planificación están disponibles para planificadores y han sido validadas en sistemas reales y son computacionalmente abordables a la escala de un sistema como el chileno.

Objetivo del informe y propuesta metodológica

En este contexto, el informe se propone un objetivo doble. En primer lugar, desarrollar y aplicar una metodología de planificación de la expansión de la transmisión que reconozca la incertidumbre futura no como un agregado al análisis, sino como una característica inherente del problema, integrándola directamente en la formulación matemática del modelo. En segundo lugar, contrastar los resultados de dicha metodología con los que entrega un enfoque determinista tradicional, con el fin de evaluar las diferencias en términos de decisiones de inversión, anticipación de escenarios y robustez frente a futuros divergentes. A partir de esa comparación, el informe deriva un conjunto de recomendaciones regulatorias orientadas a modernizar el proceso de planificación de la red en Chile.

Cabe destacar que el principal aporte de este informe es de carácter metodológico: lo relevante es el enfoque de planificación bajo incertidumbre y su comparación con el enfoque determinista, más que las cifras específicas de inversión obtenidas para cada corredor. Estas últimas dependen de los supuestos adoptados, en particular de los costos de tecnologías y la construcción de escenarios discutidos en la Sección 4, y deben leerse como ilustrativas de la aplicación del método, no como una recomendación de inversión definitiva.

La revisión de la metodología de planificación de la transmisión nacional confirma una brecha metodológica relevante. Los procesos de planificación oficial en Chile, incluyendo la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y los Planes de Expansión de la Transmisión (PET) elaborados por la Comisión Nacional de Energía sobre la base de propuestas del Coordinador Eléctrico Nacional, operan, en

términos generales, bajo una lógica determinista. Particularmente en el PET, cada escenario se optimiza por separado, se identifican las obras comunes a la mayoría de los escenarios, y a partir de ese conjunto se construye el plan final. Diagnósticos recientes han señalado que esta aproximación no permite identificar soluciones genuinamente robustas y puede justificar otras que no son óptimas bajo incertidumbre[1].

Co-optimización de generación y transmisión: coherencia interna del análisis

Una característica central del enfoque adoptado en el informe, que merece destacarse por su implicancia metodológica, es el tratamiento endógeno y simultáneo de las decisiones de inversión en generación, almacenamiento y transmisión. A diferencia de los ejercicios tradicionales, en los que el plan de generación se define exógenamente y luego se calcula la red necesaria para acomodarlo, el modelo permite que la localización, magnitud y mix tecnológico de las nuevas inversiones se determinen óptimamente dentro del mismo proceso de optimización.

La consecuencia es relevante para la interpretación de los resultados. Los pares (escenario de generación, plan de transmisión) que entrega el modelo son internamente coherentes: representan un equilibrio creíble de largo plazo entre desarrollo de red y desarrollo de oferta. Si el modelo decide reforzar la red hacia el norte, ese refuerzo abarata el aprovechamiento del recurso solar y, en consecuencia, induce una mayor inversión solar en esa zona; si refuerza hacia el sur, abre espacio al desarrollo eólico del centro-sur y sur. Esta lógica de co-optimización evita las incoherencias propias de los ejercicios donde un plan de generación dado se combina con un plan de red construido bajo supuestos distintos, y entrega una representación más fiel del problema que efectivamente enfrenta el sistema.

Metodología y construcción de datos

El modelo central corresponde a un programa estocástico de inversión con resolución horaria en la operación del sistema eléctrico. Las decisiones de inversión en transmisión se toman en la primera etapa (*here-and-now*), antes de que se revelen los escenarios futuros; las decisiones de inversión en generación y la operación del sistema se toman en la segunda etapa (*wait-and-see*), adaptándose óptimamente a cada escenario. El objetivo es minimizar el costo total esperado del sistema, considerando conjuntamente costos de inversión y operación.

El modelo se plantea como una formulación integrada, en la que los supuestos del sistema alimentan directamente una optimización estocástica que cooptimiza inversión y operación dentro de un mismo marco algebraico. La base de datos consolida los supuestos físicos y temporales: topología del SEN representada en nueve zonas, proyección de demanda con desagregación por clientes regulados, libres y por usos finales electrificados, costos de combustibles, escenarios hidrológicos sintéticos, cronograma de retiro de centrales a carbón y obras de transmisión y generación ya comprometidas. Sobre esta base, el problema de optimización, implementado en Pyomo, resuelve la expansión estocástica cooptimizando generación, almacenamiento y transmisión, e incorporando alternativas no convencionales como

[1] Ver: F. D. Muñoz and J.-P. Watson, “A scalable solution framework for stochastic transmission and generation planning problems,” Computational Management Science, vol. 12, no. 4, pp. 491–518, 2015.

dispositivos de control de flujo (o *grid booster* mediante baterías). La disponibilidad hidrológica, la dinámica intertemporal de los embalses y el costo de oportunidad del recurso hídrico se incorporan como restricciones endógenas de la misma formulación, de modo que el uso del agua se determina conjuntamente con el despacho térmico y renovable, la operación del almacenamiento y los flujos por la red. Sobre esa misma formulación se resuelve el despacho económico horario con restricciones técnicas (mínimos técnicos, reservas, requerimientos de servicios complementarios) bajo una formulación lineal eficiente, permitiendo evaluar congestión, vertimientos y costos marginales con una granularidad temporal acorde a la naturaleza variable de las energías renovables. La construcción de los datos es similar a la de los principales estudios oficiales, en particular la PELP. Los costos de inversión por tecnología provienen del proceso PELP; las proyecciones de demanda y de electrificación se construyen a partir de información de la CNE y del informe de Carbono Neutralidad del Ministerio de Energía; los precios de combustibles se basan en valores observados del Coordinador Eléctrico Nacional y proyecciones del *Annual Energy Outlook*; los escenarios hidrológicos provienen del estudio de Meteodata para la CNE; y el cronograma de retiro de centrales a carbón se construye a partir de los anuncios públicos de las empresas propietarias. En todos los casos se trata de fuentes públicas, lo que garantiza trazabilidad, comparabilidad con estudios oficiales, y la posibilidad de replicar el ejercicio.

Sobre esta base, el estudio define cuatro escenarios al 2040 que combinan dos dimensiones de incertidumbre: el nivel de demanda y el patrón de inversión en generación. La primera dimensión contrasta un caso base de 160 TWh con un caso de 139 TWh asociado a un menor desarrollo de hidrógeno verde y electromovilidad. La segunda dimensión contrasta una inversión renovable determinada de manera puramente óptima por el modelo, con una restricción que replica la tendencia histórica observada en Chile, donde la capacidad solar instalada ha tendido a duplicar a la eólica, en parte debido a barreras socioambientales, territoriales y de infraestructura que han limitado el despliegue eólico en el centro-sur y sur del país. La combinación de ambas dimensiones produce los siguientes cuatro escenarios:

- **S1 — Demanda alta + mix óptimo:** demanda de 160 TWh y mezcla solar/eólica determinada por la optimización sin restricciones tendenciales.
- **S2 — Demanda alta + sesgo solar:** demanda de 160 TWh, con la restricción de que la capacidad solar duplique a la eólica.
- **S3 — Demanda contenida + mix óptimo:** demanda reducida a 139 TWh, mezcla renovable optimizada libremente.
- **S4 — Demanda contenida + sesgo solar:** demanda reducida a 139 TWh, con la restricción solar/eólica de tendencia histórica.

Resultados: solución estocástica frente a soluciones deterministas

La diferencia entre ambos enfoques es nítida. La metodología estocástica entrega un único plan de transmisión que se mantiene constante a través de los cuatro escenarios, porque, por construcción, las inversiones en red son decisiones de primera etapa. La metodología determinista, en cambio, entrega cuatro planes distintos, uno por escenario, cada uno óptimo bajo la suposición de certeza perfecta sobre

el futuro asumido. La Tabla A presenta en una sola vista las inversiones en MW adicionales decididas para cada tramo al año 2040.

Tabla A. Inversiones en transmisión al 2040 (MW adicionales). Solución estocástica vs. soluciones deterministas escenario a escenario. Construida a partir de las Tablas 5 y 6 del informe.

Id	Tramo (norte → sur)	Estocástico	S1	S2	S3	S4
L1	Parinas (500kV) – Nueva Zaldívar (220kV)	**338**	452	1.086	0	898
L2	Parinas (500kV) – Alto Jahuel (500kV)	**2.138**	2.020	2.828	1.224	2.430
L3	Parinas (500kV) – Cumbre (500kV)	**0**	550	0	141	0
L4	Alto Jahuel (500kV) – Ancoa (500kV)	**2.386**	2.020	2.441	1.551	0
L5	Ancoa (500kV) – Nueva Charrúa (500kV)	**3.056**	3.644	2.843	3.100	340
L6	Nueva Charrúa (500kV) – Río Malleco (500kV)	**3.451**	4.212	2.832	3.278	468
L7	Itahue (220kV) – Ancoa (500kV)	**52**	131	68	104	30
L8	Colbún (220kV) – Ancoa (500kV)	**0**	133	0	126	0
L9	Tinguiririca (220kV) – Itahue (220kV)	**3**	0	3	0	0
L10	Río Malleco (500kV) – Pichirropulli (500kV)	**1.292**	1.413	2.066	272	0
L11	Pichirropulli (500kV) – Valdivia Ciruelos (500kV)	**24**	117	19	10	0
L12	Pichirropulli (500kV) – Nueva Puerto Montt (500kV)	**1.723**	1.637	2.550	480	0

Nota: *las columnas S1 a S4 corresponden a las soluciones deterministas para cada escenario. S1 = Demanda alta (160 TWh) + mix óptimo; S2 = Demanda alta + sesgo solar; S3 = Demanda contenida (139 TWh) + mix óptimo; S4 = Demanda contenida + sesgo solar.*

Una lectura cuidadosa de esta tabla permite extraer varios mensajes que están en el centro de los hallazgos del informe.

Primero, los resultados deterministas varían significativamente entre escenarios. El tramo L6 (Nueva Charrúa – Río Malleco), por ejemplo, requiere 4.212 MW bajo S1, pero apenas 468 MW bajo S4; el tramo L4 oscila entre 0 y 2.441 MW; el L12 entre 0 y 2.550 MW. Esta dispersión refleja, precisamente, lo que caracteriza al enfoque determinista: cada escenario produce el plan óptimo *para ese escenario en particular*, ajustando la red de manera estricta a la configuración asumida de generación y demanda. La consecuencia operativa es que un plan determinista es óptimo en un único futuro y exhibe desempeño

pobre en los demás. El planificador queda enfrentado al dilema de elegir uno entre cuatro planes incompatibles, sin una regla de decisión defendible.[2]

Segundo, la solución estocástica resuelve ese dilema. En lugar de optimizar para un único escenario, identifica un plan único cuyo desempeño es razonable frente a los cuatro futuros considerados. Visualmente, los valores de la columna estocástica se ubican consistentemente dentro del rango formado por las soluciones deterministas, adoptando posiciones intermedias que actúan como punto de equilibrio. En tramos estructuralmente robustos, donde los cuatro escenarios convergen en niveles similares (L7, L9, L11), la solución estocástica coincide con ellos. En tramos sensibles a la incertidumbre (L4, L5, L6, L10, L12), la solución estocástica reconoce la necesidad de capacidad adicional sin adoptar las expansiones más agresivas de los futuros particulares. El resultado es un plan que evita simultáneamente el sobredimensionamiento ineficiente y el subdimensionamiento riesgoso.

Tercero, no es posible reconstruir la solución estocástica combinando los planes deterministas. Este punto tiene implicancias regulatorias directas. El criterio frecuentemente utilizado en Chile, que selecciona aquellas obras que se repiten en varios planes deterministas, es matemáticamente erróneo: por construcción, deja fuera obras cuya principal justificación es servir como seguro frente a escenarios particulares, e incluye obras que no necesariamente son óptimas bajo incertidumbre. La solución correcta bajo incertidumbre — la que minimiza el costo esperado total considerando la probabilidad conjunta de todos los futuros — debe obtenerse resolviendo el problema estocástico de manera explícita, no como combinación a posteriori de soluciones deterministas.

Cuarto, y este es el hallazgo central del estudio en términos de política pública, la solución estocástica revela la necesidad de refuerzos estructurales significativos en el corredor longitudinal entre Antofagasta y Concepción, del orden de 2.000 a 3.000 MW adicionales según el tramo, hacia el año 2040, por sobre las obras ya en construcción o decretadas. En conjunto, las inversiones en transmisión identificadas por el modelo suman cerca de 14.500 MW al 2040. Estos refuerzos permiten evacuar la generación eólica del centro-sur y sur hacia los centros de consumo, y acompañar al enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre en la evacuación del recurso solar del norte. El resultado confirma, para Chile, el consenso internacional: el cumplimiento de las metas de descarbonización a costo eficiente requiere inversión sustancial en transmisión, anticipada y diseñada bajo incertidumbre.

Es importante señalar que esta magnitud de refuerzos depende críticamente de los supuestos utilizados en la construcción de escenarios y en la definición de candidatos, particularmente de los costos de tecnologías de generación y almacenamiento (ver discusión en la Sección 4.1) y de las fechas de entrada asumidas para las obras de transmisión ya decretadas (Sección 4.7), por lo que el resultado numérico debe interpretarse con cautela y no como una cifra definitiva.

[2] En Chile, la regla es elegir aquellas obras que se repiten más entre los planes determinísticos. Esta heurística, no obstante, ha sido refutada por la literatura especializada como subóptima y de pobre rendimiento. Ver: M. Bergen and F. D. Muñoz, "Quantifying the effects of uncertain climate and environmental policies on investments and carbon emissions: A case study of Chile," *Energy Economics*, vol. 75, pp. 261–273, 2018

Adicionalmente, este hallazgo abre una discusión sobre su implementación práctica: parte de la capacidad identificada se superpone territorialmente con obras ya decretadas pero aún no licitadas, actualmente en Estudio de Franjas (tramos Entre Ríos – Digüeñes y Digüeñes – Pichirropulli en 500 kV). Precisamente porque esas obras aún no ingresan a licitación, existe una ventana para ajustarlas, y la respuesta eficiente no es abrir un segundo corredor en paralelo más adelante ni postergar la decisión a una única inversión posterior de mayor envergadura, sino considerar redimensionarlas ahora: definir la franja y la ingeniería de referencia para la capacidad objetivo de largo plazo identificada bajo incertidumbre, ancho de franja y estructuras habilitadas para circuitos adicionales, y ejecutar la implementación eléctrica por etapas, conforme se materialicen la demanda y la generación. El criterio aplica igualmente a un eventual enlace en corriente continua, donde la franja y la obra civil deben dimensionarse por la capacidad final y la capacidad de conversión puede incorporarse modularmente.

Este ajuste separa deliberadamente dos decisiones con plazos muy distintos. La primera es la definición de la franja y su tramitación territorial y ambiental: es lenta, de alta irreversibilidad y costo social, y hoy constituye el verdadero cuello de botella, por lo que conviene resolverla una sola vez y por la capacidad final. La segunda es la instalación del equipamiento eléctrico propiamente tal, esto es, conductores, circuitos adicionales sobre las estructuras ya habilitadas y equipos de subestación, que toma bastante menos tiempo y puede incorporarse por etapas a medida que la demanda y la generación lo justifiquen. La alternativa de habilitar un nuevo corredor una vez agotada la capacidad de la franja original obligaría a repetir íntegramente el proceso de evaluación ambiental y consulta indígena, con plazos y riesgo de materialización considerablemente mayores. El diseño de detalle de esta secuenciación excede el alcance de este estudio; lo que sí entrega es la señal de capacidad que debiera incorporarse a los Estudios de Franjas aún en curso.

Recomendaciones regulatorias

Los resultados del estudio sustentan un conjunto de recomendaciones para modernizar el proceso de planificación de la transmisión en Chile, agrupadas en tres ejes.

Modernización metodológica. Se recomienda transitar desde la evaluación candidato a candidato (la metodología actual analiza cada obra por separada, sin optimizar un portafolio de inversiones de red) hacia una optimización integral de portafolios de proyectos, capaz de reconocer sinergias y conflictos entre obras. La evidencia muestra que proyectos cuya rentabilidad individual es negativa pueden ser económicamente viables cuando se evalúan en conjunto con otras inversiones, y viceversa. En la misma línea, se propone adoptar un enfoque multivalor en la evaluación costo-beneficio, que reconozca contribuciones a la suficiencia, resiliencia, descarbonización, reducción de vertimientos y competencia, más allá de los ahorros operacionales directos. La experiencia internacional, en particular el ejercicio del operador estadounidense MISO, muestra que una valoración acotada a costos de producción puede subestimar el beneficio sistémico de las obras en un orden de magnitud. Se recomienda también incorporar tempranamente las externalidades territoriales y ambientales en la planificación, mejorar la representación temporal de la operación mediante días o semanas típicas de resolución horaria que preserven la cronología, e incorporar explícitamente los recursos energéticos distribuidos. El paso central, sin embargo, es migrar formalmente hacia técnicas de optimización bajo incertidumbre, particularmente

estocásticas, que permitan diseñar planes adaptativos y reconocer el valor de las obras destinadas a fortalecer la resiliencia frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto.

Revisión institucional y de señales económicas. Se propone evaluar la idoneidad de las instituciones encargadas de la planificación, considerando que la entidad con la información más completa y actualizada sobre la operación es quien debiera liderar el proceso, e identificando explícitamente los incentivos asociados a la sub-inversión (orientada a contener tarifas) o a la sobre-expansión (orientada a maximizar seguridad). Sobre las señales económicas, se recomienda transitar hacia un esquema de peajes costo-reflectivos basado en beneficiarios, donde los costos de la transmisión se asignen proporcionalmente a los beneficios obtenidos por generadores y consumidores, complementado con instrumentos financieros de cobertura de congestión (FTRs) y un régimen de inversiones libres que opere de manera consistente con la planificación central.

Integración entre planificación y operación. Se sugiere formalizar un flujo de información bidireccional entre los registros operativos del sistema (congestiones recurrentes, desacoples de precios, solicitudes de conexión, restricciones de acceso) y las etapas de diagnóstico que originan nuevas obras. Asimismo, se recomienda fortalecer el monitoreo *ex post* del desempeño operativo de las obras ejecutadas, contrastando los beneficios proyectados con los efectivamente observados, como insumo de retroalimentación continua para futuros ciclos de planificación.

Es importante precisar el alcance de esta recomendación: no se trata de condicionar las decisiones de expansión estructural de largo plazo, como los refuerzos del corredor troncal identificados en este estudio (cuya justificación responde a la evolución esperada de la demanda y la generación hacia 2040), a señales de operación de corto plazo (como los registros del año inmediatamente siguiente). La integración propuesta es más pertinente para la identificación y priorización de refuerzos menores y localizados, tales como cambios de conductor, seccionamientos u otras obras que surgen de necesidades operativas concretas y de corto plazo, y que no requieren necesariamente ser evaluadas mediante herramientas de manejo de incertidumbre o de construcción de escenarios de largo plazo.

En conjunto, estas líneas de acción implican cambios de corto, mediano y largo plazo que requieren evaluaciones regulatorias específicas. Su valor radica en apoyar una convergencia entre los procesos de planificación de las distintas instituciones del sector (Ministerio de Energía, CNE, Coordinador Eléctrico Nacional) hacia metodologías que reconozcan la incertidumbre como parte inherente del problema, y que conduzcan a una red de transmisión capaz de habilitar, de manera costo-efectiva, segura y resiliente, la descarbonización del sistema eléctrico chileno.

1. Descripción general del estudio

1.1. Introducción

El desarrollo de la red de transmisión constituye un pilar fundamental para avanzar hacia una descarbonización del sistema eléctrico que sea segura, eficiente y económicamente sostenible. En Chile, las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) han experimentado un crecimiento sin precedentes durante la última década, consolidándose como un componente importante en el abastecimiento de la demanda eléctrica de forma cada vez más limpia. Sin embargo, esta expansión de la capacidad instalada exige, de manera simultánea, una ampliación y adecuación de la infraestructura de transmisión, con el fin de garantizar un sistema eléctrico resiliente, confiable y costo-efectivo.

En los últimos años se han evidenciado limitaciones relevantes en la capacidad de transporte de energía a nivel nacional, las cuales han generado impactos tanto sistémicos como a nivel de los distintos agentes del mercado. Un ejemplo ilustrativo es el efecto de la guerra entre Ucrania y Rusia, que provocó un aumento significativo en los precios de los combustibles y, en consecuencia, en los costos marginales de operación del sistema eléctrico. Este escenario intensificó desacoples operativos y elevó las rentas por congestión (ingresos tarifarios), poniendo de manifiesto el valor estratégico de una red de transmisión robusta. Una infraestructura adecuada no solo contribuye a reducir los costos totales del sistema, sino que también mitiga las pérdidas económicas de los agentes, derivadas de las congestiones en la red.

En este contexto, el presente estudio analiza la planificación de la expansión de la transmisión nacional, así como del almacenamiento y la generación a largo plazo, bajo distintos escenarios de desarrollo que siguen una tendencia general, es decir, no considera eventos puntuales de corta duración (1-2 años). Adicionalmente, se evalúan las diferencias en los resultados de expansión al comparar un enfoque de modelación estocástica con uno determinista, lo que permite extraer conclusiones relevantes respecto a la anticipación de escenarios futuros y la dinámica de las decisiones de inversión frente a distintos contextos de incertidumbre.

1.2. Objetivo general

El objetivo general de este estudio es desarrollar metodologías de planificación de expansión de la transmisión que faciliten la descarbonización del sistema eléctrico chileno. Para ello, se consideran escenarios de alta penetración de energías renovables e incertidumbres asociadas a su desarrollo y operación. Asimismo, se busca generar recomendaciones de política pública y regulatorias que optimicen la implementación de las metodologías.

1.3. Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica de las principales metodologías de planificación de transmisión bajo incertidumbre utilizadas a nivel nacional.
- Modelar el sistema eléctrico chileno incorporando escenarios de alta penetración de energías renovables, la evolución de la demanda y las principales incertidumbres asociadas a la operación y expansión del sistema.

- Llevar a cabo mesas de trabajo con *stakeholders* para incorporar sus visiones en el análisis técnico y regulatorio.
- Proponer una hoja de ruta con recomendaciones regulatorias y de política pública orientadas a mejorar el proceso de planificación de la transmisión, incluyendo soluciones de corto plazo como tecnologías *grid boosters* que optimicen el uso de la infraestructura existente.
- Comparar los resultados de planificación de expansión obtenidos mediante un modelo estocástico y un modelo determinista, evaluando las diferencias en términos de decisiones de inversión, anticipación de escenarios y robustez de la expansión de la transmisión frente a la incertidumbre.

1.4. Estructura del informe

El presente informe se estructura de la siguiente manera. En la Sección 2 se presenta una revisión de la literatura relevante, que contextualiza el estudio y sus principales enfoques metodológicos. En la Sección 3 se describe el modelo de expansión utilizado, detallando su formulación y supuestos principales. La Sección 4 presenta los datos de entrada del modelo, junto con sus respectivas fuentes. En la Sección 5 se definen y describen los casos de estudio analizados. Posteriormente, en la Sección 6, se exponen los resultados obtenidos y su correspondiente análisis. En la Sección 7 se discuten las principales implicancias y recomendaciones regulatorias derivadas del estudio. Finalmente, la Sección 8 presenta las conclusiones generales.

2. Revisión de literatura

La presente sección revisa un conjunto de estudios relevantes que abordan la planificación energética bajo incertidumbre, con el propósito de situar metodológicamente el trabajo actual dentro del estado del arte nacional. La literatura examinada proviene de instituciones académicas, organismos públicos y centros técnicos que han desarrollado enfoques diversos para tratar la variabilidad inherente de los sistemas eléctricos, ya sea en términos de hidrología, penetración renovable, demanda futura, trayectorias tecnológicas o eventos extremos. Aunque cada estudio presenta sus propios objetivos y marcos analíticos, todos comparten la necesidad de capturar la incertidumbre mediante técnicas de modelamiento cuantitativo, incluyendo optimización estocástica, determinista, robusta y simulaciones dinámicas, que permiten evaluar decisiones de inversión y operación frente a múltiples futuros posibles. Esta revisión no solo sintetiza los principales aportes de cada estudio, sino que también identifica patrones metodológicos, complementariedades y vacíos que fundamentan el enfoque adoptado en el presente estudio.

2.1. Revisión de metodologías

El estudio titulado "*Análisis costo/beneficio de potenciales trayectorias hacia una operación cero emisiones del Sistema Eléctrico Nacional*" [1] aborda incertidumbres hidrológicas y renovables mediante un esquema estocástico que combina años secos, medios y húmedos con múltiples perfiles eólicos y solares. Para representarlas, utiliza un modelo de optimización estocástica de dos etapas, que co-optimiza expansión de generación, almacenamiento y transmisión con resolución horaria. Metodológicamente, aplica una planificación multi escenario que incorpora decisiones de inversión y operación bajo distintas sensibilidades del sistema, incluyendo servicios complementarios (SSCC), reconversiones y *overhauls* térmicos, y evalúa soluciones robustas frente a variabilidad combinatoria. Sus resultados muestran que la necesidad de transmisión prácticamente se duplica al 2040, destacando el rol de la estocasticidad para capturar adecuadamente la interacción entre renovables, hidrología y red. Como principal beneficio, el enfoque estocástico permite una representación más realista de la incertidumbre hidrológica y renovable, lo que mejora la consistencia de las decisiones de expansión.

En "*Proceso de Planificación de la Transmisión 2025"* [2] se utiliza un modelo determinista con múltiples escenarios energéticos y tecnológicos, a partir del cual se co-optimiza la expansión de generación, almacenamiento y transmisión con resolución horaria. La incertidumbre se aborda mediante trayectorias alternativas de electrificación, penetración renovable, desarrollo tecnológico e incorporación de nuevas cargas como hidrógeno verde, lo que permite identificar obras comunes entre distintos futuros. Metodológicamente, el estudio aplica una planificación basada en escenarios consistentes, orientada a anticipar necesidades estructurales del sistema y capturar efectos sistémicos de tecnologías emergentes, manteniendo la comparabilidad entre casos y priorizando inversiones robustas frente a la diversidad de proyecciones analizadas. El modelo determinista facilita la transparencia y comparación entre trayectorias tecnológicas, permitiendo identificar obras comunes de manera clara.

La "*Programación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023–2027*" [3] desarrolla tres escenarios futuros: Recuperación Lenta, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, construidos combinando factores externos de contexto global (evolución económica, precios internacionales, cambios climáticos) con

factores modificables a nivel nacional, como la electrificación de usos finales, el despliegue de hidrógeno verde, el retiro del carbón y la adopción de tecnologías emergentes. La incertidumbre se representa justamente mediante estas trayectorias contrastantes, que permiten analizar cómo variaciones económicas, tecnológicas y climáticas influyen en la expansión del sistema energético. El estudio utiliza una arquitectura de modelamiento secuencial: un modelo de demanda energética (LEAP), un modelo horario de consumo eléctrico por barra, un modelo de adopción de recursos distribuidos basado en agentes, y un modelo de optimización del sistema eléctrico (AMEBA) que determina la expansión de generación, almacenamiento y transmisión en el largo plazo. Metodológicamente, la PELP integra estos modelos para garantizar coherencia entre proyecciones energéticas y planificación territorial. Además, el estudio incorpora un análisis de resiliencia operativa frente a condiciones extremas de recursos e identifica polos de desarrollo de generación eléctrica como insumo estratégico para transmisión. En términos generales, la PELP aporta una visión estructurada y coherente para explorar futuros energéticos divergentes, integrando demanda, oferta y territorio bajo un marco consistente.

El estudio "*Medidas y Tecnologías para Preservar la Estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en el Contexto de la Descarbonización*" [4] analiza la estabilidad del SEN en escenarios de descarbonización, representando la incertidumbre mediante variaciones en demanda, costos, niveles de penetración renovable y ocurrencia de eventos extremos. Para ello utiliza un enfoque de modelamiento híbrido: optimiza portafolios completos de transmisión y tecnologías flexibles, incluyendo almacenamiento, condensadores síncronos, STATCOM y otras soluciones FACTS, con el fin de capturar sinergias entre proyectos, y complementa este análisis con simulaciones dinámicas de estabilidad para evaluar inercia, soporte de tensión y desempeño ante contingencias severas. Metodológicamente, incorpora métricas probabilísticas como energía no suministrada y CVaR para evaluar riesgos operativos, sugiere modelos robustos y probabilísticos para internalizar incertidumbre, y plantea el sobredimensionamiento moderado de la red como estrategia para reducir vulnerabilidades y congestión futura. El estudio destaca por combinar análisis de expansión con evaluación dinámica, lo que permite una aproximación más integral de la resiliencia del sistema; además, el uso de métricas de riesgo fortalece la valoración de escenarios extremos.

El estudio "*Estudio de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, considerando Detalles y Necesidades de Corto Plazo para el Periodo 2024 – 2040*" [5] analiza la expansión óptima de la transmisión y el almacenamiento para el periodo 2024–2040, incorporando explícitamente la incertidumbre sobre la localización futura de generación y la demanda por capacidad de red. La incertidumbre se representa mediante múltiples escenarios relacionados con las fechas de entrada de obras de transmisión, el retiro del carbón, los niveles de penetración renovable, la distribución geográfica de nueva generación solar y eólica, la disponibilidad hídrica futura y distintos portafolios de almacenamiento BESS. El modelamiento combina una optimización global del sistema eléctrico, que cooptimiza expansión de transmisión, generación y almacenamiento a partir de AMEBA, con simulaciones hidrotérmicas y *unit commitment* horario para capturar efectos operacionales y restricciones técnicas. Además, el estudio incorpora un análisis de arrepentimiento (*minimax regret*) que compara decisiones de alto y bajo nivel de inversión frente a escenarios de alta o baja demanda de transmisión, mostrando que el costo de subinvertir es sistemáticamente mayor que el de sobreinvertir marginalmente, una conclusión alineada con estudios internacionales. Metodológicamente, el informe emplea un enfoque secuencial que calibra el modelo con

datos observados de operación reciente (*backcast*), incorpora supuestos detallados de combustibles, demanda y obras en construcción, y genera portafolios robustos considerando obras rápidas, tramos convencionales y enlaces HVDC, destacando la importancia de holguras en presencia de alta incertidumbre. El estudio destaca por su coherencia entre modelación de largo y corto plazo, por el uso explícito del criterio *minimax regret* y por integrar calibración realista con escenarios prospectivos, lo que le otorga credibilidad técnica.

El estudio "*Recomendaciones Regulatorias para la Descarbonización de la Matriz Energética Chilena*" [6] presenta un conjunto estructurado de recomendaciones regulatorias para avanzar en la descarbonización del sistema eléctrico chileno, organizadas en cuatro ejes principales. Respecto al tipo de incertidumbre, el informe aborda explícitamente la incertidumbre asociada a la transición energética: trayectoria de retiros térmicos, penetración renovable, demanda futura, flexibilidad operativa y suficiencia de inversión en infraestructura. El modelamiento se basa en análisis cuantitativos y regulatorios que incorporan proyecciones de demanda, simulaciones económicas, revisión normativa comparada y evaluación de desempeño del mercado eléctrico y de la operación real, con foco en cómo estas incertidumbres afectan la eficiencia del sistema. Metodológicamente, el estudio propone optimizar portafolios de proyectos regulados utilizando criterios multivalor y sinergias tecnológicas, mejorar los mecanismos de formación de precios de corto plazo mediante un mercado basado en costos auditados, aumentar la granularidad en la programación y operación en tiempo real y habilitar la participación de tecnologías flexibles como almacenamiento y respuesta de la demanda, y rediseñar la formación de precios y licitaciones de largo plazo para consumidores regulados y libres, con el fin de mejorar señales de inversión bajo incertidumbre. El estudio destaca por integrar dimensiones técnicas, regulatorias y de mercado en un diagnóstico coherente, ofreciendo recomendaciones alineadas con la necesidad de mayor flexibilidad y mejor coordinación entre planificación, operación y diseño de mercado.

El estudio "*Diagnóstico de la metodología actual de la planificación de transmisión*" [7] realiza un diagnóstico crítico de la metodología vigente de planificación de la transmisión, señalando que la incertidumbre no se incorpora explícitamente y que la evaluación se basa en un modelo determinista por escenario, donde expansión de generación y transmisión se optimizan por separado mediante un enfoque simplificado. Para cada escenario se construye una cartera inicial de proyectos propuesta por CEN, CNE y promotores, y se aplican criterios de mínimo costo, suficiencia y seguridad, junto con análisis adicionales de resiliencia, aspectos socioambientales y costos. Sin embargo, al evaluarse los escenarios de forma independiente, la metodología no permite identificar soluciones robustas comunes, ni capturar adecuadamente la interacción entre expansión y operación del sistema. Metodológicamente, el estudio propone complementar el proceso con técnicas bajo incertidumbre y simulaciones detalladas, por ejemplo, en PLEXOS, que permitan evaluar desempeño operativo, congestión, riesgo y flexibilidad, mejorando la consistencia del análisis frente a futuros divergentes. El diagnóstico aporta claridad respecto a las limitaciones del enfoque determinista actual y destaca la necesidad de integrar herramientas de simulación y análisis bajo incertidumbre para mejorar la robustez de las decisiones.

El estudio "*Identificación de acciones sistémicas de corto y largo plazo para un desarrollo adecuado de los sistemas de transmisión como condición habilitante de la carbono neutralidad*" [8] identifica acciones sistémicas de corto, mediano y largo plazo para modernizar la planificación y operación de la transmisión

como condición habilitante para la carbono-neutralidad. La incertidumbre se aborda mediante la revisión de experiencias internacionales que enfrentan variaciones en demanda, penetración renovable, retiros térmicos, costos tecnológicos y riesgos operativos. En cuanto al modelamiento, el informe destaca el impacto de dos enfoques cuantitativos: la optimización global, que permite identificar obras de transmisión que generan beneficios mediante sinergias sistémicas, y la evaluación bajo incertidumbre, que revela soluciones que no emergen con metodologías deterministas tradicionales, mejorando la adaptabilidad frente a futuros divergentes. Metodológicamente, el estudio recomienda incorporar tecnologías flexibles (GETs) para aprovechar holguras existentes; complementar la planificación con análisis probabilísticos y simulaciones detalladas; y adoptar un enfoque multivalor, integrando no solo costos y ahorros proyectados, sino también atributos de seguridad, resiliencia y medioambiente. El estudio aporta una visión integral que combina aprendizajes internacionales, optimización sistémica y análisis bajo incertidumbre, fortaleciendo el argumento a favor de una planificación más flexible y resiliente.

En la
Tabla 1 se presenta un resumen comparativo de las metodologías revisadas en esta sección. Para cada una de ellas, se identifica el tipo de incertidumbre abordada y el enfoque de modelación utilizado. Finalmente, se describe de manera sintética la metodología empleada en cada trabajo. A partir de la tabla, se aprecia que los distintos trabajos tienden a privilegiar enfoques de modelamiento acordes con la forma en que se representa la incertidumbre. En aquellos casos donde la incertidumbre se incorpora mediante conjuntos acotados de escenarios de demanda o generación, se utilizan mayoritariamente modelos deterministas, mientras que, para fuentes de incertidumbre más difusas o difíciles de anticipar, como la variabilidad de las ERNC, la hidrología o la localización futura de infraestructura, se emplean con mayor frecuencia formulaciones estocásticas o robustas. Asimismo, algunos estudios complementan la optimización con simulaciones dinámicas o evaluaciones técnico-económicas para abordar fenómenos que no se capturan fácilmente en un único marco de optimización, lo que sugiere una diversidad de enfoques más que una convergencia hacia una metodología única.

Tabla 1: Resumen comparativo de metodologías revisadas.

Referencia	Tipo de incertidumbre	Modelamiento	Metodología
[1]	Variabilidad ERNC, hidrología	Optimización estocástica	Planificación robusta multi-escenario con minimización de costos totales
[2]	Escenarios de demanda y generación	Optimización determinista	Selección de obras comunes y robustas entre múltiples futuros
[3]	Trayectorias económicas, tecnológicas y climáticas	Optimización determinista	Planificación integrada con enfoque multi-valor y participativo
[4]	Contingencias críticas con alta penetración ERNC	Simulaciones dinámicas (estabilidad)	Evaluación técnico-económica de portafolios resilientes y costo-eficientes
[5]	Localización incierta de transmisión y generación futura	Optimización robusta (minimax regret)	Planificación robusta con holguras ante incertidumbre geográfica

[6]	Variabilidad operativa y futuros no anticipados	Revisión crítica + propuesta probabilística	Balance costo-riesgo con sobredimensionamiento preventivo y flexibilidad
[7]	Escenarios de demanda y generación	Optimización determinista	Selección de obras comunes y robustas entre múltiples futuros
[8]	Demanda, costos, eventos extremos	Propuesta de optimización estocástica/robusta	Incorporar riesgo y flexibilidad adaptativa en planificación

3. Modelo de expansión de la capacidad del sistema eléctrico

3.1. Estructura conceptual

Para el estudio, se utiliza como modelo central un programa estocástico de dos etapas que captura la incertidumbre de largo plazo de forma endógena. El programa estocástico se muestra esquemáticamente en la Figura 1:

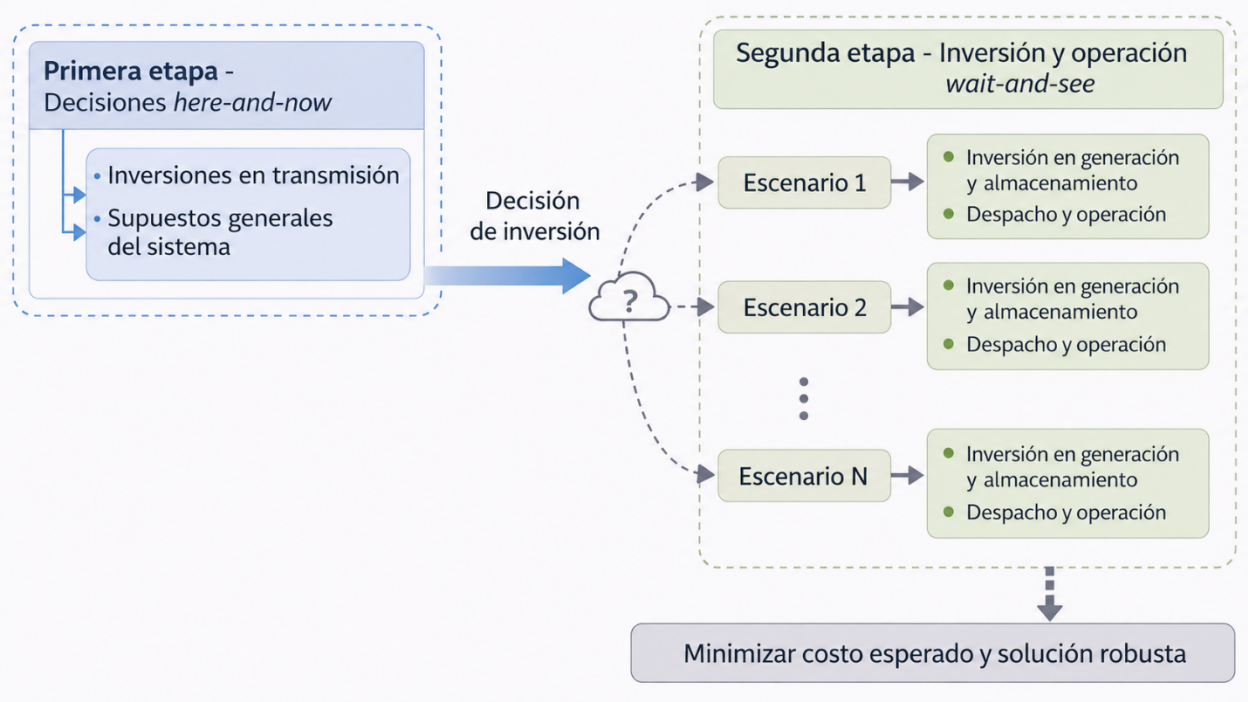


Figura 1: Esquema conceptual del enfoque estocástico de dos etapas.

Se observa que las decisiones de inversión en transmisión se toman antes de la revelación del escenario futuro (*here-and-now*), mientras que las decisiones de inversión en generación y almacenamiento junto con la operación del sistema se adaptan de manera óptima en cada escenario (*wait-and-see*). El objetivo del enfoque estocástico es identificar un plan de expansión que minimice el costo esperado total del sistema, considerando de manera conjunta los costos de inversión y operación, y equilibrando eficiencia económica y robustez frente a la incertidumbre. Este enfoque permite evitar soluciones extremas que podrían resultar óptimas bajo un único escenario, pero ineficientes o riesgosas bajo otros, entregando en cambio una solución de compromiso que presenta un desempeño adecuado frente a un conjunto amplio de futuros posibles.

Este planteamiento contrasta con los enfoques deterministas tradicionales, en los cuales cada escenario es analizado de forma independiente y se obtiene un plan de expansión específico para cada caso. Si bien dichos enfoques permiten evaluar sensibilidades particulares, no capturan explícitamente el carácter incierto del futuro ni permiten identificar soluciones robustas que internalicen el riesgo asociado a decisiones de inversión de largo plazo.

El programa estocástico se organiza como una formulación única de cooptimización que conecta datos, decisiones de inversión y operación del sistema dentro de un mismo modelo. La base técnica, económica y operacional define el espacio de escenarios y los parámetros del problema, e incluye la topología del SEN, la proyección de demanda, las tecnologías existentes y candidatas, los costos de inversión y operación, la disponibilidad de recursos renovables e hidráulicos, las trayectorias de precios de combustibles y el cronograma de retiro de centrales térmicas. Estos antecedentes se construyen de manera consistente con los estudios oficiales de la autoridad, lo que facilita la calibración del modelo y permite contrastar las soluciones obtenidas.

Sobre esta base, el modelo, implementado en *Pyomo*, determina de manera conjunta la infraestructura de generación, almacenamiento y transmisión requerida para abastecer la demanda futura y asegurar la suficiencia del sistema. La expansión de transmisión se resuelve como decisión anticipativa, única y común a todos los escenarios considerados, mientras que la inversión en generación y almacenamiento, junto con la operación, se ajustan endógenamente a cada escenario materializado. De este modo, las decisiones de red y de oferta no se determinan de forma encadenada bajo supuestos independientes, sino como resultado de un mismo problema de optimización, lo que asegura coherencia entre el plan de expansión y el desarrollo de generación que lo acompaña.

La operación del sistema se representa dentro de esta misma formulación. Dado que el SEN depende fuertemente de la generación hidroeléctrica, la coordinación entre recursos hídricos y térmicos se incorpora mediante restricciones endógenas del modelo: la dinámica intertemporal de los embalses, los afluentes asociados a cada escenario hidrológico y los límites de almacenamiento y de potencia de las centrales condicionan directamente las decisiones operativas. Así, el uso del agua se determina en conjunto con la generación térmica y renovable, la operación del almacenamiento y los flujos por la red, y su costo de oportunidad corresponde al precio sombra de las restricciones hídricas de la propia optimización.

Finalmente, la operación se resuelve con resolución horaria e incorporando las restricciones técnicas relevantes del sistema, lo que permite observar su dinámica de corto plazo, las interacciones entre distintas tecnologías y la coherencia entre el plan de expansión resultante y la operación que lo valoriza. Las secciones siguientes detallan los supuestos considerados, la formulación de las decisiones de inversión y la representación operacional del sistema.

3.2. Definición de supuestos

Definido el esquema metodológico, es necesario establecer la base física sobre la cual se aplican estas etapas. Para contextualizar el alcance físico del estudio, la Figura 2 presenta la topología geográfica detallada del SEN considerada para el horizonte de análisis. En ella se observa el despliegue territorial de la infraestructura de transmisión, identificando las principales subestaciones y corredores que vertebran el sistema desde el extremo norte hasta la zona sur del país. Esta representación geográfica constituye la base física sobre la cual se estructura el problema de optimización.

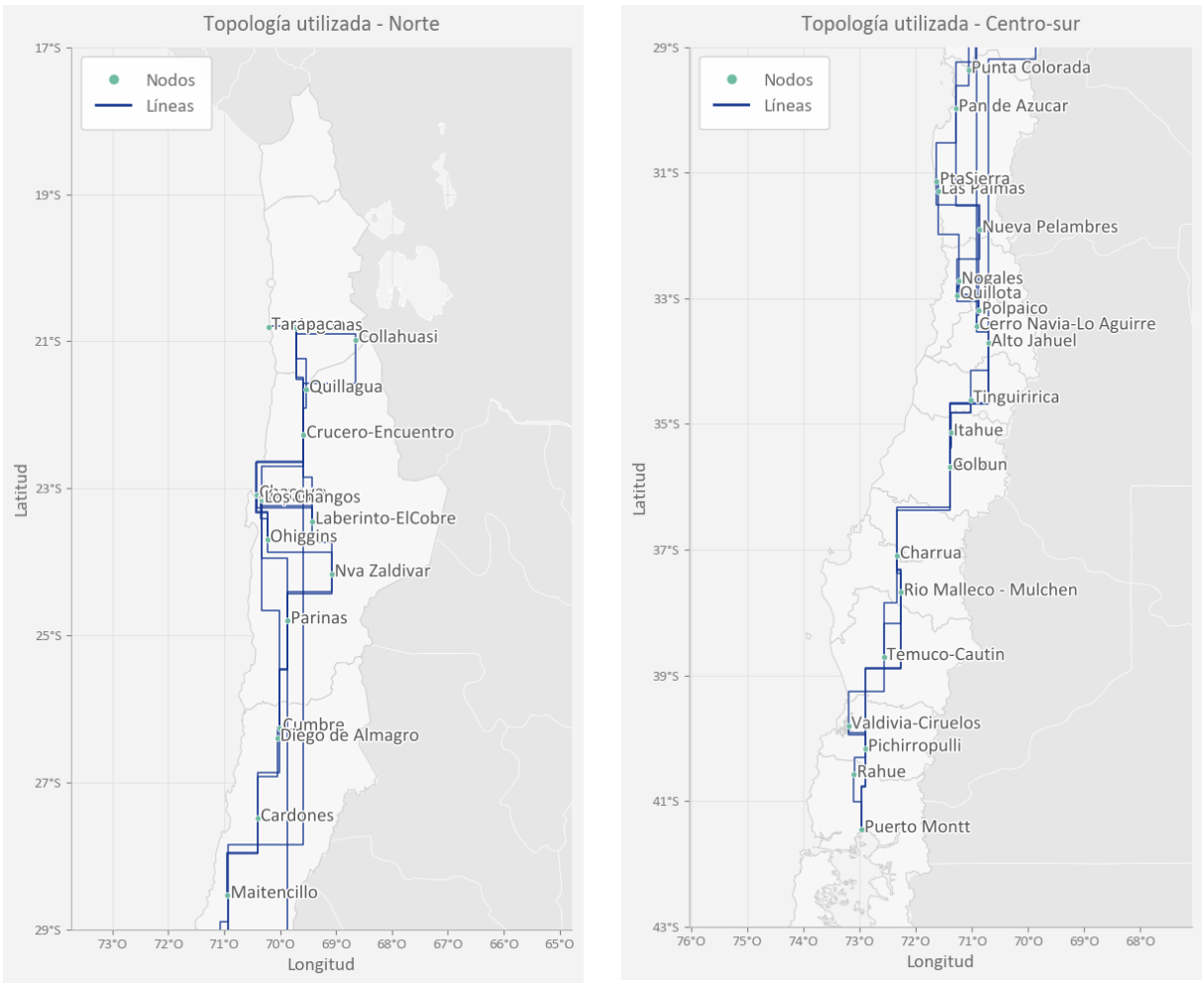


Figura 2: Topología del SEN.

Sin embargo, para facilitar la interpretación y el análisis de los resultados de la expansión, esta red detallada se sintetiza en una estructura zonal, tal como se describe en la Figura 3, detallando las barras, líneas y la zonificación resultante, ordenada numéricamente desde 1 en el extremo norte hasta 9 en la zona sur.

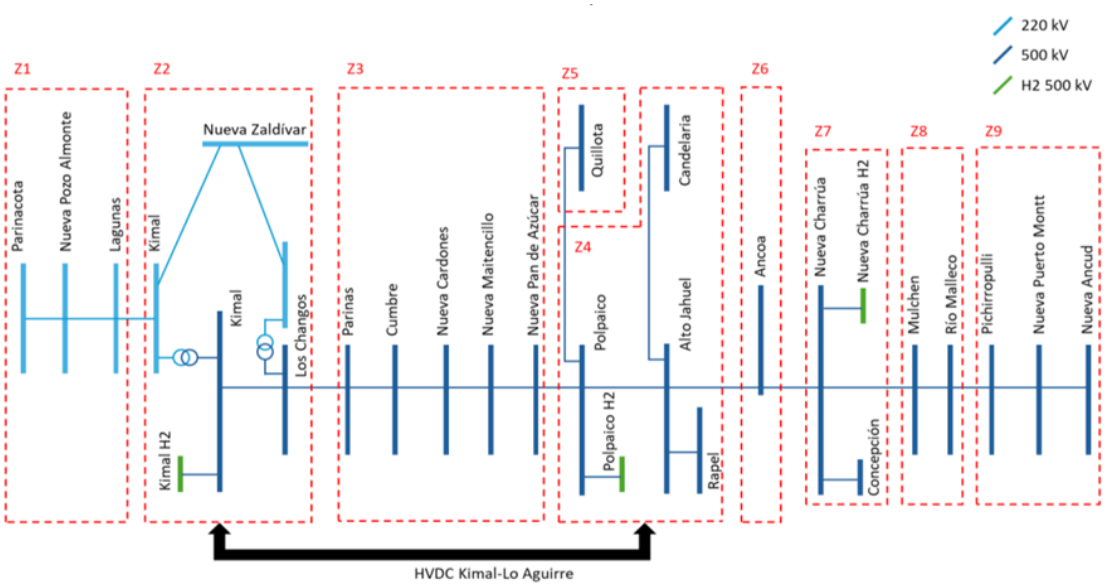


Figura 3: SEN representado a través de un modelo reducido compuesto por 9 zonas.

El SEN se representa a través de un modelo reducido compuesto por 9 zonas (o grupos de barras), basado en la topología original de transmisión utilizada en el Informe Preliminar del proceso de la PELP 2023-2027 [3]. Cada una de estas zonas está representada por la generación y demanda eléctrica agregada de las barras que pertenecen a dicha zona. Estas zonas se determinaron considerando las principales inversiones de transmisión que se presentan en el proceso de la PELP, y en base a las características de generación y demanda de cada zona, la cual corresponde a una proyección realizada por la CNE en 2023, que considera medidas de electrificación y carbono neutralidad.

3.3. Determinación del plan de obras de generación, almacenamiento, y transmisión

El modelo desarrollado en este estudio se basa en un conjunto de supuestos generales que permiten representar de manera consistente la planificación de la expansión del sistema eléctrico bajo un contexto de alta incertidumbre estructural. En particular, se considera un horizonte de planificación de largo plazo, en el cual las decisiones de inversión en infraestructura de generación, transmisión y almacenamiento tienen un carácter estratégico, mientras que la operación del sistema se ajusta de manera óptima una vez que dichas inversiones han sido materializadas.

El modelo asume que la evolución futura del sistema eléctrico está sujeta a incertidumbres relevantes, asociadas principalmente al crecimiento y composición de la demanda eléctrica, a la localización y penetración de tecnologías de generación renovable, a la disponibilidad de recursos energéticos y a la evolución de variables exógenas como costos de combustibles y condiciones hidrológicas. Estas fuentes de incertidumbre influyen directamente en la necesidad y el valor de las inversiones en infraestructura, en particular en el sistema de transmisión, el cual cumple un rol habilitante para la integración eficiente de nuevas tecnologías y para la operación segura del sistema.

Con el fin de capturar explícitamente estas incertidumbres, se adopta un enfoque de optimización estocástica de dos etapas. En este esquema, las decisiones de inversión en infraestructura de transmisión

se toman en la primera etapa, antes de que se revele el escenario futuro efectivo, correspondiendo a decisiones del tipo *here-and-now*. Posteriormente, en la segunda etapa, una vez materializado cada escenario, el modelo determina de forma endógena las decisiones de inversión en generación y la operación del sistema, considerando escenarios diferenciados de demanda y disponibilidad de recursos, lo que corresponde a decisiones del tipo *wait-and-see*. Esta estructura permite capturar de manera explícita la interdependencia entre transmisión y generación: las decisiones anticipadas de expansión de la red condicionan la localización y magnitud de las inversiones en generación, mientras que las necesidades de expansión de la generación, a su vez, determinan el valor y la conveniencia de reforzar la infraestructura de transmisión. De esta forma, la planificación de la transmisión se define de manera anticipada, mientras que la expansión y operación de la generación y almacenamiento se adaptan de forma óptima a cada futuro posible.

Cabe precisar que el modelo de inversión se resuelve una única vez, tomando como año objetivo el 2040, y no año a año a lo largo del horizonte 2024-2040. Es decir, tanto las decisiones de transmisión (primera etapa) como las de generación y almacenamiento (segunda etapa) corresponden a la fotografía óptima del sistema en dicho año, bajo el supuesto de que los tiempos de maduración de las inversiones ya han transcurrido (ver Sección 5). Esta simplificación permite mantener la tratabilidad computacional del problema estocástico multi-escenario, pero implica que el modelo no captura explícitamente la trayectoria óptima de inversión año a año, ni la posibilidad de que las decisiones de transmisión se ajusten progresivamente a medida que se revela nueva información sobre la demanda o la penetración renovable en años intermedios. La Sección 7.1.5 discute una posible extensión del enfoque hacia una lógica multietapa que permitiría capturar esta dinámica de manera más explícita.

3.4. Manejo del agua y Despacho económico

Este problema, a efectos de análisis, se puede dividir en dos fases: la coordinación hidrotérmica, para representar el mediano plazo, y la operación del sistema en el corto plazo. A continuación, se presentan ambas fases con mayor detalle:

- **Fase 1 - Coordinación hidrotérmica**: Debido a la relevancia de la generación hidroeléctrica del SEN, es fundamental modelar la dinámica de los embalses y el uso del agua en la operación real del sistema. Para ello, se evalúa la evolución de las cotas y su valor estratégico bajo distintas hidrologías, para las distintas regiones del sistema, guiando la operación del sistema en el mediano plazo. Esto se lleva a cabo a lo largo del horizonte de estudio, considerando etapas mensuales y representaciones de bloques horarios de demanda, diferenciando el día y la noche.

- **Fase 2** - **Despacho Económico Horario:** Se implementa una simulación con granularidad temporal horaria. A diferencia de un *Unit Commitment* estricto que utiliza variables binarias, este modelo emplea una formulación basada en variables continuas (relajación lineal) para mantener la eficiencia computacional en estudios de largo plazo. No obstante, el modelo incorpora explícitamente las restricciones técnicas relevantes y determina el despacho de energía capturando los desafíos técnicos que cobran mayor relevancia en el corto plazo.

Bajo este contexto, el modelo permite obtener información detallada respecto de:

- Generación y participación anual por tecnología, incluyendo porcentaje renovable anual y por bloque horario.
- Costos marginales zonales.
- Congestiones en el sistema de transmisión.
- Emisiones de CO_2.
- Vertimientos de energías renovables, incluyendo su variación espacial y horaria.

4. Datos de entrada

En esta sección se presenta de manera detallada los datos y supuestos utilizados para implementar el modelo presentado. Cabe destacar que todos los valores están alineados con los objetivos y metas propuestas para alcanzar la carbono neutralidad de la matriz energética nacional.

4.1. Costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento

Para las tecnologías BESS, eólica, solar fotovoltaico, concentración solar de potencia (CSP), biomasa, bombeo hidráulico, geotermia e hidráulica de pasada, se utilizan los costos declarados para el escenario medio del proceso PELP IAA 2022 [9]. Los valores para cada año de las distintas tecnologías de generación se presentan en la Figura 4 y por cada tipo de BESS en la Figura 5.

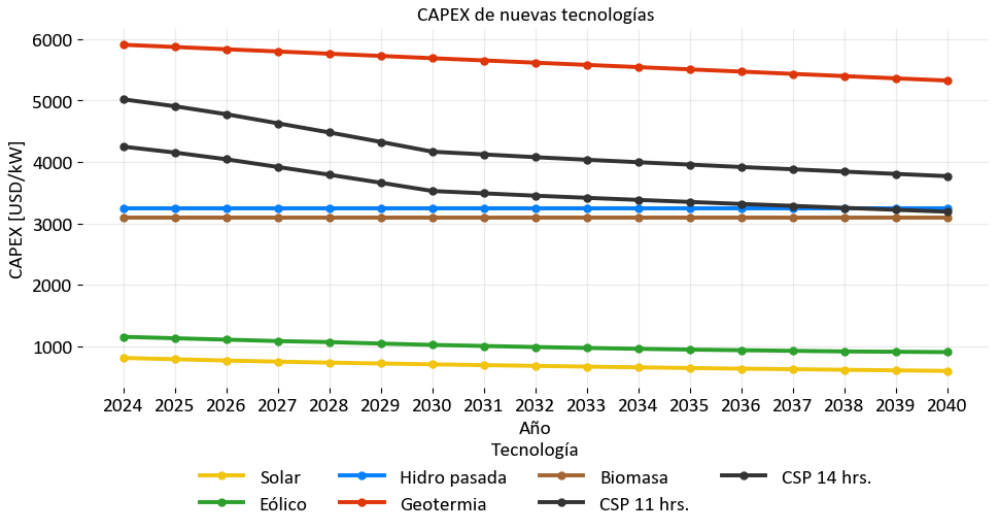


Figura 4: CAPEX por tecnología de generación en el periodo 2024-2040 en USD/kW.

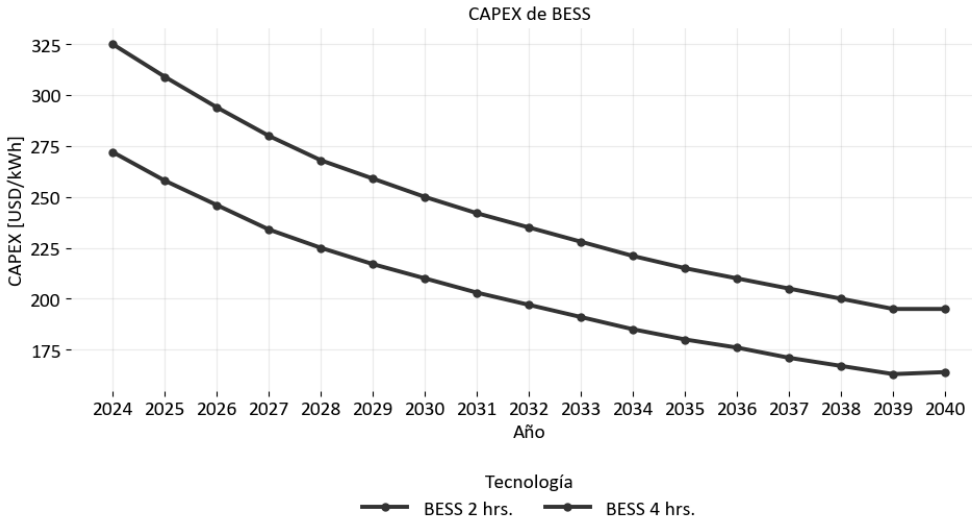


Figura 5: CAPEX por tecnología de almacenamiento en el periodo 2024-2040 en USD/kWh.

Por otra parte, para los equipos de almacenamiento de más larga duración se han utilizado algunos parámetros de CAPEX de un estudio realizado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (*Department of Energy, DOE)*, cuyos costos se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2: Parámetros utilizados para sistemas de almacenamiento.

Parámetro	BESS		Bombeo		Aire comprimido (CAES)		
Horas de almacenamiento	2	4	12	24	48	72	168
CAPEX (USD/kW)	Ver Figura 5	Ver Figura 5	1.790	2.490	1.205	1.277	1.565
Vida útil (años)	15		40		30		
Eficiencia	92%		80%		52%		

Es importante notar que los costos de inversión presentados en esta sección provienen de la base de datos oficial del proceso PELP y corresponden a precios observados en el mercado. Esta consideración es relevante porque los resultados del modelo son sensibles a la relación de costos entre tecnologías: un CAPEX de BESS menor al modelado favorecería en mayor medida las inversiones conjuntas de generación solar fotovoltaica y almacenamiento (PV+BESS) por sobre los desarrollos eólicos, dado el estrecho vínculo de la tecnología eólica con la zona sur del país y las mayores dificultades de desarrollo señaladas en la Sección 4.9. De materializarse costos de almacenamiento inferiores a los supuestos, la necesidad de transmisión hacia el sur sería todavía menor que la identificada en este estudio, efecto que se sumaría a las barreras socioambientales y territoriales documentadas para dicha zona.

De manera similar, cabe explicitar que las inversiones óptimas en generación y almacenamiento se determinan a partir del CAPEX bruto, sin descontar los ingresos por pagos de potencia de suficiencia. Esta decisión es consistente con la perspectiva de un planificador central, para el cual dichos pagos son una transferencia entre agentes y no un costo del sistema, pero se aparta del criterio de un inversionista privado. Como el reconocimiento de suficiencia favorece al almacenamiento por sobre la generación

variable, el predominio de PV+BESS que muestran los resultados no se explica por este mecanismo; de haberse aplicado el descuento, sería aún más marcado.

Esta consideración adquiere mayor relevancia al interpretar la trayectoria del sistema. El modelo de inversión se resuelve como una fotografía óptima al 2040 (ver Sección 3.3), horizonte en el cual las obras de transmisión troncal decretadas se asumen plenamente materializadas, conforme a las fechas indicadas en la Sección 4.7 y el Anexo B. Por construcción, entonces, el ejercicio no captura los años en que la capacidad de evacuación desde la zona sur permanece limitada. Si dichas obras se retrasan respecto de las fechas asumidas, o si se adopta un criterio de inversión que internalice los pagos por potencia, la inversión eólica del sur podría postergarse de manera considerable en la trayectoria efectiva, con independencia de su competitividad de costos de largo plazo. Ese rezago no se refleja en los resultados presentados y constituye una dimensión que convendría abordar en extensiones multietapa del enfoque.

4.2. Crecimiento de la demanda y efectos de la electrificación

Las proyecciones de demanda requieren la integración de diversos factores relacionados a las tendencias de los distintos sectores, considerando la diferenciación de clientes regulados y libres, así como los impactos de los procesos de descarbonización y electrificación.

En cuanto a los clientes regulados y libres, se utiliza la información reportada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en base a un modelo econométrico dependiente de variables como el Producto Interno Bruto (PIB) y el crecimiento de la población. Por otra parte, las medidas de electrificación apuntan a reducir las emisiones para alcanzar la carbono neutralidad al 2050. Gran parte de estas medidas se refieren a electrificar los consumos energéticos que dependen de fuentes fósiles, tales como el transporte y la climatización. Para este estudio, los montos anuales de energía y su crecimiento fueron obtenidos desde el informe de Carbono Neutralidad del Ministerio de Energía, para los cuales se destacan los siguientes aspectos al 2050:

- **Electromovilidad**: Se propone que la totalidad de los vehículos de transporte público sean eléctricos (taxis, colectivos y buses urbanos), así como un 58% de los vehículos particulares.
- **Hidrógeno verde**: Se establece reemplazar la demanda de diésel del transporte de carga en un 71%, el uso motriz en la industria en un 12% y, en la minería, un 37% para minas a rajo abierto y un 8% en minas subterráneas.
- **Calefacción residencial**: Se proyectan medidas de electrificación de la calefacción eléctrica para un 57% de las viviendas tipo casa y un 70% en departamentos.
- **Electrificación motriz**: Se proyecta una electrificación de los usos motrices en distintos sectores industriales, variando en un rango de entre el 52 y 67%.

La evolución temporal de la demanda y el impacto de las medidas anteriores se presenta en la

Tabla 3.

Tabla 3: Proyección de la demanda 2024-2040 por tipo de consumo en GWh.

Año	Clientes regulados	Clientes libres	Electrif. motriz	Electromov. buses	Electromov. autos	Electromov. taxis	Hidrógeno	Calefacción	Total
2024	29.065	50.451	1.842	1.165	1.057	1.239	393	1.048	86.260
2025	29.903	51.341	1.998	1.532	1.427	1.611	394	1.416	89.622
2026	30.759	52.074	2.145	1.751	1.669	1.856	638	1.632	92.524
2027	31.591	52.101	2.356	1.985	1.924	2.105	1.238	1.854	95.153
2028	32.396	52.380	1.909	1.643	1.607	1.739	1.067	1.525	94.265
2029	33.332	53.223	2.127	1.876	1.856	1.975	1.496	1.734	97.619
2030	34.274	54.224	3.147	2.436	2.301	2.403	2.361	2.108	103.254
2031	35.478	54.561	3.371	2.744	2.563	2.651	2.817	2.340	106.525
2032	36.748	55.322	3.715	3.166	2.934	2.967	3.636	2.666	111.153
2033	38.163	56.116	4.269	3.711	3.511	3.456	5.672	3.164	118.061
2034	39.668	56.926	4.595	4.092	3.933	3.799	6.316	3.527	122.856
2035	41.224	57.806	5.112	4.648	4.563	4.272	7.595	4.054	129.275
2036	42.928	58.916	5.503	5.123	5.119	4.638	8.372	4.499	135.098
2037	44.738	59.916	5.903	5.644	5.721	5.049	9.150	4.975	141.471
2038	46.596	61.041	6.318	6.211	6.404	5.442	9.974	5.486	147.471
2039	48.495	62.068	6.732	6.826	7.131	5.858	10.788	6.020	153.917
2040	50.451	63.069	9.081	7.615	7.956	6.316	11.797	6.625	162.909

La Figura 6 muestra la proyección de la demanda eléctrica del SEN para el período 2023–2040, desagregada por tipo de consumo. La demanda se presenta diferenciando los segmentos tradicionales de clientes regulados y libres, así como los consumos adicionales asociados a procesos de electrificación, incluyendo electrificación motriz, electromovilidad, producción de hidrógeno y climatización.

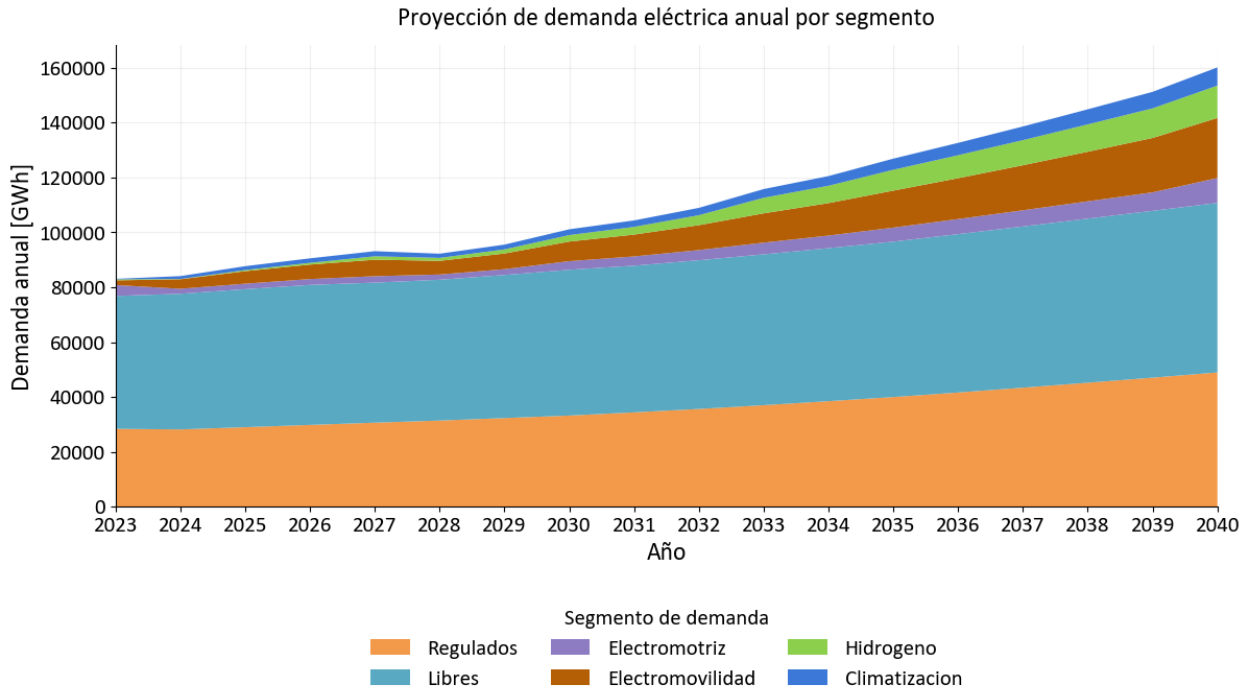


Figura 6: Proyección de demanda por tipo de consumo.

El crecimiento de la demanda total está explicado principalmente por la evolución de los clientes regulados y libres, que concentran la mayor parte del consumo a lo largo del horizonte de estudio. Sin embargo, hacia la segunda mitad del período analizado, los consumos asociados a la electrificación como electromovilidad, electrificación motriz, producción de hidrógeno y climatización, adquieren una participación creciente, llegando en conjunto a representar más del 30% de la demanda total hacia 2040. Este cambio en la composición de la demanda incrementa el consumo agregado y modifica los perfiles de carga del sistema, con implicancias relevantes para la planificación de la generación, el almacenamiento y la transmisión.

En línea con este crecimiento, se espera que esto no solo impacte en la magnitud de la demanda del sistema, sino que también en los perfiles tradicionales de consumo. Debido a ello, la Figura 7 presenta los perfiles diarios promedio para distintos años del horizonte de análisis.

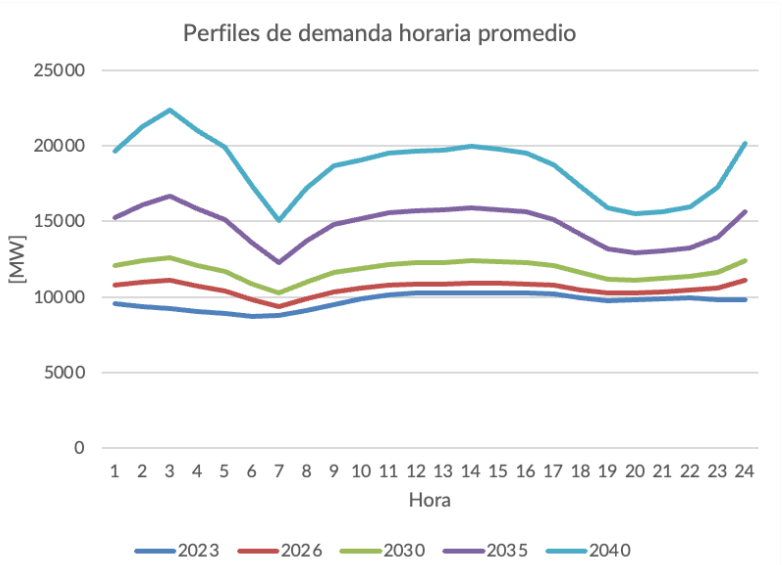


Figura 7: Demanda día promedio para los años 2023, 2026, 2030, 2035 y 2040.

Se evidencian altas demandas durante las horas de la madrugada asociadas a la integración masiva de electromovilidad, mientras que el incremento en horas solares se debe al crecimiento de demanda para la producción de hidrógeno verde.

4.3. Proyección de los precios de combustibles

La operación económica del sistema requiere de supuestos que permitan modelar los costos de operación de las distintas centrales térmicas. Para ello, se consideraron diferentes fuentes de información, y bajo ciertos supuestos, se proyectaron los valores para el horizonte del estudio.

- **Carbón**: Se utilizan los valores observados del CEN (programación de abril 2023) hasta el 2026, y luego se supone una tendencia de 100 USD/ton hacia fines de 2028.
- **Gas natural licuado**: Se utilizan los valores del reporte *Short Term Energy Outlook* (2023) durante el 2024, y luego se interpolan linealmente valores anuales en base al reporte *Annual Energy Outlook 2023*.

- **Gas argentino**: Se utilizan los valores observados del CEN hasta el 2024, y luego se utiliza un 7% Brent para los años posteriores.

De manera resumida, los precios de dichos combustibles se presentan en la Figura 8, donde se observa el precio del carbón, el gas natural y en precio del petróleo.

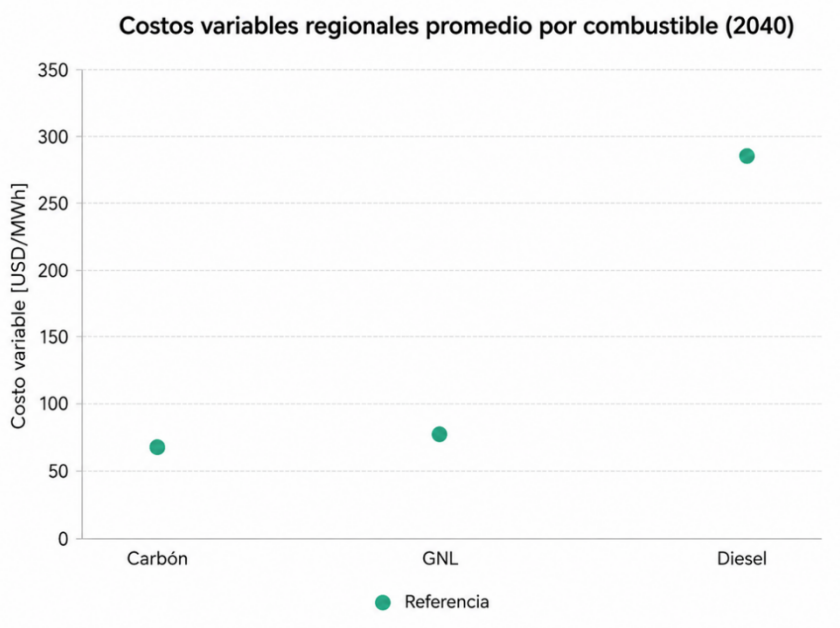


Figura 8: Costos de combustibles puestos en Chile.

4.4. Escenarios de hidrología

En el SEN, las centrales hidroeléctricas juegan un rol fundamental en la operación, por lo que la elección de los escenarios hidrológicos posee un alto impacto para los resultados obtenidos. En particular, esto se relaciona con que la participación de las centrales de generación térmica depende fuertemente de la disponibilidad de la generación hidroeléctrica.

En el contexto nacional, la variabilidad climática en el territorio ha llevado a que variables como la temperatura, las precipitaciones y las entradas de agua a partir del año 1960 muestran una clara tendencia al calentamiento y al déficit hidrológico. Esto ha conducido a que las regiones del norte y centro del país se encuentren afectadas por una “mega sequía” durante la última década.

En consecuencia, para el presente estudio se utilizan las proyecciones de afluentes de los escenarios históricos, elaboradas por Meteodata para la CNE [10], las cuales estiman la evolución de los caudales en el horizonte 2022–2050 considerando los efectos del cambio climático, a partir de información hidrológica histórica. Dicho estudio desarrolla una metodología orientada a evaluar el impacto de estas proyecciones sobre la disponibilidad de energía hidráulica por zona geográfica en Chile.

A partir de los 34 escenarios hidrológicos sintéticos desarrollados en el estudio elaborado para la CNE, se proyecta la generación hidroeléctrica anual del sistema bajo supuestos de cambio climático. La Figura 9 presenta la evolución temporal de la generación hidroeléctrica anual asociada a estos escenarios, mostrando tanto la dispersión entre trayectorias como su valor medio.

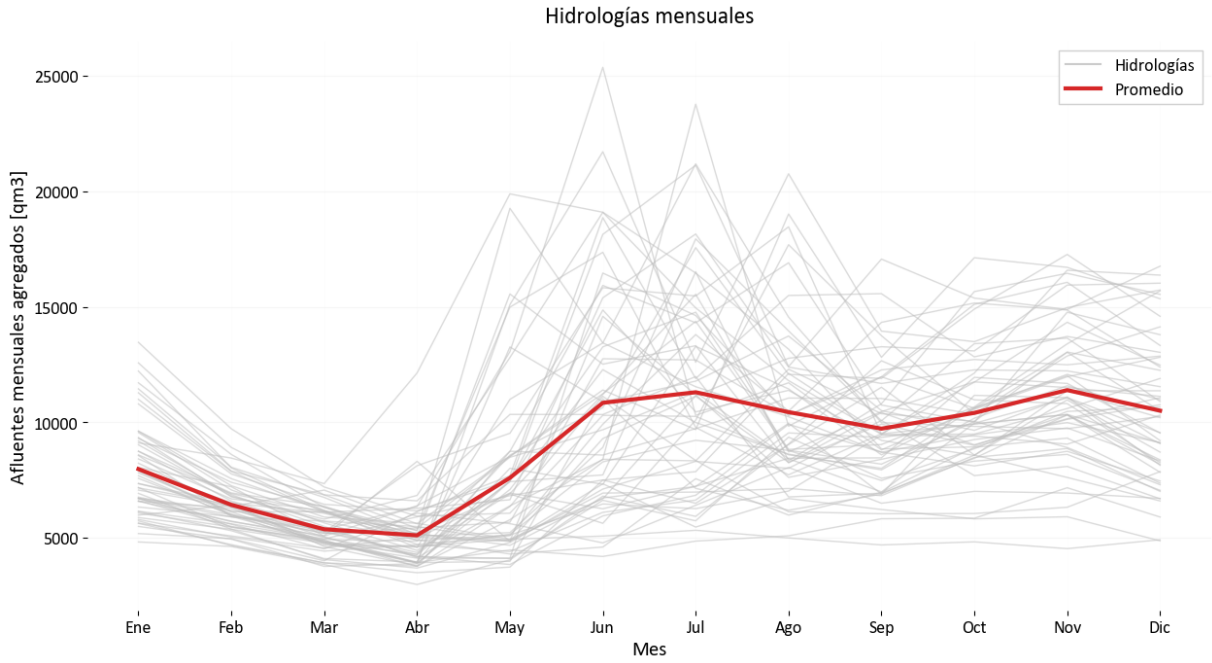


Figura 9: Incertidumbre hidrológica basada en el estudio de la Comisión Nacional de la Energía.

Cada línea gris corresponde a un escenario hidrológico individual, mientras que la línea punteada roja representa el valor medio de la generación hidroeléctrica, el cual se sitúa en torno a los 25 TWh anuales. Asimismo, se observa una tendencia decreciente en el tiempo del valor medio, reflejando el impacto esperado del cambio climático sobre la disponibilidad de recurso hídrico y, en consecuencia, sobre la contribución de la hidroelectricidad al sistema eléctrico.

4.5. Retiro de centrales a carbón

Con el objetivo de representar de manera consistente el proceso de descarbonización del sistema eléctrico chileno, el estudio incorpora un cronograma explícito de retiro de centrales a carbón, construido a partir de las fechas de cierre y reconversión anunciadas públicamente por las empresas propietarias de dichas unidades.

La Figura 10 muestra la evolución de la capacidad instalada de generación a carbón en el SEN, medida al inicio de cada año, para el escenario base de retiro considerado en el estudio. Esta trayectoria refleja tanto los compromisos de cierre ya asumidos en el corto plazo como los supuestos adoptados para las unidades remanentes.

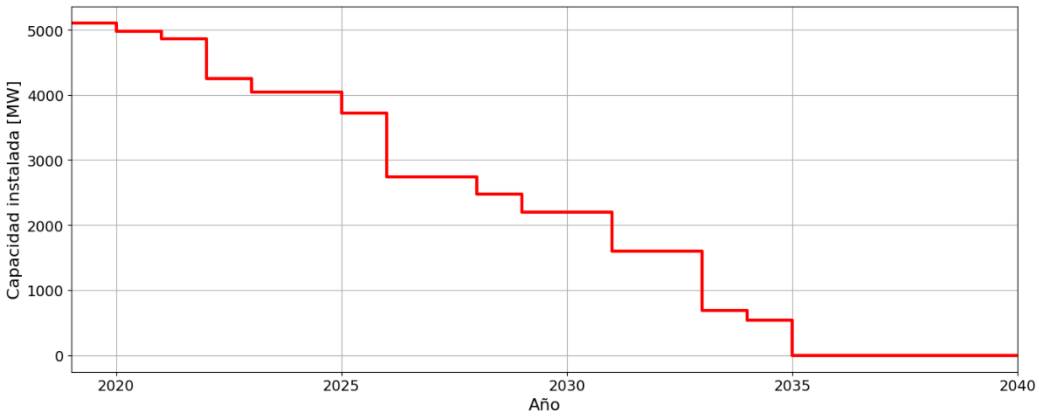


Figura 10: Capacidad instalada de centrales a carbón para el caso base de retiro progresivo.

De acuerdo con este cronograma, se contempla el retiro de aproximadamente 2.600 MW de capacidad a carbón hacia el año 2026, correspondiente a las centrales con fechas de salida ya definidas. Para las 14 unidades restantes, se asume un retiro progresivo durante la década de 2030, consistente con la vida útil técnica de cada instalación y siguiendo una velocidad de salida similar a la observada en el período 2019–2026. Bajo estos supuestos, el escenario analizado considera la eliminación completa de la generación a carbón antes del 1 de enero de 2035.

El detalle de las fechas de retiro de cada unidad individual se presenta en el Anexo A, asegurando la trazabilidad y coherencia de los supuestos utilizados en el modelamiento.

4.6. Expansión de generación a mediano plazo 2024-2026

La calibración del modelo es llevada a cabo incorporando los proyectos que se encuentran en prueba, construcción o comprometidos de entrar en servicio a través de licitaciones adjudicadas. Con base en información pública sobre proyectos en prueba, construcción o comprometidos, se espera que durante el periodo 2024-2026 la capacidad instalada solar fotovoltaica del SEN se ubique en un rango aproximado de 7 a 14 GW, mientras que la capacidad eólica alcance valores cercanos a 7 GW. El detalle de la capacidad instalada de generación por cada una de las nueve zonas del sistema al año 2024, utilizada como condición inicial del modelo, se presenta en el Anexo E.

Para cada una de las zonas definidas (Z1–Z9), se presenta la evolución de la capacidad instalada en el periodo 2024–2026. La distribución geográfica de estas tecnologías se muestra en la Figura 11. A diferencia de una partición basada estrictamente en límites político-administrativos, la representación espacial adoptada corresponde a una agregación nodal en nueve zonas del sistema (Z1–Z9), construida a partir de la localización de los nodos eléctricos y su proximidad espacial dentro del SEN, considerando el territorio desde el norte del país hasta Puerto Montt. Esta zonificación permite representar de manera más fiel la distribución eléctrica y territorial de los proyectos de generación incorporados en el modelo:

- **Z1 :** Extremo norte – Parinacota / Pozo Almonte / Lagunas
- **Z2:** Tarapacá – Nueva Zaldívar / Kimal
- **Z3:** Antofagasta – Nueva Cardones / Maitencillo
- **Z4:** Atacama – Pan de Azúcar

- **Z5**: Coquimbo / Valparaíso interior – Polpaico / Quillota
- **Z6**: Centro – Alto Jahuel / Ancoa
- **Z7**: Centro-sur – Charrúa / Concepción
- **Z8**: Sur – Mulchén / Río Malleco
- **Z9**: Extremo sur – Puerto Montt

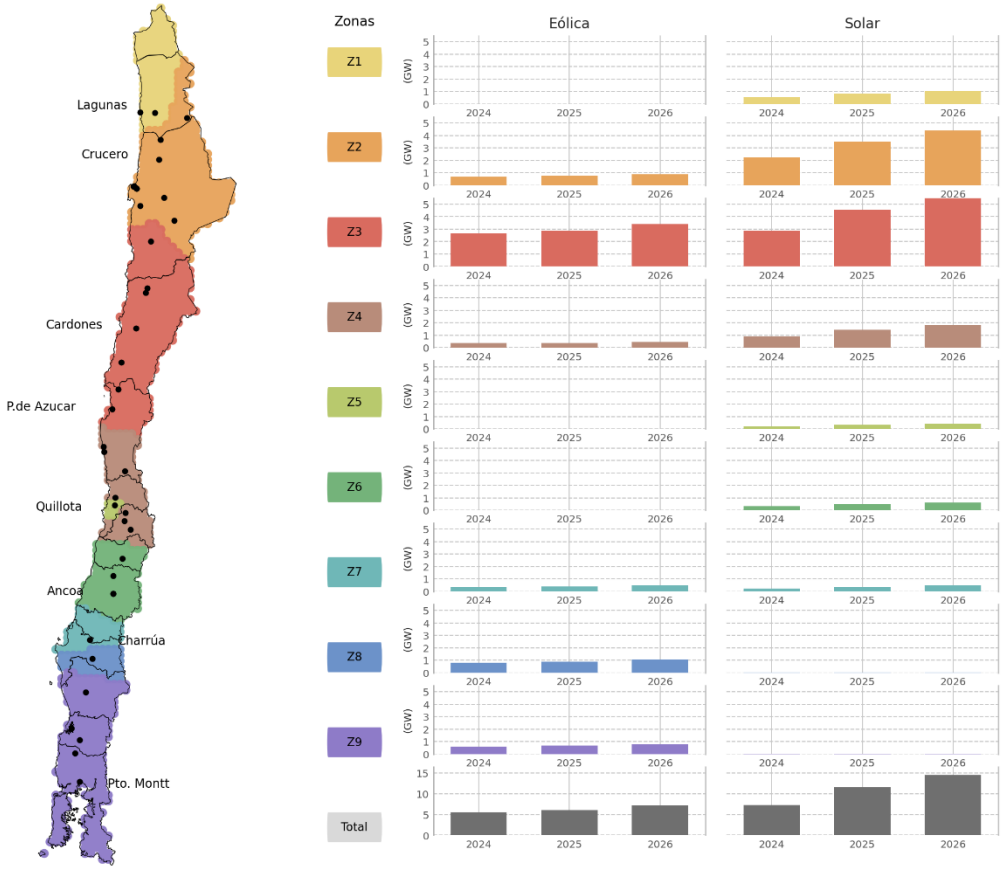


Figura 11: Plan de expansión de mediano plazo 2024-2026 por zonas y capacidad acumulada por año.

Para cada una de las zonas identificadas, se presenta la evolución de la capacidad instalada en el periodo 2024–2026. Se observa que una proporción importante de la expansión de la generación solar fotovoltaica se concentra en las zonas del norte y centro-norte del sistema, particularmente en las zonas Z1, Z2, Z3, Z4 y Z5, donde se localiza la mayor parte del recurso solar y de los proyectos actualmente en desarrollo. En contraste, la expansión de la generación eólica presenta una distribución más diversificada, con una mayor participación en las zonas Z5, Z6, Z7 y Z8, reflejando la localización de nuevos proyectos en el centro y sur del sistema. En conjunto, esta distribución confirma una expansión renovable geográficamente diferenciada, con predominio solar en el norte y centro-norte, y un desarrollo eólico más marcado hacia la zona centro-sur del país.

Cabe señalar que el punto de partida utilizado para calibrar el modelo (condición inicial 2024, detallada en el Anexo E) puede diferir de manera relevante del desarrollo efectivamente observado a la fecha de publicación de este informe, particularmente en lo relativo a sistemas de almacenamiento (BESS), tecnología que ha registrado un despliegue especialmente acelerado en los últimos meses, superando en varios casos las proyecciones utilizadas como supuesto de entrada. Esta brecha no invalida los resultados

del modelo, pero refuerza la importancia de leer las cifras de expansión de mediano plazo (2024-2026) como una fotografía de los supuestos vigentes al momento de construir el estudio, y no como una proyección actualizada del parque generador y de almacenamiento. Al mismo tiempo, esta rápida evolución del sistema, evidenciada por el desarrollo agresivo de BESS observado recientemente, subraya el valor de utilizar herramientas de planificación bajo incertidumbre, como la propuesta en este informe, que permiten diseñar una red robusta frente a trayectorias tecnológicas que pueden cambiar con mayor velocidad de la anticipada.

4.7. Expansión del sistema de transmisión

De manera similar a la expansión de la capacidad de generación presentada en la subsección 4.6, se realizó un levantamiento de las principales obras de transmisión que se encuentran en construcción a la fecha y que cuentan con una fecha estimada para puesta en servicio. Adicionalmente, se incorporan las obras que han sido decretadas en los planes de expansión de transmisión por la CNE, incluyendo los planes 2022 y 2023. Al igual que la generación planificada, se asume que estos proyectos entrarán en operación con una probabilidad de 100%.

Por otra parte, las obras más relevantes del plan de expansión corresponden al enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, cuya fecha de entrada en operación se ha fijado al 1 de enero de 2032, y la nueva línea desde Charrúa hasta Pichirropulli, que pasará por la nueva subestación Digüeñes y que está presente en el plan de expansión del 2022. Se espera que este nuevo circuito se encuentre disponible para el 1 de enero de 2032. Otros detalles de las obras de transmisión más relevantes para el estudio y sus fechas de entrada se presentan en el Anexo B.

Adicionalmente a las expansiones físicas tradicionales, el modelo incorpora explícitamente las Soluciones No Convencionales (*Non-Wire Solutions*) como alternativas competitivas para ser evaluadas en el proceso de planificación. Específicamente, el modelo está habilitado para instalar y optimizar el uso de dispositivos de control de flujo (Power Flow Control - PFC), tales como configuraciones avanzadas de BESS (como el caso del enlace Parinas – Lo Aguirre), con el fin de maximizar el uso de los corredores existentes.

Respecto a la autogeneración, los sistemas generación-consumo y el almacenamiento distribuido, estos elementos se consideran exógenos al modelo central de expansión de la transmisión para esta etapa específica. La decisión de no tratarlos como variables endógenas se basa en que el foco del estudio es el alivio sistémico a gran escala de los sistemas Nacional y Zonal, donde los dispositivos PFC ofrecen una alternativa directa y de alta capacidad para la gestión de congestiones en los troncales principales. Si bien los recursos distribuidos aportan beneficios locales, su impacto en las grandes líneas (como el enlace HVDC) se modela como una reducción en la demanda neta y no como una alternativa de expansión de infraestructura de transporte, asegurando así la eficiencia computacional y el foco en la optimización de activos de utilidad pública.

4.8. Objetivos de emisiones de CO_2 en el sector eléctrico

En línea con los objetivos de carbono neutralidad de Chile para el 2050 y con el cumplimiento de la contribución determinada a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés), el gobierno se ha comprometido con reducir sus emisiones para distintos sectores de la economía.

En 2021, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) publicó un estudio sobre las necesidades de reducción de emisiones para el sector eléctrico, el cual corresponde a uno de los principales habilitantes de la descarbonización, cuyos resultados se muestran en la Figura 12.

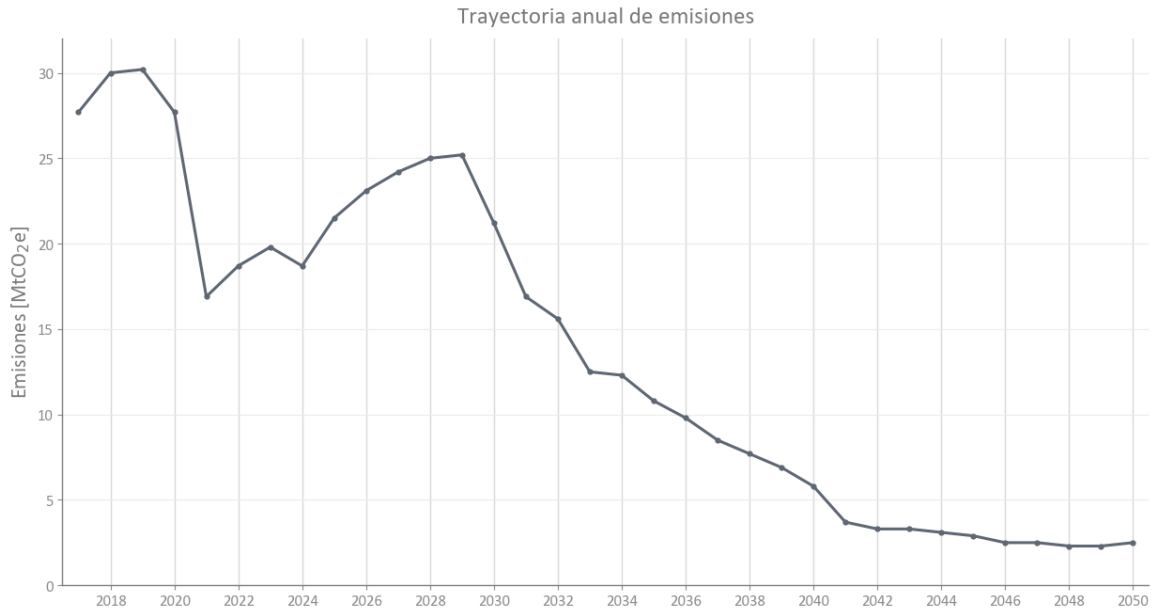


Figura 12: Trayectoria de emisiones de CO2 anuales en el largo plazo para el sector eléctrico que permiten a Chile cumplir la NDC.

Se observa una trayectoria de emisiones decreciente para el sector eléctrico, consistente con un proceso de descarbonización progresivo y sostenido en el tiempo. En el corto plazo se observa una reducción significativa respecto de los niveles históricos, asociada principalmente al retiro de centrales a carbón y a la creciente penetración de energías renovables variables. Hacia el año 2030, las emisiones se estabilizan en torno a valores inferiores a 20 $MtCO_2e$, en línea con las metas intermedias de la NDC, mientras que en el largo plazo se evidencia una disminución continua que conduce a niveles cercanos a 5–6 $MtCO_2e$ hacia 2040.

Es importante destacar que la metodología aplicada en este estudio incorpora las emisiones de CO_2 dentro de la evaluación económica del sistema, internalizando sus efectos a través de señales de precio, sin imponer restricciones explícitas o límites máximos de emisiones sobre las decisiones de inversión u operación. En particular, el impacto ambiental se incorpora mediante el impuesto verde al CO_2, en línea con los instrumentos económicos definidos por el Ministerio de Energía, lo que permite que las decisiones óptimas de inversión y despacho reflejen de manera endógena el costo asociado a las emisiones.

La Figura 13 presenta el costo en dólares por tonelada de CO_2 emitida durante el periodo analizado. Los valores del impuesto fueron extraídos del reporte "*Estrategia de instrumentos económicos para la transición energética*" del Ministerio de Energía [11].

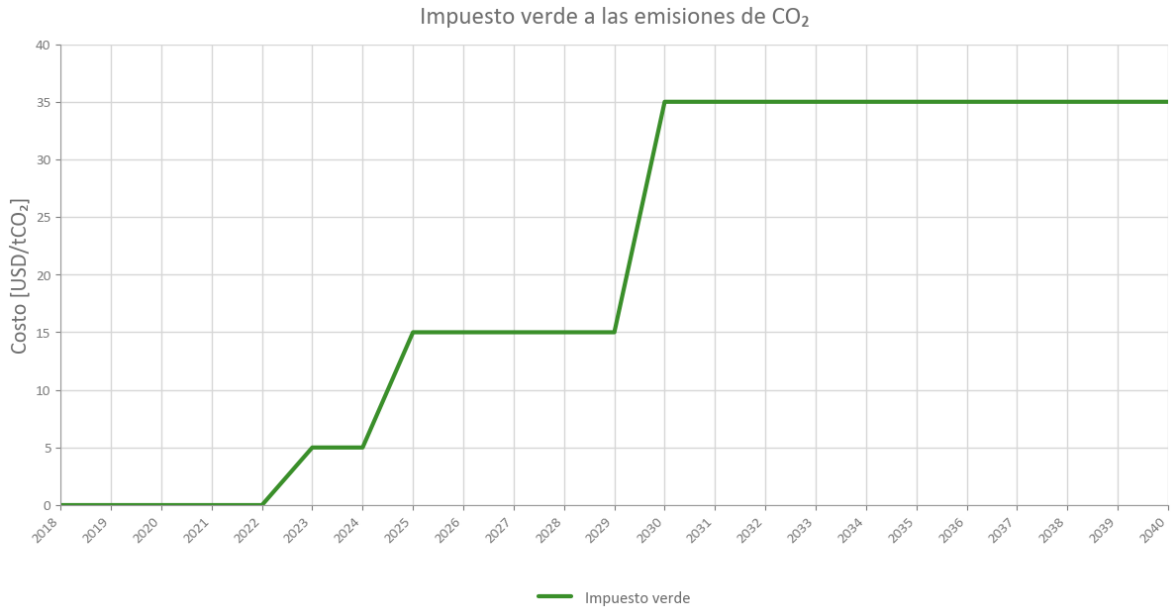


Figura 13: Valor del impuesto verde a las emisiones de CO2 a considerar basado en la información del Ministerio de Energía.

Como se observa en la Figura 13, el impuesto verde al CO_2 presenta una trayectoria creciente en el tiempo, con incrementos escalonados que reflejan una señal progresivamente más estricta sobre las tecnologías intensivas en emisiones. En particular, se aprecia un aumento relevante a partir de 2025 y un salto significativo en torno a 2030, momento desde el cual el impuesto se estabiliza en niveles cercanos a 35 USD/tCO_2. En el contexto del modelo, esta señal de precio actúa como un mecanismo de transición ordenada, afectando tanto las decisiones de despacho como las decisiones de inversión de largo plazo, y contribuyendo a alinear los resultados económicos del sistema con los objetivos de descarbonización definidos a nivel de política pública.

4.9. Desarrollo de proyectos renovables

Si bien los modelos teóricos de planificación y la disponibilidad del recurso primario sugieren un potencial eólico extraordinario en la zona sur de Chile, superior al del norte [12], la evidencia empírica reciente muestra una divergencia entre la expansión óptima teórica y la materialización real de las inversiones. Aunque hojas de ruta anteriores proyectaban que la energía eólica sería el pilar de la descarbonización [13], datos recientes del periodo 2022-2024 evidencian que el crecimiento renovable se ha inclinado fuertemente hacia la tecnología solar en la zona norte [14]. De hecho, regiones como Atacama han consolidado una participación mayoritaria de fuentes renovables [15], mientras que a nivel nacional la capacidad solar supera significativamente a la eólica [14], debido a que esta última enfrenta barreras en las macrozonas centro-sur y austral que ralentizan su despliegue.

El desarrollo de proyectos eólicos en el sur se ve limitado por restricciones de índole socioambiental y territorial que no siempre son capturadas por los modelos de optimización tradicionales. Entre las

barreras identificadas destacan las dificultades y demoras en la obtención de permisos ambientales (SEIA) en ecosistemas sensibles [16], así como la oposición de comunidades locales debido a conflictos territoriales y de seguridad [17]. Adicionalmente, existen limitaciones estructurales, dado que las zonas con mejor recurso eólico suelen encontrarse alejadas de los centros de consumo y enfrentan desafíos de transmisión e infraestructura que desincentivan la inversión en comparación con la zona norte [18]. Incidentes de seguridad en obras de construcción también han sido reportados como factores críticos que afectan la materialización de proyectos en la zona sur [19].

En este contexto, y considerando las tendencias de mercado donde la inversión se ha concentrado en regiones como Antofagasta [20] [21], el presente estudio modela la expansión de la capacidad de generación permitiendo la inversión endógena en tres tecnologías: energía eólica, solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento (BESS). Para capturar la disparidad entre el potencial teórico y la realidad práctica, se consideran dos escenarios de despliegue de las inversiones de generación: el escenario S1 (Generación Óptima), donde la localización y tecnología se deciden libremente según el mínimo costo sistémico, y el escenario S2 (Tendencia Histórica), el cual incorpora una restricción de inversión (capacidad solar igual al doble de la eólica) para representar la preferencia actual del mercado por el desarrollo fotovoltaico en el norte, dada la existencia de las barreras para el desarrollo eólico en el sur descritas anteriormente.

Cabe señalar que la razón entre capacidad solar y eólica utilizada en los escenarios S2 y S4 (2:1) no constituye una proyección del desarrollo futuro, sino un instrumento de diseño de escenarios destinado a representar un patrón de despliegue concentrado en generación solar, consistente con la trayectoria observada en Chile entre 2022 y 2024. Junto con S1 y S3, donde la localización y tecnología se determinan libremente por el modelo, ambos pares delimitan un rango entre un despliegue teóricamente eficiente y uno alineado con la tendencia reciente. Al ser la expansión de transmisión una decisión de primera etapa común a los cuatro escenarios, el plan resultante no queda condicionado por el valor específico del cociente. Sin embargo, conviene precisar su alcance. El cociente se impone a nivel agregado y no por zona, por lo que no restringe la localización de las inversiones, y su magnitud depende del período considerado: valores mayores a 2 podrían resultar plausibles atendiendo solo a los años más recientes, lo que acentuaría la participación solar y, dado el vínculo de la eólica con la zona sur, tendería a reducir los requerimientos de transmisión hacia el sur.

5. Casos de estudio

En esta sección se presentan los casos de estudio analizados, diseñados para abordar la planificación de la expansión de la transmisión bajo dos enfoques complementarios: un enfoque estocástico y un enfoque determinista.

El sistema eléctrico por estudiar corresponde al SEN entre los años 2024 y 2040. En particular, el análisis de resultados se centra en el año 2040, considerado como un año representativo de largo plazo, en el cual se asume que los tiempos de maduración y espera asociados a las inversiones en infraestructura de transmisión y generación ya han transcurrido, permitiendo evaluar un sistema en régimen con las expansiones de transmisión materializadas.

La topología a estudiar considera los siguientes elementos:

- 1.449 generadores (hidro, eólico, solar, térmicos, CSP, equipos de almacenamiento),
- 39 nodos,
- 465 cargas,
- 81 líneas de transmisión de tensión mayor o igual a 220 kV,
    - 59 líneas de transmisión existentes,
    - 22 líneas de transmisión candidatas (refuerzos),
- 13 embalses.

Cabe precisar que el modelo bajo estudio se resuelve sobre la topología detallada de 39 nodos y 81 líneas de transmisión. La estructura de 9 zonas presentada en la Figura 4 (Sección 3.2) corresponde a una agregación utilizada exclusivamente para la interpretación y presentación de los resultados, y no constituye un modelo reducido alternativo usado para la optimización.

En la Figura 14 se presenta un diagrama simplificado que muestra los principales elementos del sistema de transmisión georreferenciados, modelado en este estudio.

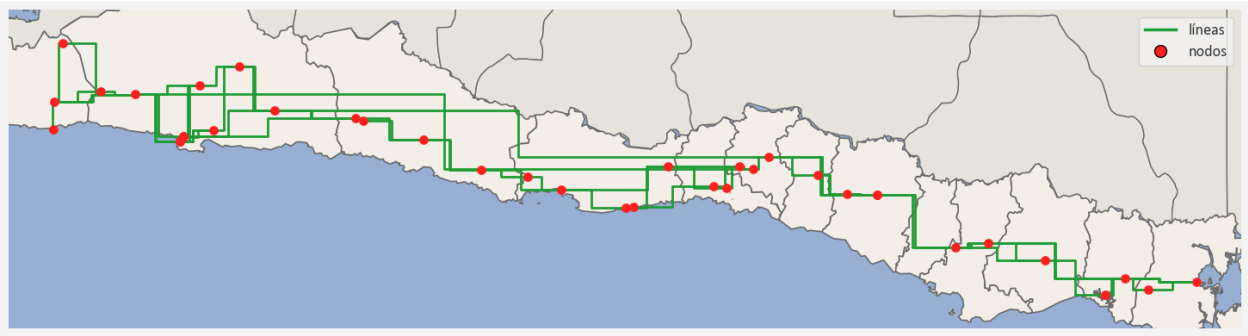


Figura 14: Modelo del SEN utilizado.

A nivel general, este estudio se estructura en dos metodologías complementarias. La primera metodología corresponde a un análisis de planificación de la expansión de la transmisión mediante un enfoque estocástico, que permite identificar necesidades de inversión considerando explícitamente la

incertidumbre de largo plazo asociada a la evolución de la demanda y a la incorporación de nuevas tecnologías de generación y almacenamiento. La segunda metodología utiliza un enfoque determinista, en el cual los escenarios se analizan de forma independiente, y cuyos resultados se emplean como base de comparación para evaluar las diferencias en las decisiones de inversión y el desempeño del sistema respecto del enfoque estocástico.

5.1. Metodología n°1: Enfoque estocástico

En este enfoque, se utiliza un modelo de programación estocástica de dos etapas aplicado al año horizonte 2040 para determinar un plan de expansión único y robusto.

La estructura del problema se define de la siguiente manera:

- **Decisiones de Inversión (*here-and-now*):** En la primera etapa se determinan las inversiones óptimas en infraestructura de transmisión, las cuales son comunes a todos los escenarios considerados y se adoptan antes de la realización de la incertidumbre. Estas decisiones se toman de manera endógena dentro del modelo y condicionan el desarrollo posterior del sistema, diferenciándose de los enfoques tradicionales donde la expansión de la transmisión se define a partir de planes de generación exógenos.

- **Decisiones de operación (*wait-and-see*):** En la segunda etapa, una vez materializado cada escenario de incertidumbre, el modelo determina de forma endógena las decisiones de inversión en generación, junto con la operación del sistema eléctrico, considerando escenarios diferenciados de demanda y disponibilidad de recursos.

Para alimentar este modelo estocástico, se han definido cuatro escenarios principales que capturan la incertidumbre de largo plazo en la demanda y los polos de desarrollo de tecnología de generación:

- **Escenario S1 (Demanda Base y Generación Óptima):** Representa la condición base de demanda proyectada (160 TWh al 2040). La capacidad invertida en tecnologías Solar (s) y Eólica (w) se obtiene de manera óptima por el modelo.
- **Escenario S2 (Demanda Base y Tendencia Histórica):** Mantiene la demanda base (160 TWh) pero incorpora una restricción que refleja la tendencia actual de inversión: la capacidad solar instalada debe ser el doble de la eólica ($s = 2 \cdot w$).
- **Escenario S3 (Sensibilidad de Demanda y Generación Óptima):** Sensibiliza la demanda reduciendo a la mitad el consumo por Hidrógeno Verde y Electromovilidad (139 TWh total). La inversión en generación es óptima.
- **Escenario S4 (Sensibilidad de Demanda y Tendencia Histórica):** Combina la baja demanda del escenario S3 (139 TWh) con la tendencia de inversión fuertemente solarizada del escenario S2 ($s = 2 \cdot w$).

El objetivo de esta etapa es encontrar un plan de transmisión que minimice el costo esperado de inversión y operación considerando la probabilidad conjunta de estos cuatro futuros posibles.

En la Tabla 4 se presenta un resumen sobre los casos de estudio considerados en el reporte.

Tabla 4: Escenarios para analizar la expansión óptima de transmisión.

Escenario	Nivel de demanda	Inversión en generación
S1	Base: 160 TWh	Hasta la optimalidad
S2	Base: 160 TWh	Tendencia histórica $\mathbf{2} \cdot \boldsymbol{w} = \boldsymbol{s}$
S3	50% hidrogeno y electromovilidad: 139 TWh*	Hasta la optimalidad
S4	50% hidrogeno y electromovilidad: 139 TWh*	Tendencia histórica $\mathbf{2} \cdot \boldsymbol{w} = \boldsymbol{s}$

Nota: *Ver Anexo F para distribución zonal de los escenarios de demanda.

En el presente estudio, los cuatro escenarios fueron tratados como equiprobables, asignándoles una probabilidad de ocurrencia de un 25% a cada uno. Sin embargo, la metodología admite ponderaciones diferenciadas, propiedad que podría explotarse si la evidencia de mercado así lo justifica.

5.2. Metodología n°2: Enfoque determinista

Este método realiza la planificación de la transmisión utilizando una formulación determinista clásica, en la cual cada uno de los cuatro escenarios descritos anteriormente son analizados de forma independiente, identificando en cada uno de ellos un plan de expansión de transmisión óptimo como si existiera certeza perfecta del futuro.

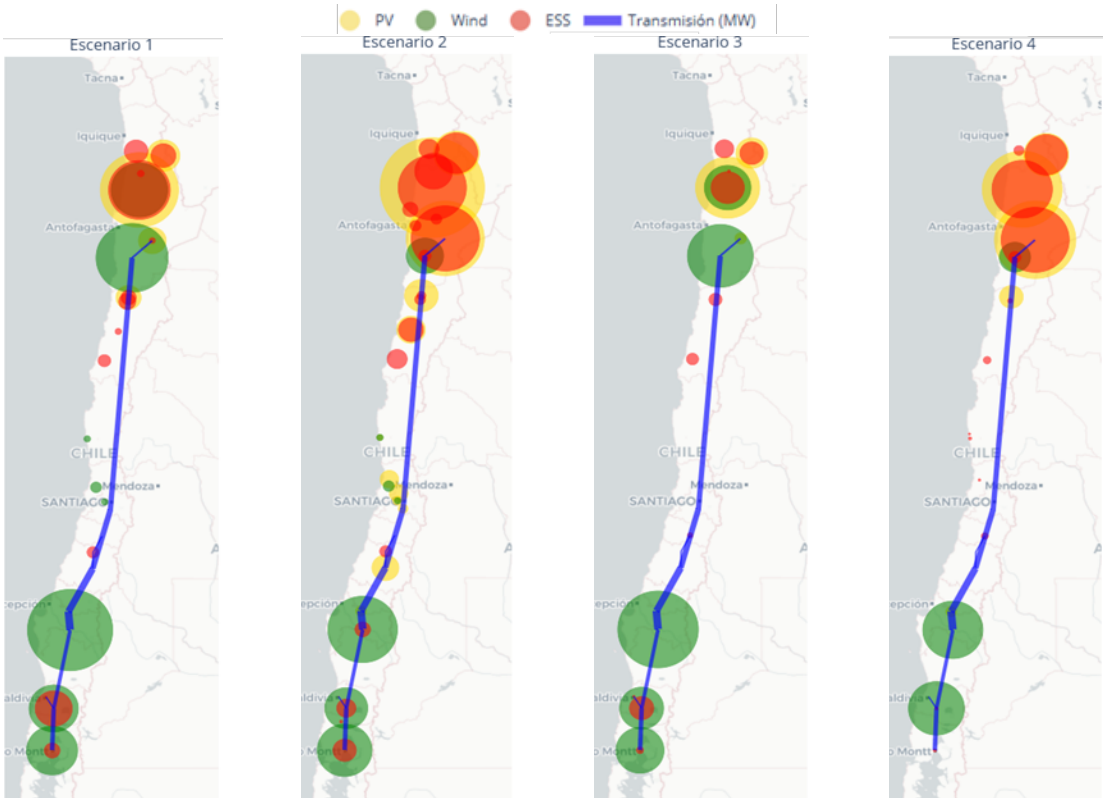
El enfoque determinista se utiliza en este estudio con el propósito de construir soluciones de referencia para cada escenario. Su objetivo no es definir un plan de expansión final a implementar, sino generar líneas base o *benchmarks* que permitan analizar el comportamiento del sistema bajo supuestos de certeza perfecta sobre el futuro, y como estos planes difieren respecto a la metodología estocástica.

6. Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación del modelo estocástico de dos etapas y su comparación con los resultados deterministas.

6.1. Enfoque estocástico

A continuación, en la Figura 15 se presentan los resultados de inversión en generación y capacidad de transmisión para los cuatro escenarios con un enfoque estocástico. Las áreas de colores corresponden a las inversiones en las distintas zonas del país: mientras mayor es el tamaño del área, mayor es la inversión en cada tecnología.



a) b) c) d)

Figura 15: Mapa con los resultados de inversión en capacidad instalada de generación y transmisión para los cuatro escenarios: a) S1, b) S2, c) S3 y d) S4 – Solución estocástica.

De manera inmediata se aprecia que la inversión en capacidad de transmisión en los cuatro escenarios es la misma. Esto es característico del enfoque estocástico, donde en la primera etapa se determinan las inversiones óptimas en infraestructura de transmisión antes de revelar la incertidumbre real. En términos generales, la Figura 15 muestra que la mayor capacidad se instala en la zona centro-sur, con el fin de transportar el gran potencial eólico presente en todos los casos. En consecuencia, independiente del escenario, el modelo reconoce a la zona sur como un polo relevante de generación aprovechable. Asimismo, se observa una importante instalación de infraestructura de transmisión para utilizar el potencial solar de la zona norte. En conjunto, el modelo estocástico entrega un plan único de expansión de transmisión que minimiza el costo esperado de inversión y operación, reflejando un equilibrio entre

costos y riesgos y evitando soluciones extremas. El detalle de los costos asociados al plan óptimo de expansión de la transmisión se presenta en el Anexo D, donde se desagregan las inversiones resultantes del enfoque estocástico.

De forma más específica, en a) se presentan los resultados del escenario S1, donde la demanda proyectada para 2040 es de 160 TWh y la inversión en tecnologías solar y eólica se determina de manera óptima, junto con el resto de las tecnologías disponibles. Se observa inversión en recurso solar PV, eólico y ESS. Además, se concentra la instalación en las zonas norte y sur, en concordancia con la distribución de potenciales nacionales de energías limpias. La mayor instalación de ESS se localiza en la zona norte, donde presenta una fuerte sinergia con la generación solar PV para disponer de energía económica y limpia.

Por otra parte, en b) se presentan los resultados del escenario S2. La demanda se mantiene igual que en S1, pero se establece una restricción adicional en donde la capacidad solar PV instalada debe duplicar a la eólica, reflejando las tendencias históricas de inversión. Como consecuencia, la instalación de unidades solares en el norte es significativamente mayor que en el caso anterior y desaparece casi completamente la instalación eólica observada en esa misma zona en el escenario S1. Además, se aprecia una importante instalación de ESS en la zona norte para aprovechar de manera eficaz la energía solar disponible.

Adicionalmente, en c) se presentan los resultados del escenario S3, caracterizado por una reducción de la demanda eléctrica total de 160 TWh a 139 TWh al 2040, debido a una reducción de las necesidades asociadas a hidrógeno verde y electromovilidad. La inversión en generación se determina de manera óptima, lo que lleva a instalar mayor capacidad eólica y se reduce la instalación de solares PV, en comparación con el escenario a). Junto a esta reducción, también se reduce la instalación de ESS en la zona, lo cual refuerza su relación con la tecnología solar.

Finalmente, en d) se presentan los resultados del escenario S4, donde la demanda se reduce igual que en c), pero se incorpora la restricción de la razón solar/eólica aplicada en b). Este escenario muestra, nuevamente, una elevada instalación de recurso solar PV y ESS en la zona norte, mientras que en la zona sur predomina la instalación eólica. Debido a la menor demanda asociada a electromovilidad e hidrógeno verde, desaparecen los polos de inversión en la zona del norte chico observados en b) y también se reduce la inversión en generación. No obstante, esta sigue una distribución general similar a la observada en b).

En línea con lo mostrado en la Figura 15, se aprecia que los escenarios con mayor capacidad instalada corresponden a aquellos con mayor demanda sistémica. Al comparar los pares con igual demanda, S1-S2 y S3-S4, se observa que la capacidad total instalada aumenta cuando se impone la restricción de la razón solar/eólico. Este requisito genera un incremento en la capacidad solar PV que, a su vez, viene acompañado de una mayor instalación de ESS. De hecho, en los escenarios S2 y S4 se aprecia claramente cómo la capacidad solar duplica a la eólica. Además, el incremento de instalaciones solares PV y ESS en estos escenarios no solo responde a la restricción impuesta, sino que también refuerza un patrón consistente en el modelo: la mayor disponibilidad de recursos solares en el norte impulsa una expansión coordinada entre generación solar PV y ESS, consolidando un portafolio más flexible para cubrir las horas de menor producción y reducir los costos operacionales.

La Figura 16 presenta únicamente la capacidad nueva instalada por el modelo al 2040, desagregada por tecnología, para cada uno de los cuatro escenarios considerados. Esta representación permite comparar de manera directa la magnitud total de la inversión en generación y almacenamiento entre escenarios, así como la composición tecnológica resultante, antes de examinar su distribución espacial.

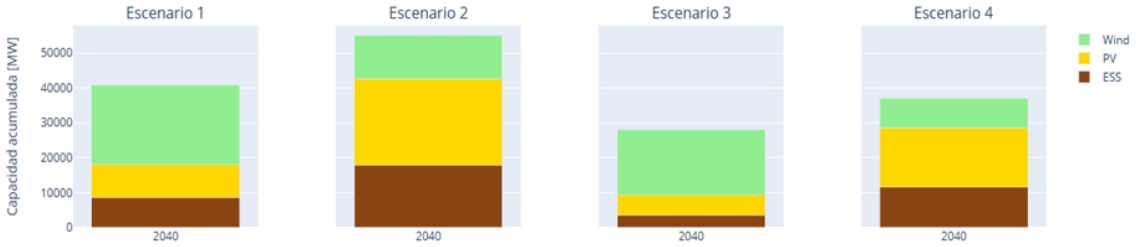


Figura 16: Capacidad instalada acumulada de generación para los cuatro escenarios – Solución estocástica.

En la Figura 17 se presentan los resultados de capacidad instalada nueva instalada por el modelo al 2040, desagregados por zona.

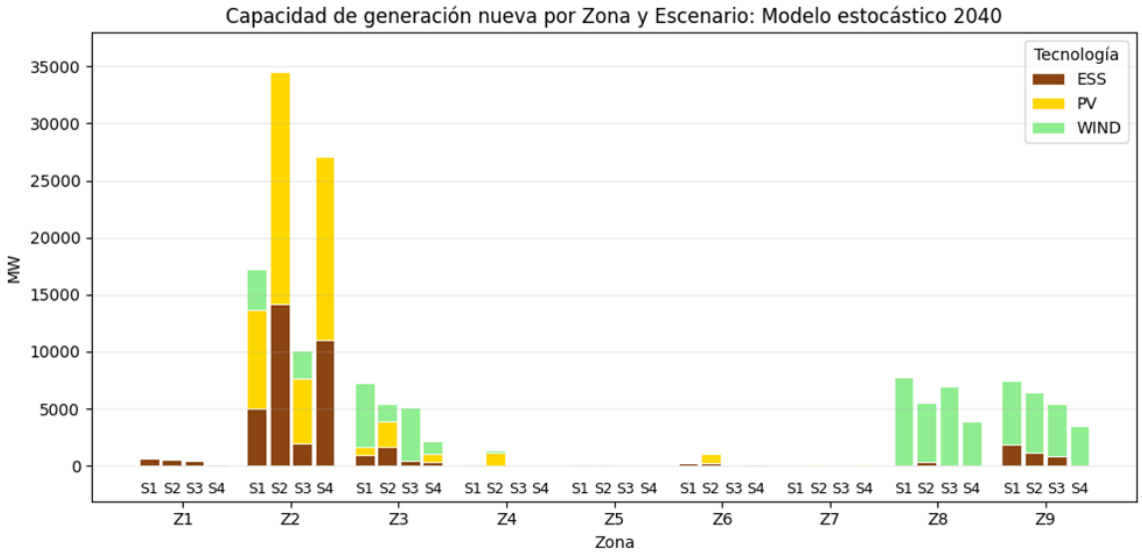


Figura 17: Inversiones de generación en cada escenario, desagregadas por zona para la solución estocástica.

Para facilitar la interpretación de estos resultados en su contexto sistémico, la Figura 18replica la desagregación zonal anterior incorporando la capacidad existente (condición inicial e ingresos hasta 2026, detallados en la Sección 4.6 y el Anexo E) junto a la capacidad nueva identificada por el modelo estocástico. Su construcción es análoga a la de la parte superior de la Figura 23, que se presenta para transmisión en la Sección 6.4. Esta visualización permite dimensionar la proporción que representan las nuevas inversiones respecto del parque ya instalado o comprometido en cada zona, y resulta particularmente relevante frente al ingreso masivo y acelerado de proyectos BESS observado en los últimos años, ya que permite apreciar si la capacidad de almacenamiento resultante del modelo se suma a la capacidad ya comprometida.

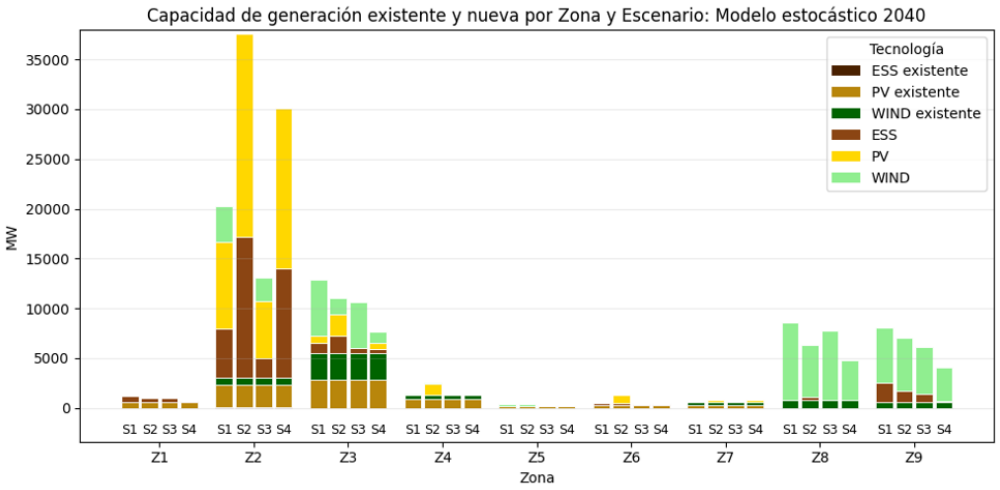


Figura 18: Inversiones de generación en cada escenario, desagregadas por zona para la solución estocástica, descomponiendo la capacidad existente y nueva.

En concordancia con lo observado en la Figura 15, se aprecia que las mayores instalaciones solares PV se concentran en la zona norte (zonas 2 y 3), acompañadas por una fuerte presencia de ESS. Por otro lado, la zona sur (zonas 8 y 9) concentra la mayor parte de la energía eólica en todos los escenarios, con excepción de S1 y S3, donde también resulta óptimo instalar estas tecnologías en las zonas 2 y 3 ubicadas al norte del país. Desde la perspectiva tecnológica, esta reubicación parcial de la generación eólica hacia el norte aporta una mayor diversidad en la composición del sistema. Al complementar la alta producción solar diurna con generación eólica que puede aportar durante la tarde y la noche, el sistema logra un acceso más equilibrado y estable a la energía a lo largo del día.

La Tabla 5 detalla las inversiones en tramos de transmisión (en MW adicionales) realizadas por el modelo al 2040 en los principales corredores del sistema.

Tabla 5: Inversiones en tramos de transmisión – Solución estocástica.

Id	Tramo (de norte a sur)	Capacidad MW
L1	Parinas (500kV) – Nueva Zaldivar (220kV)	338
L2	Parinas (500kV) – Alto Jahuel (500kV)	2138
L4	Alto Jahuel (500kV) – Ancoa (500kV)	2386
L5	Ancoa (500kV) – Nueva Charrúa (500kV)	3056
L6	Nueva Charrúa (500kV) – Río Malleco (500kV)	3451
L7	Itahue (220kV) – Ancoa (500kV)	52
L9	Tinguiririca (220kV) – Itahue (220kV)	3
L10	Río Malleco (500kV) – Pichirropulli (500kV)	1292
L11	Pichirropulli (500kV) – Valdivia Ciruelos (500kV)	24
L12	Pichirropulli (500kV) – Nueva Puerto Montt (500kV)	1723

Al observar esta tabla, se identifican claramente dos corredores principales que experimentan ampliaciones relevantes, ambos orientados a reforzar la conexión entre el norte y el sur con la zona centro del país.

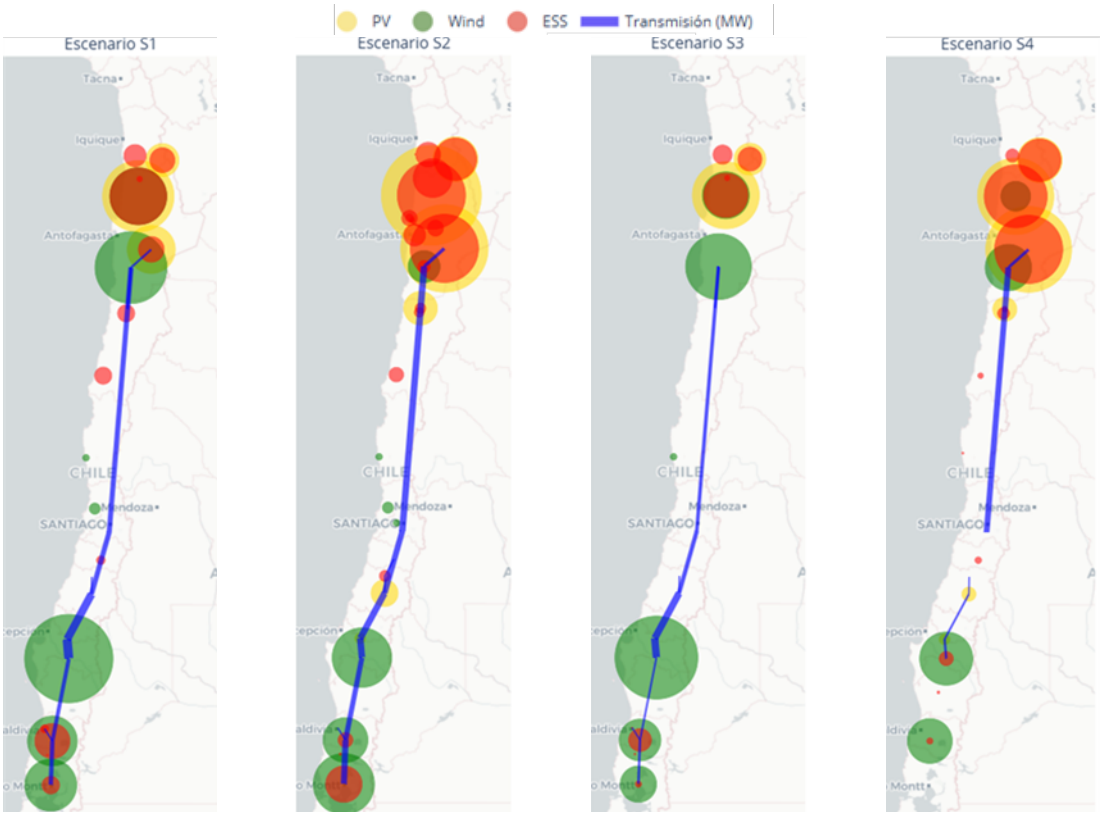
El corredor más significativo corresponde a los tramos ubicados entre las zonas 4 y 9, donde destacan refuerzos sustanciales. El tramo Nueva Charrúa – Río Malleco (L6) presenta la mayor necesidad de capacidad adicional, con 3451 MW, seguido por Ancoa – Nueva Charrúa (L5) con 3056 MW, Alto Jahuel – Ancoa (L4) con 2386 MW Pichirropulli – Nueva Puerto Montt (L12) con 1723 MW y Río Malleco (500kV) – Pichirropulli (500kV) con 1292 MW. Estos refuerzos permiten evacuar con eficiencia la generación eólica instalada en la zona sur y centro-sur, trasladándola hacia los principales centros de consumo en la zona centro del país. La magnitud de estas inversiones refleja el rol dominante de la eólica en esta región y la necesidad de un corredor robusto para su transporte.

En segundo lugar, el modelo opta por reforzar el corredor HVDC que conecta las zonas 2 y 4. En este corredor destaca el tramo Parinas – Alto Jahuel (L2), que requiere 2138 MW adicionales de capacidad para transportar la energía solar generada en la zona norte hacia la zona central del país. Este refuerzo se alinea con el patrón observado en la Figura 17, donde la instalación solar en el norte alcanza niveles significativamente superiores, lo que hace necesario fortalecer este tramo para asegurar su adecuada evacuación.

6.2. Enfoque determinista

A continuación, se presentan los resultados obtenidos al resolver el problema bajo un enfoque determinista.

En la Figura 19 se muestran las inversiones en capacidad instalada de generación y transmisión para los cuatro escenarios analizados.



a) b) c) d)

Figura 19: Mapa con los resultados de inversión en capacidad instalada de generación y transmisión para los cuatro escenarios: a) S1, b) S2, c) S3 y d) S4 – Solución determinista.

A primera vista, se observa que la inversión en transmisión (representada por la barra azul) varía significativamente entre casos, reflejando la naturaleza del enfoque determinista, el cual optimiza las decisiones de inversión bajo la suposición de que un único escenario ocurrirá con certeza. En consecuencia, cuando el modelo enfrenta escenarios con mayor instalación de generación en el norte, la expansión del sistema de transmisión aumenta en esa zona, especialmente en aquellos con mayores niveles de demanda. Asimismo, cuando disminuye la inversión en generación en la zona sur, la inversión en corredores de transmisión decrece también, en comparación con los demás casos.

En cuanto a la inversión en generación, se aprecia un comportamiento coherente con lo observado en el enfoque estocástico: el modelo adapta las tecnologías instaladas según las características del escenario. En los casos con demanda elevada (a) S1 y b) S2) se registra una expansión considerable de capacidad en todo el país, y, en los escenarios donde se impone el patrón de inversión solar/eólica basado en tendencias históricas, la generación solar PV y ESS aumentan sustancialmente en la zona norte (círculos amarillos y naranjos) para aprovechar el potencial zonal.

En la Figura 20 se muestra la capacidad instalada acumulada de generación para los cuatro escenarios analizados.

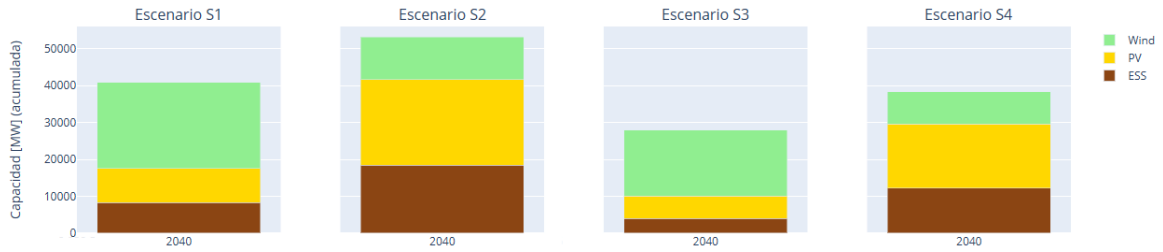


Figura 20: Capacidad instalada acumulada de generación para los cuatro escenarios – Solución determinista.

A partir de los resultados, se aprecia que el nivel total de capacidad instalada es bastante similar al obtenido bajo el enfoque estocástico, pese a las diferencias significativas en la expansión del sistema de transmisión. Esta coincidencia refleja que, en términos agregados, las necesidades de generación que el sistema debe cubrir no cambian sustancialmente entre enfoques. La Figura 21 permite confirmar este comportamiento. En ella se observa la distribución zonal de la inversión en tecnologías de generación.

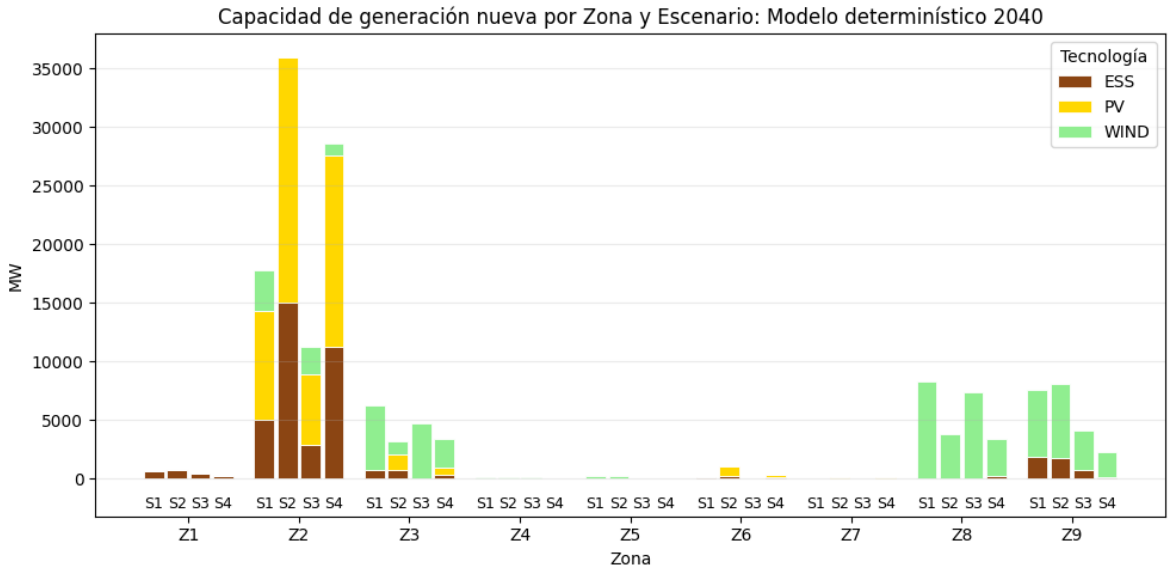


Figura 21: Inversiones de generación en cada escenario, desagregadas por zona – Solución determinística.

En comparación con la Figura 17, la inversión cambia marginalmente. Esto es coherente con el método utilizado en este trabajo, puesto que, en el caso estocástico, luego de invertir en la expansión de la transmisión, cada escenario se desarrolla por separado, de manera determinista.

La Tabla 6 detalla las inversiones en tramos de transmisión (en MW adicionales) realizadas por el modelo al 2040 en los principales corredores del sistema.

Tabla 6: Inversiones en tramos de transmisión para ambos enfoques.

Solución método determinista					
Id	Tramo	Escenarios			
		S1	S2	S3	S4
L1	Parinas (500kV) – Nueva Zaldivar (220kV)	452	1086	0	898
L2	Parinas (500kV) – Alto Jahuel (500kV)	2020	2828	1224	2430
L3	Parinas (500kV) – Cumbre (500kV)	550	0	141	0
L4	Alto Jahuel (500kV) – Ancoa (500kV)	2020	2441	1551	0
L5	Ancoa (500kV) – Nueva Charrúa (500kV)	3644	2843	3100	340
L6	Nueva Charrúa (500kV) – Río Malleco (500kV)	4212	2832	3278	468
L7	Itahue (220kV) – Ancoa (500kV)	131	68	104	30
L8	Colbún (220kV) – Ancoa (500kV)	133	0	126	0
L9	Tinguiririca (220kV) – Itahue (220kV)	0	3	0	0
L10	Río Malleco (500kV) – Pichirropulli (500kV)	1413	2066	272	0
L11	Pichirropulli (500kV) – Valdivia Ciruelos (500kV)	117	19	10	0
L12	Pichirropulli (500kV) – Nueva Puerto Montt (500kV)	1637	2550	480	0

Como se aprecia, los valores varían significativamente entre escenarios, reflejando que el modelo selecciona la capacidad óptima según las condiciones particulares de cada caso. Esta sensibilidad se debe a que, bajo el método determinista, la expansión se decide suponiendo que un único escenario ocurrirá con certeza, por lo que las necesidades de transmisión se ajustan de forma estricta a la configuración de generación y demanda de dicho caso.

6.3. Análisis Comparativo

En esta sección se realiza una comparación entre la solución del modelo estocástico y determinista, en las dimensiones de capacidad instalada de infraestructuras de transmisión, y costos de inversión y operación del portafolios de generación, almacenamiento, y transmisión.

En este contexto, la Figura 22 muestra la comparación entre las capacidades óptimas de transmisión por tramo (L1–L12) obtenidas bajo los cuatro escenarios deterministas (S1, S2, S3 y S4) y la solución resultante del modelo estocástico de dos etapas. Cada marcador representa la expansión seleccionada por un escenario determinista, mientras que el marcador X corresponde a la decisión de inversión del enfoque estocástico. Esta representación permite visualizar la sensibilidad de cada tramo frente a las hipótesis de generación y demanda, y cómo el método estocástico sintetiza dicha variabilidad en una solución única y coherente frente a distintos futuros posible, en consistencia con los resultados numéricos detallados en el Anexo C.

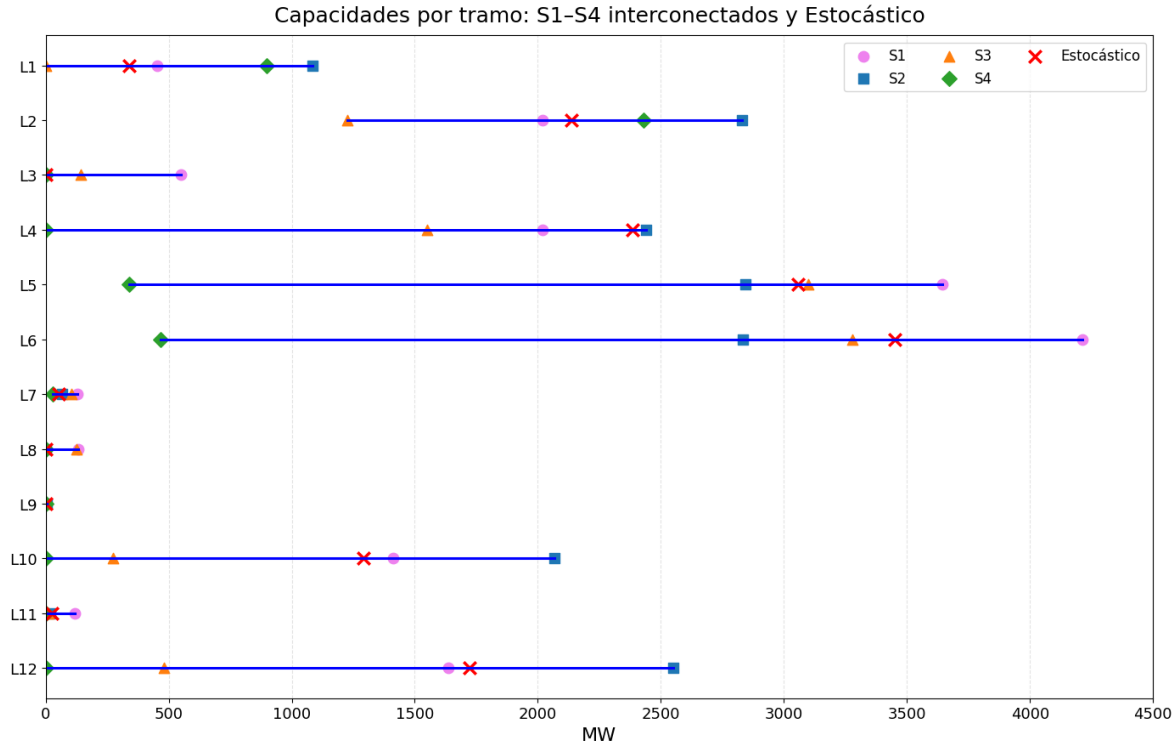


Figura 22: Capacidades por tramo en escenarios deterministas (S1, S2, S3, S4) y estocástico.

De la figura, se observa que, en varios tramos, como L4, L5, L6, L10 y L12, los escenarios deterministas exhiben una dispersión considerable, lo cual evidencia que las decisiones óptimas de expansión están fuertemente condicionadas por la evolución futura de la demanda y la penetración renovable. Frente a esta variabilidad, la solución estocástica se posiciona de manera consistente dentro del rango formado por los resultados deterministas, adoptando valores intermedios que funcionan como punto de equilibrio. Este comportamiento demuestra la capacidad del modelo estocástico para internalizar la incertidumbre y evitar decisiones extremas, evitando tanto el sobredimensionamiento como el subdimensionamiento de la red, y entregando un plan más estable y eficiente en términos de costo esperado y riesgo operativo.

Asimismo, la figura permite distinguir entre tramos sensibles a la incertidumbre y tramos estructuralmente robustos. En aquellos con alta heterogeneidad entre escenarios, la solución estocástica reconoce la necesidad de contar con capacidad adicional sin adoptar las expansiones más agresivas que proponen ciertos futuros específicos. Por el contrario, en tramos como L7, L8, L9 y L11, donde los escenarios deterministas convergen prácticamente en el mismo nivel de expansión, la solución estocástica coincide con ellos, reflejando que dichos refuerzos son necesarios con independencia del escenario considerado. En conjunto, el análisis evidencia que el enfoque estocástico no solo produce una solución robusta, sino que además permite informar con claridad una estrategia de expansión apropiada para los proyectos donde existe una mayor incertidumbre respecto a las decisiones óptimas de inversión en transmisión.

Por otra parte, la Tabla 7 presenta la desagregación de costos anualizados del sistema para los enfoques estocástico y determinista, expresados en MMUSD/año. En el caso estocástico, los costos por escenario corresponden a la evaluación de un único plan de transmisión definido en la primera etapa y común a

todos los escenarios, mientras que la columna de costo esperado resume su desempeño promedio ponderado frente a los futuros considerados. En el caso determinista, cada columna representa una solución optimizada de manera independiente para un escenario específico, bajo el supuesto de información perfecta sobre ese futuro.

Tabla 7: Costos anualizados por escenario y enfoque metodológico [MMUSD/año].

	Solución método estocástico					Solución método determinista			
	S1	S2	S3	S4	Esperado	S1	S2	S3	S4
OPEX	611.6	648.8	458.7	669.5	597.2	559.5	702.3	513.2	591.0
CAPEX GX	3938.7	4438.7	2804.1	2974.4	3539.0	3970.8	4332.4	2773.0	3094.0
CAPEX TX	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	239.1	259.0	145.9	91.2
Impuesto al CO2	201.1	200.4	174.1	206.1	195.5	187.4	209.5	187.5	200.8
Costo de ENS	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	**4969.3**	**5505.7**	**3654.7**	**4067.8**	**4549.4**	**4957.2**	**5503.5**	**3619.9**	**3977.2**

Los resultados muestran que las soluciones deterministas presentan costos menores que el modelo estocástico al analizar escenario a escenario, ya que dichos valores corresponden a planes diseñados específicamente para el futuro que finalmente se materializa. En contraste, el enfoque estocástico internaliza la incertidumbre al seleccionar una única expansión de transmisión antes de conocer el escenario futuro, lo que implica mayores costos de inversión que el modelo determinista al analizar escenario a escenario, pero entrega una solución más robusta frente a la variabilidad de demanda y desarrollo renovable. Así, la comparación relevante es entre el desempeño esperado del plan estocástico y el desempeño esperado de cada solución determinista evaluada en todos los escenarios.

Los resultados de esta comparación se presentan en la Tabla 8, la cual muestra el costo total de cada plan de transmisión (estocástico y deterministas) evaluado en cada uno de los cuatro escenarios, junto con su costo esperado ponderado. Notar que la diagonal principal (en rojo) muestra el costo total de cada plan determinista con información perfecta.

Tabla 8: Desempeño de los planes de transmisión estocástico y deterministas evaluados en todos los escenarios [MMUSD].

Costo total por escenario (MMUS$)	Solución determinista S1	Solución determinista S2	Solución determinista S3	Solución determinista S4	Solución estocástica

S1	**4957**	5033	5157	6479	4969
S2	5618	**5503**	6050	6394	5505
S3	3680	3724	**3620**	3962	3654
S4	3990	4034	4820	**3977**	4068
Costo total esperado (MMUS$)	**4561**	**4574**	**4912**	**5203**	**4549**

Al evaluar cada plan determinista bajo todos los escenarios posibles y ponderar por sus probabilidades, el plan estocástico, con un costo esperado de 4.549 MMUSD/año, domina a todas las soluciones deterministas, cuyos costos esperados ascienden a 4.561, 4.574, 4.912 y 5.203 MMUSD/año para S1 a S4 respectivamente. Esto confirma que internalizar la incertidumbre no solo entrega mayor robustez sino también un menor costo esperado total. Adicionalmente, los planes deterministas muestran una fuerte sensibilidad al escenario de diseño: cuando el futuro que se materializa difiere del escenario para el que fueron optimizados, incurren en sobrecostos de hasta un 40%, evidenciando el riesgo de adoptar un plan de transmisión sin considerar explícitamente la incertidumbre sobre el desarrollo futuro del sistema.

Es importante señalar que estas ventajas del enfoque estocástico conllevan un mayor costo computacional. El modelo estocástico de dos etapas requirió aproximadamente 1 hora 20 minutos de tiempo de cómputo por corrida, en un servidor de 25 GB de RAM, frente a los 20 minutos que toma el modelo determinista. Estas son dificultades prácticas que el planificador debería sopesar al evaluar la adopción de esta metodología frente al enfoque determinista actual.

6.4. Capacidad de transferencia efectiva

La Figura 23 muestra la capacidad de transmisión efectiva del modelo estocástico para cada una de las 9 zonas de la Figura 3. Esta capacidad de transmisión se divide en la red existente (azul), obras planificadas (verde), enlace HVDC (naranjo), y las inversiones determinadas por el modelo al 2040 (rojo), y se calcula utilizando una analogía de tipo conductor: dado el carácter longitudinal del sistema eléctrico chileno, la red troncal puede interpretarse como un conjunto de conductores paralelos cuya sección transversal, al ser “cortada” a lo largo del eje norte–sur, permite sumar las capacidades de los distintos tramos y obtener así la capacidad total disponible en cada zona geográfica.

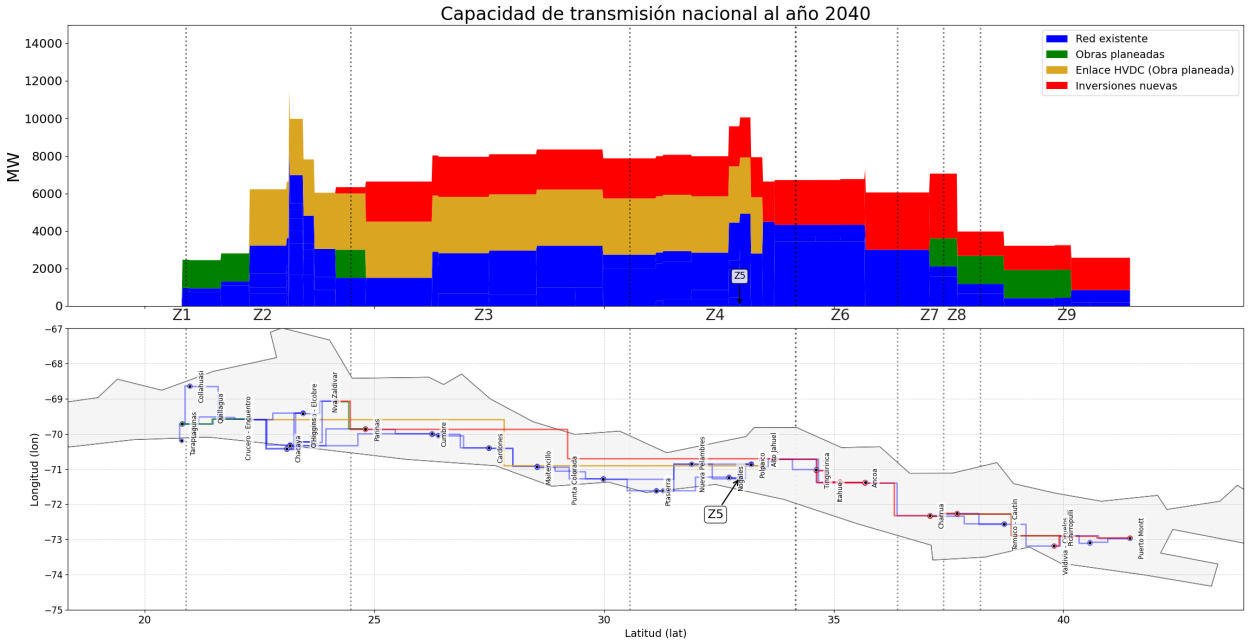


Figura 23: Capacidad de transmisión nacional efectiva por zona geográfica.

Los resultados evidencian un incremento significativo de la capacidad de transmisión en las zonas centrales y centro-sur del sistema, particularmente entre Z3 y Z7, donde se concentran las principales inversiones nuevas identificadas (segmentos en color rojo). Estas expansiones reflejan la necesidad de reforzar corredores estructurales que absorben mayores flujos interzonales, producto tanto de la expansión de los polos de generación renovables al norte (solar PV) y sur (eólica) como de la variabilidad inherente a los escenarios considerados. Se observan principalmente dos *peaks* de capacidad de transferencia efectiva, uno en la zona norte y otro en la zona centro. Estos *peaks* evidencian la alta capacidad de evacuación de energía solar desde la zona norte a la zona centro, la cual ya fue anticipada por el enlace HVDC Kimal-Lo Aguirre. Además, las inversiones en capacidad de transmisión al 2040 para el modelo estocástico suman alrededor de 14500 MW, representando cerca del 30% de la capacidad instalada. Si bien este porcentaje parece una cantidad excesiva, representa en promedio, alrededor de 2000 MW de capacidad de transmisión efectiva.

7. Recomendaciones regulatorias para la planificación de la red

Los resultados obtenidos en este estudio muestran que la planificación de la transmisión enfrenta hoy un desafío distinto al que dio origen a buena parte de sus metodologías tradicionales. En un sistema con alta penetración renovable, mayor electrificación de consumos, expansión del almacenamiento y trayectorias inciertas de desarrollo tecnológico, la red deja de ser un elemento pasivo que acompaña el crecimiento del sistema y pasa a cumplir un rol estructurante: condiciona la localización de nuevas inversiones, determina la capacidad efectiva de aprovechamiento de los recursos energéticos y afecta directamente la eficiencia, seguridad y resiliencia de la operación.

Bajo ese contexto, los ejercicios realizados en este informe permiten extraer una conclusión central: las decisiones de expansión de la red no debieran evaluarse únicamente como respuestas aisladas a necesidades locales o a escenarios únicos de desarrollo, sino como parte de una estrategia sistémica, capaz de reconocer interacciones entre proyectos, variabilidad operativa e incertidumbre de largo plazo. A partir de ello, este capítulo presenta un conjunto de recomendaciones regulatorias orientadas a fortalecer la metodología de planificación, revisar ciertos elementos del marco institucional y avanzar hacia una mayor integración entre planificación y operación del sistema.

7.1. Modernización de la metodología de planificación de la transmisión

7.1.1. Optimización de un portafolio de proyectos de transmisión

La metodología actual de planificación de la transmisión se apoya, en términos generales, en la evaluación de proyectos candidatos de manera individual. Bajo esta lógica, para cada obra se compara la operación del sistema con y sin el proyecto, y se determina si los ahorros operacionales justifican su costo de inversión y mantenimiento. Aunque este enfoque ha permitido estructurar procesos de planificación comparables y trazables, presenta una limitación importante: no logra representar adecuadamente las interacciones que se producen entre proyectos cuando estos son evaluados como parte de un sistema.

En la práctica, las obras de transmisión no operan de forma aislada. Existen proyectos que sólo revelan su valor cuando se construyen en conjunto con otros, así como combinaciones de obras que pueden sustituirse entre sí o modificar sustancialmente sus beneficios relativos. En consecuencia, una evaluación candidato a candidato puede dejar fuera soluciones eficientes desde una perspectiva sistémica o, alternativamente, favorecer inversiones cuya conveniencia depende de supuestos parciales. A ello se suma que, en muchos casos, los beneficios operacionales marginales que se comparan son del mismo orden de magnitud que las imprecisiones propias de los modelos de simulación, lo que debilita aún más la robustez del análisis individual.

Por esta razón, se recomienda avanzar hacia una metodología de planificación basada en optimización de portafolios, capaz de evaluar simultáneamente múltiples proyectos y tecnologías de transmisión, reconociendo tanto sus costos y beneficios como las sinergias y conflictos que emergen entre ellos. En este enfoque, el proceso parte por la definición de un conjunto amplio de alternativas de inversión y,

sobre esa base, un modelo de optimización identifica la combinación de obras que minimiza el costo total del sistema, respetando las restricciones técnicas y operacionales relevantes.

La principal ventaja de este cambio es que desplaza el foco desde la pregunta "¿conviene esta obra por sí sola?" hacia una pregunta más adecuada para un sistema interconectado: "¿qué combinación de obras entrega el mejor desempeño global?". Este cambio metodológico es especialmente pertinente en sistemas longitudinales y altamente mallados en algunos segmentos, donde el valor de una expansión depende no sólo del refuerzo puntual de un corredor, sino también de cómo esa expansión se articula con el resto de la red y con el desarrollo de la generación.

Para ilustrar el efecto de la optimización de un portafolio de inversiones, se presenta en la Tabla 9 los resultados de viabilidad económica de un conjunto de proyectos de inversión en el marco de un estudio realizado por SPEC e ISCI. El objetivo de este ejemplo es analizar un conjunto de proyectos de inversión bajo el enfoque de optimización global y el enfoque de simulación candidato a candidato, donde se observa que al analizar de manera aislada el proyecto A, que considera la línea Horcones-Curanilahue, no resulta ser elegible para el sistema (ahorro neto negativo). Sin embargo, si este mismo proyecto se analiza en conjunto con otra obra adicional para conformar el proyecto B, entonces su ejecución se viabiliza económicamente (ahorro neto positivo de 192 kUSD/año). De manera similar, existe un proyecto C para Curanilahue, cuya inversión no se justifica si sus beneficios son medidos solo localmente, es decir, solo en Curanilahue. Sin embargo, el proyecto C puede mostrar un beneficio económico que permite viabilizar su ejecución si este se analiza desde el punto de vista de múltiples sitios (Lebu, Tres Pinos, Curanilahue), es decir, bajo una perspectiva sistémica.

Tabla 9: Proyectos candidatos en plan de expansión.

Proyecto	Línea	Sitio de análisis	Costo de inversión y mantenimiento [kUSD/año]	Ahorros en costos de falla [kUSD/año]	Ahorro neto [kUSD/año]	¿Es óptimo?
A	Horcones-Curanilahue	Curanilahue	286	137	-149	No
B	A + Tres Pinos	Tres Pinos	583	775	192	**Sí**
C	Cañete-Angol	Curanilahue	729	140	-589	No
C	Cañete-Angol	Lebu, Tres Pinos, Curanilahue	Se crea un anillo de transmisión del cual se ven beneficiados los tres puntos de control		> 0	**Sí**

7.1.2. Adopción de un enfoque multivalor y reconocimiento de las externalidades en el proceso de planificación

La expansión de la transmisión genera beneficios que van más allá de la reducción directa de costos de operación. Una red más robusta no solo disminuye congestiones o permite despachar generación de menor costo; también puede mejorar la suficiencia del sistema, facilitar la integración de energías renovables, reducir emisiones, aportar flexibilidad frente a contingencias, fortalecer la competencia entre tecnologías y zonas, y contribuir a una mayor estabilidad económica del mercado.

Sin embargo, la evaluación regulatoria de las obras de transmisión suele concentrarse en una parte acotada de esos efectos, principalmente en los ahorros operacionales. Si bien otros criterios pueden incorporarse con apoyo de juicio experto, su tratamiento no siempre es sistemático ni comparable entre proyectos. Como resultado, ciertas inversiones que podrían ser valiosas desde una perspectiva amplia del sistema pueden quedar subvaloradas o derechamente excluidas.

Por ello, se propone adoptar un enfoque multivalor para la evaluación de proyectos de transmisión. Esto implica ampliar el análisis costo-beneficio, de modo que la decisión de inversión reconozca, de manera consistente y verificable, el conjunto de beneficios que la infraestructura aporta al sistema. Entre ellos pueden incluirse contribuciones a la suficiencia, resiliencia, descarbonización, competencia, reducción de vertimientos, entre otras. Esta propuesta se alinea con la experiencia internacional reciente, en la que diversas jurisdicciones han transitado hacia un análisis más detallado de los beneficios asociados a la expansión de la red. Sin embargo, es importante mencionar que la adopción del enfoque multivalor no implica incorporar beneficios de manera indiscriminada con el fin de justificar nuevas obras, sino identificar y cuantificar de forma consistente aquellos impactos que efectivamente se reflejan en el desempeño económico y operativo del sistema y, en última instancia, en los costos que enfrentan los usuarios finales.

Un ejemplo ilustrativo del enfoque de evaluación multivalor se presenta en el proceso de planificación de transmisión de largo plazo del operador del sistema del Medio Oeste de Estados Unidos, *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) extraído de [8], [22]. En este caso, el portafolio de proyectos de transmisión propuesto mostraba como beneficio USD 16,4 mil millones, relativamente limitados si se evaluaba únicamente en términos de ahorros en costos de producción. Sin embargo, como se muestra en la Figura 24, al incorporar otros beneficios sistémicos, como reducción de congestiones, mejoras en suficiencia del sistema, evitación de inversiones futuras en generación o transmisión, mitigación del riesgo de racionamiento y beneficios asociados a la descarbonización, el valor total de los beneficios aumentó significativamente. Tal como se muestra en la Figura 24, la suma de estos beneficios alcanza aproximadamente USD 53,3 mil millones (barras azules) frente a una inversión cercana a USD 15,6 mil millones (barra naranja), lo que resulta en un beneficio neto de USD 37,7 mil millones. Este resultado evidencia que una evaluación basada exclusivamente en ahorros de costos operacionales puede subestimar de manera significativa el valor real de las expansiones de transmisión.

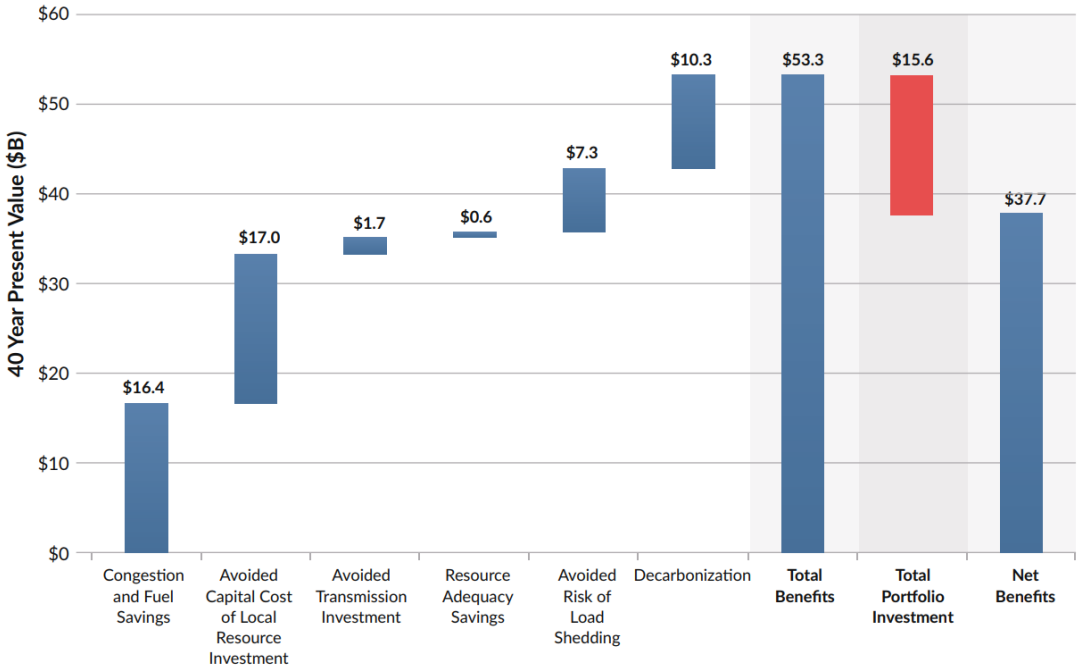
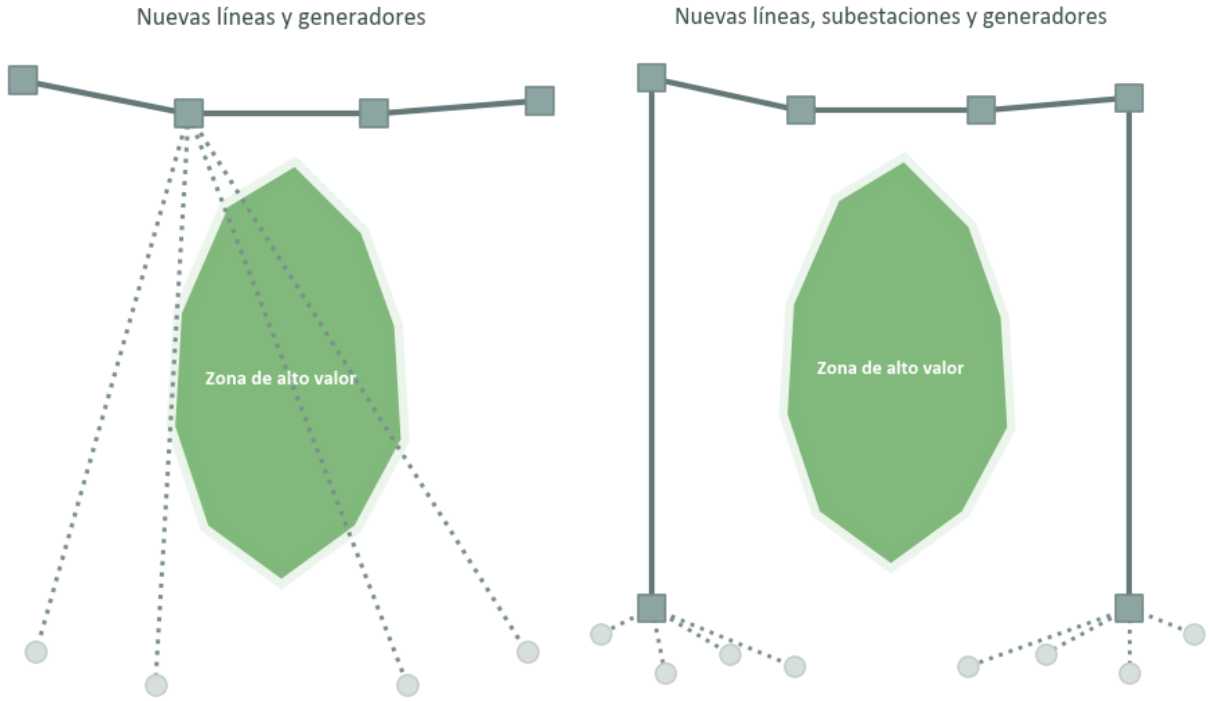


Figura 24: Resultados de los ahorros estimados utilizando un enfoque multivalor.

Junto con ampliar la valoración de beneficios, también resulta necesario incorporar de manera más temprana las externalidades territoriales asociadas a las obras. La experiencia muestra que muchos proyectos técnicamente eficientes enfrentan dificultades de implementación por conflictos con el uso del suelo, afectación de ecosistemas, interferencia con actividades productivas, sensibilidad patrimonial o baja aceptabilidad social. Cuando estos factores se consideran tardíamente, el proceso de planificación tiende a sobredimensionar la viabilidad real de ciertas soluciones y a subestimar alternativas de trazado o de diseño con mayor probabilidad de materialización.

En este punto, la recomendación es doble. Por una parte, se sugiere desarrollar un levantamiento temprano de externalidades territoriales relevantes, de modo que el diseño del conjunto de proyectos candidatos ya incorpore, desde el inicio, restricciones o penalizaciones asociadas al territorio. Por otra, se propone que los trazados preliminares, con un nivel de resolución compatible con la etapa de planificación, sean definidos antes de la optimización final del portafolio, de manera que el modelo pueda distinguir entre soluciones aparentemente equivalentes desde el punto de vista eléctrico, pero muy distintas en su factibilidad práctica.

A modo ilustrativo, se presenta en la Figura 25 el posible resultado de una planificación que no considera las externalidades territoriales y de una que sí las tiene en cuenta. Al no considerar las externalidades asociadas al territorio en la planificación, las soluciones de transmisión podrían contemplar el cruce por una zona de alto valor para la sociedad, como se muestra en (a). En contraste, en (b) se muestra la solución que se obtendría al asignarle de forma correcta el costo de la intervención a la zona de alto valor, la que resulta en una topología distinta, dado que el trazado se modifica con el fin de evitar intervenir la zona de interés.



(a) (b)

Figura 25: Reconocimiento de externalidades en planificación de la transmisión.

Para proyectos especialmente relevantes, convendría además fortalecer el proceso de franjas, de modo que no solo permita definir trazados mediante mecanismos participativos, sino que también facilite una coordinación temprana con permisos y condicionantes territoriales. Complementariamente, sería deseable avanzar hacia una lógica de planificación territorial más permanente, capaz de anticipar corredores estratégicos para el desarrollo futuro de la red, reduciendo así incertidumbre y tiempos de implementación.

7.1.3. Representación de la operación con un detalle temporal adecuado

Para poder evaluar adecuadamente los costos y beneficios asociados al desarrollo de la transmisión, es importante capturar con mayor precisión la operación del sistema y sus costos. No obstante, la metodología de planificación actual se basa en una simulación de la operación representada mediante bloques horarios, lo que conlleva varias limitaciones, dado que no es posible tratar de forma correcta la dinámica propia de sistemas que operan en una ventana temporal más pequeña. Esta aproximación tiende especialmente a subestimar la variabilidad inherente a la generación renovable. Además, los bloques horarios utilizados eliminan la cronología, lo cual se traduce en una subvaloración de los efectos intradiarios y el aporte de tecnologías flexibles como sistemas de almacenamiento. Asimismo, esta baja resolución temporal no permite capturar de manera adecuada los periodos en los que se producen congestiones en el sistema eléctrico, y en las cuales se gatilla la necesidad de expansión de la red (e incluso de otras tecnologías avanzadas como el almacenamiento).

Por lo tanto, se propone aumentar la granularidad temporal de la simulación de la operación, transitando desde bloques discretos de demanda a períodos horarios que conserven la cronología. Idealmente, la

simulación de la operación consideraría todas las horas del año. Sin embargo, para mantener un equilibrio adecuado entre el detalle temporal y los tiempos de cómputo, se sugiere representar la operación de un año mediante un subconjunto de períodos típicos, por ejemplo, días o semanas típicas, con resolución horaria o en lo posible cada 15 min. Para seleccionar estos períodos típicos, se pueden emplear diversos algoritmos de agrupamiento propuestos en la literatura, como el algoritmo *k-means*, *k-medoids* o la agrupación jerárquica. Como resultado de este proceso, se obtienen tanto los períodos típicos como su ponderación, la cual indica la cantidad de días o semanas que son representadas por cada período típico.

La ventaja de utilizar estos períodos típicos es que pueden ser seleccionados para representar diversas condiciones climáticas y de demanda, abarcando, por ejemplo, días laborales y de fin de semana correspondientes a distintas estaciones del año, como se muestra en la Figura 26. De este modo, se reduce el número de períodos a considerar en la optimización, pero capturando la variabilidad horaria y estacional de la generación y la demanda, así como las restricciones inter temporales, tales como límites de tasa de toma de carga o tiempos de operación. De este modo, será posible identificar de forma más precisa los períodos en los cuales se activa la necesidad de inversiones en la red y la necesidad de activos flexibles. Además, el aumento de granularidad temporal propuesto permitirá modelar adecuadamente la operación de sistemas de almacenamiento en la metodología de planificación, posibilitando una evaluación más precisa de los beneficios que estos pueden aportar al sistema.

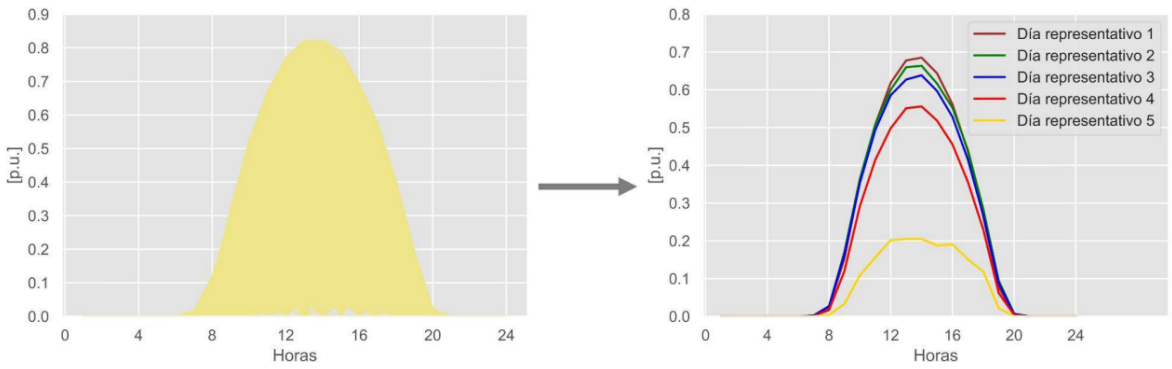


Figura 26: Representación mediante días típicos. La figura de la izquierda muestra los perfiles de radiación solar para un año completo. La figura de la derecha muestra los perfiles correspondientes a 5 días típicos.

7.1.4. Incorporación de recursos energéticos distribuidos en la metodología de planificación de la transmisión

La regulación actual, y, por ende, la metodología de planificación, no reconocen que los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) pueden influir en la necesidad de infraestructura de transmisión. Por un lado, se omite la posibilidad de que la generación distribuida requiera evacuar su energía hacia el sistema, ya que en la práctica los aumentos de capacidad en transmisión zonal se justifican solamente por crecimientos de demanda. Asimismo, la metodología actual, no contempla la posibilidad de que los DER aporten a aliviar congestiones en el sistema, aplazando o reemplazando la necesidad inversiones a nivel de transmisión. Esto puede llevar a una reducción en la eficiencia del sistema, dado que, por un lado, se podría ver limitada la inyección de energía de los DER por congestiones a nivel de transmisión zonal y, por otro, se podría sobreestimar la necesidad de inversión a nivel de transmisión, al

no reconocer los aportes de los DER. Es importante notar que la contribución de los DER a aliviar o sobrecargar las redes de transmisión, varía en cada caso específico.

En este contexto, se propone incorporar la operación de los DER existentes y proyectados en la metodología de planificación de la transmisión nacional y zonal. De este modo, podría evaluarse de manera más precisa la complementariedad entre soluciones de transmisión y recursos energéticos distribuidos, así como la necesidad de posibles expansiones en transmisión zonal para permitir aumentos en las inyecciones o retiros. En el caso de la planificación de la transmisión nacional, los recursos energéticos distribuidos pueden ser incluidos mediante una representación simplificada de su operación, buscando mantener un equilibrio adecuado entre tiempos de cómputo y calidad de las soluciones. En el caso de la transmisión zonal, se considera que estos podrían representarse con un detalle equivalente a las centrales de mayor tamaño a través de un sistema equivalente que permita visualizar su aporte en inyecciones e impacto en pérdidas óhmicas.

Cabe notar que, para implementar las soluciones diseñadas a nivel de transmisión zonal, se requiere que se pueda justificar en la práctica nueva inversión en capacidad para evacuar excesos de generación distribuida. En una regulación adecuada, dichas inversiones serían remuneradas por los usuarios, tanto demanda como generación distribuida, que se vean beneficiados por ellas. Esta consideración es crucial, ya que bajo el sistema tarifario actual donde solo la demanda remunera las obras de transmisión zonal, las expansiones motivadas por la generación distribuida podrían incrementar desproporcionadamente las tarifas, generando una situación desfavorable para el usuario final y creando un posible subsidio cruzado.

7.1.5. Reconocimiento de incertidumbre y necesidad de resiliencia

Actualmente, la metodología de planificación considera distintos escenarios energéticos para representar la incertidumbre futura en el despliegue de activos de generación. Sin embargo, estos escenarios se analizan de forma separada, obteniendo un plan de inversión distinto para cada escenario. Luego, se eligen los proyectos comunes a todos los planes de inversión y aquellos que resulten ser beneficiosos en la mayoría de los escenarios. No obstante, esta es una aproximación al problema real bajo incertidumbre y puede resultar en soluciones ineficientes que no cuentan con las holguras necesarias para adaptarse a escenarios futuros cambiantes. De hecho, por definición, se seleccionan obras que demuestran beneficios en varios escenarios, obviando el hecho que una obra nueva podría servir como seguro ante la ocurrencia de ciertos escenarios. En esta misma línea, este análisis no permite reconocer que hay inversiones que se justifican para mejorar la resiliencia del sistema, es decir, para enfrentar escenarios poco probables, pero de alto impacto.

Para abordar estos desafíos, se propone migrar hacia un enfoque de optimización bajo incertidumbre que incorpore, simultáneamente, una variedad de escenarios futuros plausibles de los parámetros inciertos. Entre los parámetros inciertos que podrían ser considerados se encuentran los costos de combustibles, crecimiento de la demanda, costos de operación y mantenimiento, tiempos de implementación, penetración de generación distribuida, entre otros. La metodología podría basarse en técnicas de optimización estocástica o robusta, las cuales han sido ampliamente estudiadas en la literatura académica. En este esquema, el plan de inversiones es diseñado con el objetivo de maximizar los beneficios frente a los diversos escenarios posibles.

Además, la metodología debe reconocer la posibilidad de modificar los planes de inversión a medida que se adquiere más información sobre los parámetros inciertos, diseñando planes que pueden ser adaptados de manera eficiente. Para ello, se puede considerar la dinámica de toma de decisiones en el modelo de planificación, las que se originan de un proceso en que las nuevas decisiones de inversión se re optimizan anualmente. Esta dinámica puede ser representada mediante un árbol como el ilustrado en la Figura 27. En la primera etapa, el planificador toma las decisiones de inversión que deben empezar a ser implementadas en el presente, aun cuando no se sepa el valor de los parámetros inciertos. En etapas posteriores, el planificador adapta las decisiones futuras de inversión considerando la infraestructura existente o en implementación, así como la nueva información disponible de los parámetros inciertos.

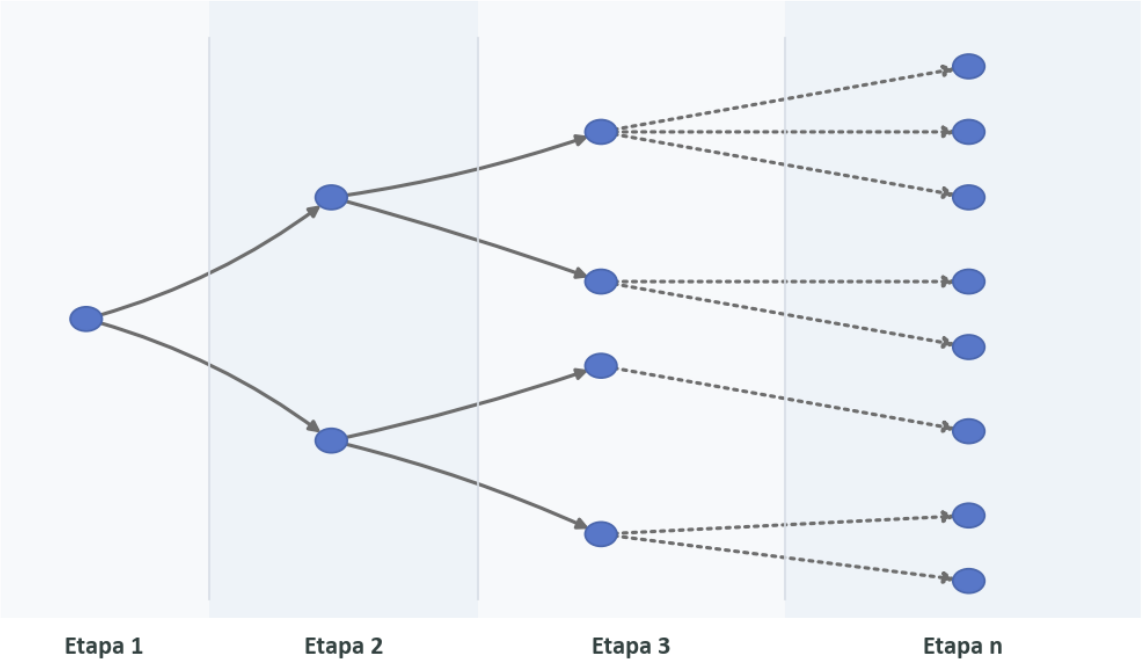


Figura 27: Esquema de la metodología de planificación estocástica multietapa.

Asimismo, se deben considerar eventos de baja probabilidad, pero de alto impacto, de manera que las inversiones destinadas a mejorar la resiliencia del sistema sean adecuadamente identificadas y valoradas. Esto se puede lograr integrando métricas previamente definidas o criterios de riesgo (como *el Conditional Value at Risk*) que permitan representar, en el análisis costo-beneficio, los impactos de eventos más extremos, así como identificar las mejores medidas de mitigación y adaptación. Además, se pueden desarrollar criterios de identificación de zonas críticas con necesidad de resiliencia, así como un marco para internalizar sus impactos en el proceso de toma de decisiones.

Desde el punto de vista normativo, la transición hacia técnicas de optimización bajo incertidumbre podría ser implementable dentro del marco reglamentario vigente. El reglamento aplicable al sistema nacional contempla la posibilidad de emplear herramientas diversas para el tratamiento de la incertidumbre, sin restringir el uso a un método específico. En consecuencia, la adopción de metodologías estocásticas o robustas por parte de la autoridad planificadora podría no requerir una modificación reglamentaria, sino una decisión de política metodológica. Esto reduce la barrera de implementación y permite avanzar

gradualmente: comenzar con ejercicios piloto para los corredores interregionales, validar resultados y desarrollar capacidades institucionales, antes de formalizar la metodología en eventuales actualizaciones regulatorias.

7.2. Revisión del proceso de planificación e institucionalidad

Se considera necesario revisar la institucionalidad del proceso de planificación de la red, con el objetivo de facilitar el diseño y la materialización oportuna de proyectos de transmisión eficientes. Esto incluye la reconsideración de las etapas y plazos del proceso, así como una evaluación de las instituciones involucradas y sus roles. En este contexto, se sugiere evaluar la idoneidad de la institución encargada del proceso de planificación. Se considera que esta entidad debe ser aquella que posea la información más completa y actualizada de la operación y de nuevas tecnologías para identificar de manera precisa las necesidades de inversión en redes.

Asimismo, se destaca la importancia de considerar los incentivos que puedan tener las instituciones encargadas de la planificación. Por ejemplo, se podría dar un incentivo a sub invertir si el objetivo es mantener las tarifas bajas, o un incentivo a sobre expandir si la prioridad del ente es garantizar la seguridad del sistema. Por último, los lineamientos establecidos a partir de compromisos internacionales o sectoriales, como por ejemplo aquellos relacionados con objetivos de descarbonización, deben ser respetados por las instituciones encargadas de llevar a cabo el proceso.

El análisis de modelos institucionales a nivel internacional revela una variedad de enfoques en la planificación de redes eléctricas, involucrando a diferentes actores como reguladores, operadores y agencias independientes. Un aspecto común en estos modelos es la activa participación de los actores coordinados, con mecanismos que aseguran una retroalimentación efectiva al proceso. Tomando como ejemplo Nueva York, nuevas líneas de transmisión pueden incorporarse al plan si existe una super-mayoría en el mercado que respalda la inversión (votación). En este contexto, la implementación de un sistema tarifario eficiente es crucial, ya que este debe asignar los costos a los usuarios que se benefician directamente de la inversión. Esto permite internalizar la evaluación de costos y beneficios por cada agente, garantizando así que el mecanismo de votación sea coherente y refleje las prioridades efectivas del mercado.

Un aspecto adicional que merece atención es la existencia de traslapes entre los procesos de planificación de las distintas instituciones del sector. Actualmente, cada una de ellas desarrolla sus propios modelos, supuestos y proyecciones, con un grado de redundancia que consume recursos técnicos y puede generar incoherencias entre los planes resultantes. Una racionalización de estos traslapes —que no implica necesariamente reducir el número de actores involucrados, sino clarificar roles y establecer flujos de información vinculantes entre ellos— podría liberar capacidad analítica y orientarla hacia la sofisticación metodológica que este informe propone. El costo de incorporar analistas adicionales especializados en optimización estocástica es marginal frente al beneficio sistémico de mejorar las decisiones de inversión en infraestructura.

7.2.1. Acceso abierto y mejoras a la regulación de la transmisión

En el actual marco del sistema eléctrico chileno, el acceso para nuevos participantes se caracteriza por su apertura, donde dichos entrantes solo deben aguardar por implementaciones menores a nivel de transmisión zonal y dedicada para facilitar su conexión a la red y al mercado eléctrico. Sin embargo, estas incorporaciones no siempre desencadenan proyectos de transmisión a nivel nacional, o al menos, su vinculación no es directa e inmediata. A pesar de que los actores del mercado cuentan con incentivos originados en el mercado *spot*, persiste la posibilidad de descoordinación entre los desarrollos en generación y transmisión, produciendo potencialmente zonas de oferta excesiva. Esta situación puede ser resultado de retrasos en la implementación de sistemas de transmisión, repercutiendo negativamente en el estado financiero no solo de los nuevos participantes sino también de los generadores existentes, debido a la reducción de precios en el mercado *spot* y vertimientos excesivos de generación renovable, propios de un sistema con superávit de energía y/o insuficiencia de transmisión para evacuar la producción local.

Se propone abordar este dilema mediante la integración de tres elementos, los cuales serán discutidos a continuación:

a) La implementación de Derechos Financieros de Transmisión (FTRs) que, en sinergia con los Acuerdos de Compra de Energía (PPAs), facilitan una cobertura financiera más eficaz para los generadores.
b) La aplicación de una tarificación basada en los beneficiarios.
c) Un régimen de inversiones en transmisión más flexible que permita obras que promuevan los agentes.

Con la adopción de estas medidas, se promueve un entorno de acceso abierto, potenciando la competencia derivada de una política de acceso irrestricto, al tiempo que se mantienen señales económicas precisas para que los actores puedan internalizar de manera más efectiva las repercusiones de sus decisiones de localización. Dado que actualmente se carece de mecanismos óptimos para abordar adecuadamente los riesgos asociados a la congestión y la elección de localización, esto podría conllevar a la necesidad de ciertas restricciones al acceso. Este fenómeno se ha observado recientemente en las licitaciones de suministro a clientes regulados, donde los bloques de suministro licitados fueron segmentados en tres zonas geográficas y donde las ofertas deben estar respaldadas por fuentes de generación con suficiente capacidad en cada zona.

En línea con lo anterior, se plantea que los peajes de transmisión se determinen en base a un enfoque costo-reflectivo, como, por ejemplo, el enfoque de beneficiarios. En este esquema, los costos asociados a la inversión en transmisión se distribuyen de manera proporcional a los beneficios considerados dentro del enfoque multivalor, que cada usuario, tanto generadores como consumidores, obtiene de la infraestructura. Cómo la planificación de la transmisión se realiza con el objetivo de que las obras se justifican sólo cuando los beneficios acumulados superan su costo, el esquema de beneficiarios asegura que los usuarios no paguen cargos mayores que los ahorros derivados de dichas obras. Un aspecto relevante de la propuesta es que el peaje sea establecido ex-ante, es decir, que no dependa de la operación real para cada año en particular (más bien un promedio que agregue varios escenarios futuros),

y que se mantenga fijo por un período razonable, de manera de reducir la incertidumbre asociada a dichos pagos.

Cabe precisar que el esquema de beneficiarios aquí propuesto opera como un mecanismo de asignación de costos sobre obras cuyo dimensionamiento ya ha sido determinado por el proceso de planificación central bajo un criterio de eficiencia sistémica de largo plazo, es decir, aquel que resulta óptimo para el conjunto del sistema y no únicamente para un grupo acotado de beneficiarios. No se propone, en cambio, que la identificación previa de beneficiarios específicos determine el tamaño o la existencia de la obra, ya que ello podría limitar el desarrollo de infraestructura a la estrictamente necesaria para cubrir necesidades particulares identificadas ex ante, en desmedro de soluciones más eficientes para el sistema en su conjunto. Este esquema de asignación de costos sería más adecuado para refuerzos estructurales de la red troncal, mientras que, para refuerzos puntuales, donde exista claridad respecto de un grupo acotado de beneficiarios, su aplicación debiera cuidar de no truncar el desarrollo de soluciones de mayor escala que resulten más convenientes para el sistema.

El enfoque de beneficiarios presenta diversas ventajas respecto del enfoque actual basado en la socialización de costos entre la demanda. Por un lado, evita posibles distorsiones en los incentivos a la eficiencia económica a largo plazo, derivadas de un esquema en que la transmisión es financiada exclusivamente por la demanda y en el que la expansión en transmisión se ve efectivamente afectada por las decisiones de localización de la generación. Además, posibilita la compatibilidad entre un régimen de inversión mandatado y uno libre, al establecer un sistema único de tarificación, eliminando el incentivo asociado a la socialización de costos que podría propiciar la realización mayoritaria de proyectos bajo el régimen mandatado.

Además, cuando los generadores son responsables del pago de peajes, estos se hacen acreedores de parte de las rentas por congestión, lo que les permite cubrir el riesgo financiero asociado a las congestiones. Asimismo, al ser tanto generadores como demanda, responsables del pago de peajes en proporción a los beneficios que obtienen, se fortalece el escrutinio al proceso de planificación, creando contrapesos que favorecen la eficiencia del sistema. Finalmente, el enfoque propuesto permitiría mitigar las dificultades políticas que podría significar un aumento de la tarifa a clientes finales producto de necesidades de expansión en transmisión, ya que los costos asociados se compartirían de manera equitativa con la generación.

En este contexto, resulta relevante destacar que, si bien los enfoques de planificación de la transmisión, particularmente aquellos que incorporan explícitamente la incertidumbre de largo plazo, permiten mejorar la robustez de las decisiones de inversión, no eliminan completamente los riesgos de corto plazo asociados a congestiones nodales y limitaciones temporales del sistema de transmisión. Dichos riesgos pueden materializarse debido a descalces entre la entrada en operación de nueva generación y la materialización efectiva de obras de transmisión, o bien ante desviaciones respecto de las trayectorias previstas en el proceso de planificación. Por ello, se vuelve necesario complementar la planificación central con instrumentos de mercado orientados a la gestión del riesgo nodal, que permitan a los agentes mitigar su exposición a diferenciales de precios derivados de restricciones transitorias de la red.

Asimismo, se plantea la creación de contratos financieros por red (FTRs), permitiendo a los generadores contar con instrumentos de cobertura que mitiguen el riesgo de congestión. Los contratos financieros de red son acuerdos entre los participantes del mercado y el operador del sistema. Estos contratos se establecen para dos puntos específicos en la red y para una capacidad determinada (en MW). Otorgan al titular el derecho a recibir un pago equivalente a la diferencia de precio de energía entre el punto de origen y el punto de destino, según la capacidad definida en el contrato. Así, estos contratos representan un seguro que permite anular o mitigar el efecto de los diferenciales de precios entre inyecciones y retiros. Al disminuir el riesgo de precio, su incorporación contribuye a reducir los precios ofertados por los generadores en los contratos de suministro. Asimismo, se propone que el diseño de estos contratos considere plazos coherentes con los horizontes típicos de contratación en el mercado eléctrico. Además, cabe notar que estos contratos no solo actúan como una herramienta de gestión de riesgos para los generadores, sino que también sirven como indicadores valiosos para el proceso de planificación, ya que la demanda por estos contratos es un reflejo de los requerimientos de transmisión.

Finalmente, y con el supuesto de la existencia de un sistema de peajes en base a beneficiarios, se propone la implementación de un régimen de inversiones libres en obras de transmisión que complemente a la planificación central. Este mecanismo podría reemplazar o complementar al mecanismo establecido en el Art. 102º de la LGSE. En este esquema, y siguiendo la experiencia internacional, se forma un comité integrado por los agentes del sector eléctrico, quienes pueden proponer infraestructura, siempre y cuando exista un acuerdo entre ellos. De este modo, son los miembros del comité los que estiman los costos y beneficios asociados a una obra, y al existir un sistema tarifario en base a beneficiarios, las obras solo se promoverían si sus beneficios para los agentes del sistema son superiores a los costos. En este aspecto, es importante que la conformación del comité represente adecuadamente a los distintos agentes (generación y demanda). Cabe notar que, aunque son los agentes los que realizarían el análisis costo beneficio, es la autoridad la que autoriza finalmente las obras, buscando que estas no sean redundantes con las obras identificadas mediante el proceso de planificación central. Además, es relevante tener especial precaución en territorios sensibles al desarrollo de nuevas líneas para asegurar que el desarrollo de obras libres no afecte la factibilidad de obras mandatadas por la autoridad.

7.3. Integración entre planificación de la transmisión y operación del sistema

7.3.1. Retroalimentación ex post y planificación adaptativa de la transmisión

Adicionalmente, se propone fortalecer el monitoreo ex post de los beneficios operacionales asociados a las obras de transmisión que resultan de los procesos de planificación. Si bien la justificación de nuevas inversiones se basa en proyecciones de eficiencia y reducción de costos, la incorporación de métricas sistemáticas de validación ex post permitiría contrastar el desempeño operativo real de las obras con las predicciones originales de los modelos utilizados. Este ejercicio de retroalimentación continua constituye una herramienta para ajustar progresivamente los supuestos de generación, los parámetros de despacho y las representaciones operativas empleadas en la planificación.

En conjunto, estas recomendaciones apuntan a una convergencia más estrecha entre planificación y operación, superando enfoques estáticos de expansión de la transmisión. La evidencia presentada en este estudio muestra que las decisiones de inversión en red no debieran justificarse únicamente por el

crecimiento agregado de la demanda, sino por simulaciones operativas que capturen explícitamente la intermitencia de las energías renovables, la gestión de los recursos hídricos y las restricciones reales del despacho. Para que esta evolución metodológica sea efectiva, el marco regulatorio debe avanzar hacia un enfoque de planificación adaptativa y monitoreo continuo, en el cual la transmisión se consolide como un habilitador estratégico de la descarbonización, la eficiencia económica y la resiliencia del sistema eléctrico en el largo plazo.

8. Conclusiones

Este estudio tuvo como objetivo desarrollar metodologías de planificación de expansión de la transmisión que contribuyan a la descarbonización del sistema eléctrico chileno, considerando escenarios de alta penetración de energías renovables y las incertidumbres asociadas a su desarrollo y operación. En coherencia con este propósito, la revisión bibliográfica permitió constatar que, a nivel nacional, la planificación tiende a apoyarse en análisis costo–beneficio con evaluación proyecto a proyecto y en escenarios analizados de forma separada. Si bien estos enfoques han sido funcionales en sistemas con menor variabilidad, el contexto de descarbonización, marcado por una mayor participación de renovables, almacenamiento y nuevas demandas como electromovilidad e hidrógeno, sugiere la necesidad de transitar hacia metodologías que capturen con mayor fidelidad las interacciones entre proyectos, la variabilidad temporal y la incertidumbre estructural de largo plazo.

Para abordar lo anterior, se implementó un modelo del SEN para el período 2024–2040, con representación explícita de generación, demanda, red de transmisión y embalses, y se analizaron cuatro escenarios al 2040 que combinan incertidumbre de demanda y supuestos tecnológicos (incluyendo restricciones de composición solar/eólica) vinculados a tendencias observadas de inversión. En este marco, el enfoque estocástico de dos etapas, con decisiones "*here-and-now*" de expansión de transmisión y operación condicionada a escenarios, entrega un plan único de expansión que internaliza la dispersión de futuros posibles, mientras que el enfoque determinista, al optimizar separadamente cada escenario, genera planes que varían de manera significativa entre sí. En términos cualitativos, los resultados sugieren que la solución estocástica tiende a evitar configuraciones extremas, ubicándose en varios corredores dentro del rango definido por las soluciones deterministas, lo que es consistente con su objetivo de balancear costo esperado y exposición a riesgo.

El contraste entre enfoques permite además extraer aprendizajes relevantes para la toma de decisiones. Por una parte, el análisis determinista aporta una lectura clara de sensibilidad: identifica qué tramos son altamente dependientes de supuestos de demanda y localización/penetración renovable y cuáles son refuerzos estructurales bajo múltiples condiciones. Por otra parte, el análisis estocástico entrega una lógica de compromiso que puede ser interpretada como una aproximación práctica a la planificación bajo incertidumbre: asumir que no existe certeza perfecta sobre la trayectoria de electrificación, hidrógeno y composición tecnológica, y diseñar una red que mantenga desempeño aceptable frente a variaciones plausibles. En conjunto, la comparación cumple el objetivo de evaluar diferencias en decisiones de inversión, anticipación de escenarios y robustez, mostrando que el costo escenario-a-escenario puede ser competitivo en el enfoque determinista, pero que ello no necesariamente refleja el desempeño del plan si el futuro efectivo difiere del supuesto adoptado.

Finalmente, el estudio derivó recomendaciones regulatorias y de política pública orientadas a modernizar el proceso de planificación. En particular, los resultados respaldan la conveniencia de: (i) avanzar desde la evaluación aislada de proyectos hacia la optimización de portafolios, para capturar sinergias y conflictos; (ii) adoptar un enfoque multivalor que reconozca beneficios más allá de OPEX, incluyendo resiliencia, suficiencia, emisiones y externalidades; (iii) mejorar la representación temporal de la operación, preservando cronología mediante horas o períodos típicos que permitan valorar flexibilidad y congestiones; (iv) incorporar recursos energéticos distribuidos de manera explícita en la planificación,

reconociendo que el presente estudio no los incorporó de forma endógena (ver Sección 4.7) y que, en la medida en que su penetración continúe creciendo, tanto su potencial de aliviar congestiones como su capacidad de inducir nuevas necesidades de red podrían volverse relevantes para las decisiones de expansión; y (v) fortalecer el tratamiento de incertidumbre y resiliencia con marcos estocásticos/robustos y criterios de riesgo. Estas líneas de acción, junto con una revisión de institucionalidad y señales económicas (peajes costo-reflectivos, esquemas de beneficiarios e instrumentos de cobertura como FTRs), apuntan a reducir la descoordinación entre expansión de transmisión y despliegue de generación, acelerando una descarbonización eficiente y socialmente viable.

Respecto del punto (iv), cabe precisar que esta recomendación no se deriva directamente de los resultados cuantitativos obtenidos por el modelo, el cual, como se señaló en la Sección 4.7, trata a los recursos energéticos distribuidos de manera exógena, sino que responde a una brecha metodológica identificada en la revisión de literatura y a una tendencia observada en la experiencia internacional. Su incorporación efectiva en la metodología de planificación no es, sin embargo, trivial: requeriría desarrollar una adecuada ingeniería de candidatos DER, es decir, identificar qué recursos existen, dónde se ubican y cuál es su costo de desarrollo, ejercicio que constituye en sí mismo un desafío técnico y de información que excede el alcance de este estudio y que debiera abordarse en trabajos futuros.

Sin desmedro de lo anterior, es importante mencionar que las propuestas presentadas no suponen modificaciones inmediatas al marco normativo vigente, sino que se formulan como orientaciones de mediano-largo plazo que requerirían evaluaciones regulatorias específicas para su eventual implementación. Además, dado que en el proceso de planificación participan diversos actores (Ministerio de Energía, CNE, CEN), cada uno con su proceso de planificación propia, estas recomendaciones presentan como directrices para apoyar una convergencia hacia la uniformidad de modelos y criterios entre las distintas instituciones.

Con todo, se reconoce que la principal barrera para la adopción de estas recomendaciones es la implementación práctica, siendo poco realista una transición directa desde los modelos deterministas utilizados actualmente hacia un modelo estocástico como el propuesto en el estudio. Una vía de aplicación más gradual seria incorporar el modelo propuesto como un ejercicio complementario, ejecutado “fuera de línea” (offline) respecto del proceso de planificación vigente, y enfocado inicialmente en los niveles de tensión troncales (por ejemplo, 500 kV), con el fin de contrastar sus resultados con el proceso actual e identificar corredores que, de otro modo, no serían considerados. Esta aproximación permitiría ir acumulando evidencia antes de considerar integraciones más profundas del enfoque estocástico al proceso oficial de planificación.

9. Referencias

[1] R. Moreno, F. Sepúlveda, L. Álvarez, D. Águila, G. Covarrubias, M. Olivares y A. Villamarín, *"Análisis costo/beneficio de potenciales trayectorias hacia una operación cero emisiones del Sistema Eléctrico Nacional,"* Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), para ACERA, Chile, mar. 2025.

[2] Coordinador Eléctrico Nacional, *"Propuesta final de expansión de la transmisión – Proceso de Planificación de la Transmisión 2025,"* Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red, Chile, ene. 2025.

[3] Ministerio de Energía de Chile, *"Planificación Energética de Largo Plazo 2023–2027",* Gobierno de Chile, Chile, abr. 2025.

[4] R. Moreno, C. Rahmann, M. Olivares, G. Covarrubias y C. Mujica, *"Medidas y tecnologías para preservar la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en el contexto de la descarbonización,"* Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), para Chile Sustentable, Chile, nov. 2024.

[5] R. Moreno, E. Pereira, M. Ramírez, G. Covarrubias y M. Olivares, *"Planificación de la expansión de la transmisión 2024–2040,"* Informe final, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y SPEC, para la Asociación de Transmisoras de Chile A.G., Chile, oct. 2024.

[6] D. Águila, Á. Flores, R. Moreno, C. Mujica, M. Negrete, D. Olivares, R. Palma y C. Suazo, *"Recomendaciones regulatorias para la descarbonización de la matriz eléctrica chilena,"* Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y SPEC, Chile, jul. 2024.

[7] CE UdCh–Transelec, *Diagnóstico de la metodología actual de la planificación de transmisión*. Santiago, Chile: Transelec S.A. y Universidad de Chile, 2024.

[8] Consultora SPEC e Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), *"Identificación de acciones sistémicas de corto y largo plazo para un desarrollo adecuado de los sistemas de transmisión como condición habilitante de la carbono neutralidad: Resumen del estudio,"* Chile, 2023.

[9] Ministerio de Energía de Chile, *"Planificación Energética de Largo Plazo: Informe de Actualización de Antecedentes 2020,"* Gobierno de Chile, dic. 2020.

[10] Comisión Nacional de Energía (CNE), *"Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía,"* Informe final, Santiago, Chile, 31 de marzo de 2020.

[11] Ministerio de Energía de Chile, *"Estrategia de instrumentos económicos para la transición energética,"* Gobierno de Chile, Santiago, Chile, ene. 2022.

[12] Aeeolica.org, "Informe País de Chile," 2016. [En línea]. Disponible: https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2016/10/10276-informe-pais-de-chile.pdf. [Accedido: 24-ene-2026].

[13] ACERA A.G., "Retos de la energía eólica en Chile: que giren las aspas," *Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento*. [En línea]. Disponible: https://www.acera.cl/retos-de-la-energia-eolica-en-chile-que-giren-las-aspas/. [Accedido: 24-ene-2026].

[14] Electrominería, "Capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional alcanza casi 37.000 MW al cierre de 2024," *Electrominería*, 2024. [En línea]. Disponible: https://electromineria.cl/capacidad-instalada-del-sistema-electrico-nacional-cierra-2024-con-casi-37-000-mw-en-operaciones/. [Accedido: 24-ene-2026].

[15] Ministerio de Energía, "Durante 2023: El 69% de la energía generada en Atacama proviene de fuentes renovables," *Gobierno de Chile*, 2023. [En línea]. Disponible: https://energia.gob.cl/noticias/atacama/durante-2023-el-69-de-la-energia-generada-en-atacama-proviene-de-fuentes-renovables. [Accedido: 24-ene-2026].

[16] El Líbero, "Permisología, violencia y activismo ambiental frenan desarrollo en La Araucanía: US$ 4.343 millones en proyectos perdidos," *El Líbero*, 2024. [En línea]. Disponible:

https://ellibero.cl/actualidad/permisologia-violencia-y-activismo-ambiental-frenan-desarrollo-en-la-araucania-us-4-343-millones-en-proyectos-perdidos/. [Accedido: 24-ene-2026].

[17] La Tercera, "Identifican 12 barreras que impiden el desarrollo de energías renovables en Chile," *La Tercera*. [En línea]. Disponible: https://www.latercera.com/diario-impreso/identifican-12-barreras-que-impiden-el-desarrollo-de-energias-renovables-en-chile/. [Accedido: 24-ene-2026].

[18] Colbún, "Cerca de un 86% de los MW que entrarían a operar en Chile este año provienen de energía solar o eólica," *Colbún S.A.* [En línea]. Disponible: https://www.colbun.cl/corporativo/sala-de-prensa/newsletter/suministradores/detalle/cerca-de-un-86-de-los-mw-que-entrarian-a-operar-en-chile-este-ano-provienen-de-energia-solar-o-eolica. [Accedido: 24-ene-2026].

[19] Energía Estratégica, "Mainstream sufrió un ataque en su parque eólico Caman de Chile," *Energía Estratégica*, jun. 2023. [En línea]. Disponible: https://www.energiaestrategica.com/mainstream-sufrio-un-ataque-en-su-parque-eolico-caman-de-chile/. [Accedido: 24-ene-2026].

[20] ACERA A.G., "Antofagasta: Matriz regional alcanzó 1.936 MW de energías renovables no convencionales durante el 2021," *Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento*. [En línea]. Disponible: https://www.acera.cl/antofagasta-matriz-regional-alcanzo-1-936-mw-de-energias-renovables-no-convencionales-durante-el-2021/. [Accedido: 24-ene-2026].

[21] Reporte Minero, "Revisa los 5 proyectos de energía aprobados por el SEA con mayor inversión del 2023," *Reporte Minero*, ene. 2024. [En línea]. Disponible: https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2024/01/revisa-los-5-proyectos-de-energia-aprobados-por-sea-con-mayor-inversion-del-2023. [Accedido: 24-ene-2026].

[22] J. M. Hagerty, O. Kuzura, C. A. Gallego, J. Gonzalez, S. Paulson, and S. Tang, *MISO LRTP Tranche 1 Project 4 Benefit-Cost Analysis: Technical Report*. *Prepared for Dairyland* Power Cooperative, *The Brattle Group, Feb. 2025*.

10. Anexos

Anexo A: Fechas de salida de centrales a carbón

Tabla 10: Fechas de retiro o reconversión de centrales a carbón.

Nombre	Potencia [MW]	Retiro o Reconversión	Fecha
U13	84	Retiro	01-07-19
U12	83	Retiro	01-07-19
CTTAR	148	Retiro	31-12-19
Ventanas 2	207	Retiro	31-12-20
Ventanas 1	110	Retiro	29-12-21
U15	132	Retiro	01-07-22
U14	136	Retiro	01-07-22
Bocamina 2	350	Retiro	01-10-22
CTM 2	164	Retiro	01-01-25
CTM 1	155	Retiro	01-01-25
IEM	375	Reconversión	01-01-26
CTH	170	Reconversión	01-01-26
CTA	165	Reconversión	01-01-26
NTO 1	136	Retiro	01-01-26
NTO 2	132	Retiro	01-01-26
Campiche	272	Retiro	01-01-28
Nueva Ventanas	272	Retiro	01-01-29
Guacolda 1	152	Retiro	01-01-31
Guacolda 2	152	Retiro	01-01-31
Guacolda 3	152	Retiro	01-01-31
Guacolda 4	152	Retiro	01-01-31
Angamos II	272	Retiro	01-01-33
Angamos I	268	Retiro	01-01-33
Santa María	370	Retiro	01-01-33
Guacolda 5	152	Retiro	01-01-34
Cochrane 1	266	Retiro	01-01-35
Cochrane 2	266	Retiro	01-01-35

Anexo B: Obras de expansión de transmisión

Tabla 11: Obras candidatas consideradas en el Plan de Expansión de la Transmisión (PET).

Fecha de entrada	Decreto CNE	Obras de ampliación/expansión	Comentario
Feb-24	N°373 del 23 de mayo 2016	Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA.	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Dic-23	N°422 del 09 de agosto 2017	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 580 2x580 MVA	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Sep-24	N°418, de 2017	Nueva Línea 2x220 Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Feb-26	N°418, de 2017	2x220 kV Nueva Línea Mataquito - Nueva Nirivilo - Nueva Cauquenes - Dichato - Hualqui	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
May-24	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Subestación Parinas	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Feb-25	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
May-23	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 1	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Mar-24	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 2	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Mar-24	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 3	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Ene-25	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x220 Lagunas - Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Jul-30	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV	Obra es reemplazada según plan 2022 (preliminar)
Jul-30		Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli, energizada en 220 kV	Obra es reemplazada según plan 2022 (preliminar)

	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)		
Ene-25	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Oct-25	N°293 del 08 de noviembre 2018 (plan expansión 2017)	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 Ciruelos Cautín	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Ene-32	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No14 2019)	Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 3.000 MW	CNE considera agosto 2029 como fecha de inicio de operaciones
Abr-26	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No14 2019)	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Oct-24	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No14 2019)	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica - Portezuelo	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Feb-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y *Bypass* línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Feb-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Ago-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Ene-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Ene-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Seccionamiento línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro en S/E Frontera	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Ene-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Ampliación S/E Frontera	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Ene-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Repotenciamiento línea 2x220 kV Frontera – María Elena - Kimal	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Oct-23		CER en S/E Maipo (- 200/+400 MVA)	Fecha según ITP PET 2022 CNE

	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)		
Dic-26	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Jun-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Dic-26	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Jun-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Dic-24	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Sep-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada 220	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Dic-26	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No650 2022)	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Dic-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Jun-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Jun-27	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No650 2022)	Ampliación en S/E Parinas 500 kV (IM) y 220 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Jun-28	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No650 2022)	Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Jul-29	Plan 2022 preliminar	Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Ene-30	Plan 2022 preliminar	Seccionamiento de línea 2x200 kV Mulchén - Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén - Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación

Ene-30	Plan 2022 preliminar	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Ene-30	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No708 2022)	Nueva S/E Seccionadora Llullaillaco	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Ene-30	Plan 2022 preliminar	Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Ene-30	Plan 2022 preliminar	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Ago-27	Plan 2022 preliminar	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas - Centella	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Ene-30	Plan 2022 preliminar	Nueva S/E Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
Ene-32	Plan 2022 preliminar	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación

Anexo C: Análisis comparativo

A modo ilustrativo, la Tabla 12 muestra el detalle numérico de las inversiones en los tramos de transmisión donde hubo expansiones de capacidad, tanto para el modelo estocástico como determinista.

Tabla 12: Inversiones en tramos de transmisión para ambos enfoques.

Id	Tramo	Solución método determinista				Solución método estocástico
		S1	S2	S3	S4	MW
L1	Parinas (500kV) – Nueva Zaldivar (220kV)	452	1086	0	898	338
L2	Parinas (500kV) – Alto Jahuel (500kV)	2020	2828	1224	2430	2138
L3	Parinas (500kV) – Cumbre (500kV)	550	0	141	0	0
L4	Alto Jahuel (500kV) – Ancoa (500kV)	2020	2441	1551	0	2386
L5	Ancoa (500kV) – Nueva Charrúa (500kV)	3644	2843	3100	340	3056
L6	Nueva Charrúa (500kV) – Río Malleco (500kV)	4212	2832	3278	468	3451
L7	Itahue (220kV) – Ancoa (500kV)	131	68	104	30	52
L8	Colbun (220kV) – Ancoa (500kV)	133	0	126	0	0
L9	Tinguiririca (220kV) – Itahue (220kV)	0	3	0	0	3
L10	Río Malleco (500kV) – Pichirropulli (500kV)	1413	2066	272	0	1292
L11	Pichirropulli (500kV) – Valdivia Ciruelos (500kV)	117	19	10	0	24
L12	Pichirropulli (500kV) – Nueva Puerto Montt (500kV)	1637	2550	480	0	1723

Adicionalmente, la Figura 28 muestra la localización de los tramos de transmisión donde hubo expansiones de capacidad, tanto para el modelo estocástico como determinístico.

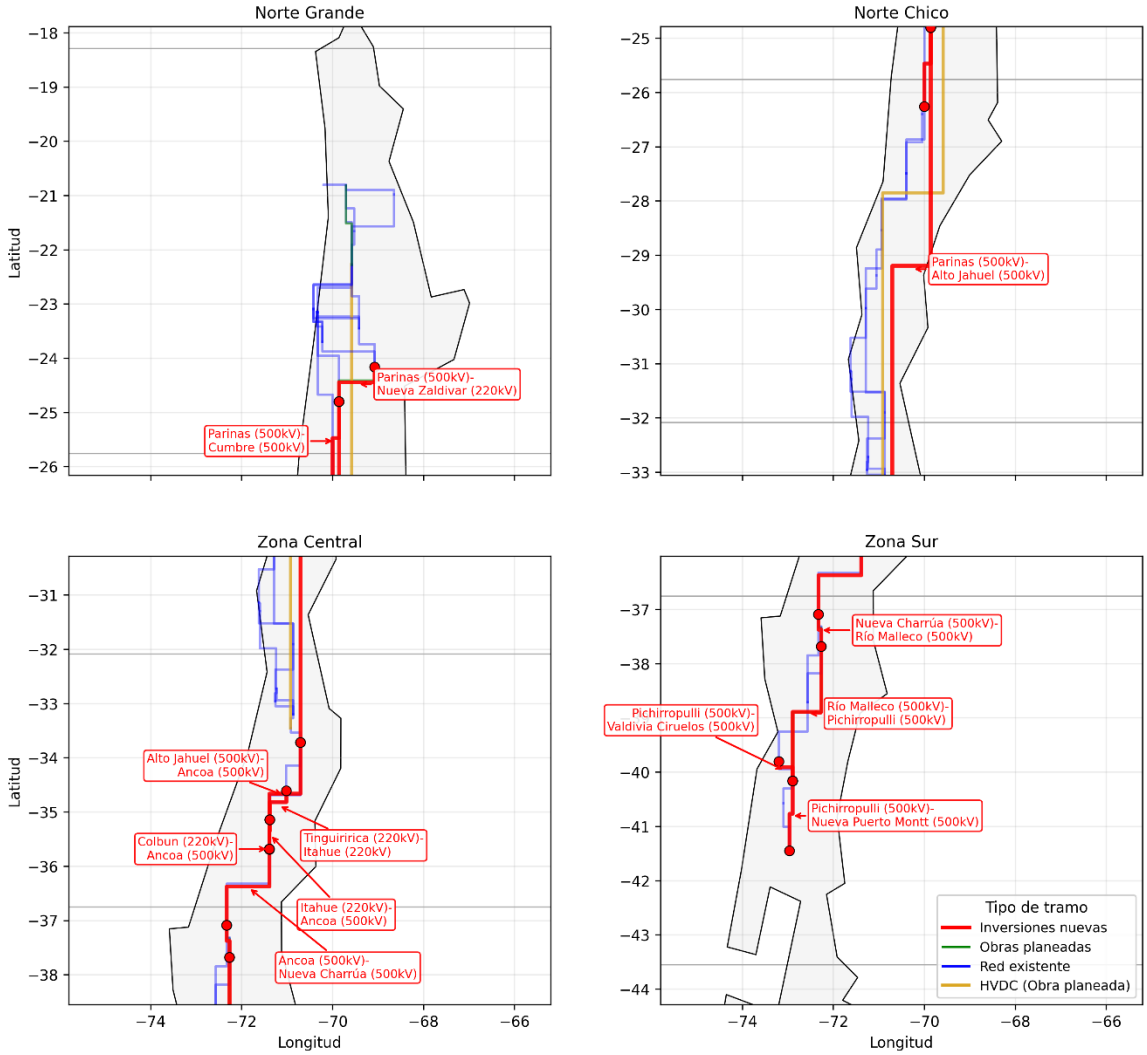


Figura 28: Localización de inversiones de transmisión, desagregadas por zona geográfica.

Anexo D: Costos del plan de expansión en transmisión

Tabla 13: Costos totales del Plan de expansión obtenido en el enfoque estocástico al año 2040.

Nombre	Distancia [km]	Costo inversión [USD/KW]	Inversión [MW]	Costo total [MM USD]
Parinas (500kV) – Nueva Zaldivar (220kV)	122	40	338	14
Parinas (500kV) – Alto Jahuel (500kV)	1.143	350	2.138	748
Alto Jahuel (500kV) – Ancoa (500kV)	261	161	2.386	384
Ancoa (500kV) – Nueva Charrúa (500kV)	205	149	3.056	455
Nueva Charrúa (500kV) – Río Malleco (500kV)	76	81	3.451	280
Itahue (220kV) – Ancoa (500kV)	69	193	52	10
Tinguiririca (220kV) – Itahue (220kV)	76	202	3	1
Río Malleco (500kV) – Pichirropulli (500kV)	323	196	1.292	253
Pichirropulli (500kV) – Valdivia Ciruelos (500kV)	55	148	24	4
Pichirropulli (500kV) – Nueva Puerto Montt (500kV)	165	114	1.723	196
Total	**-**	**-**	**14.463**	**2.344**

Anexo E: Capacidad instalada de generación

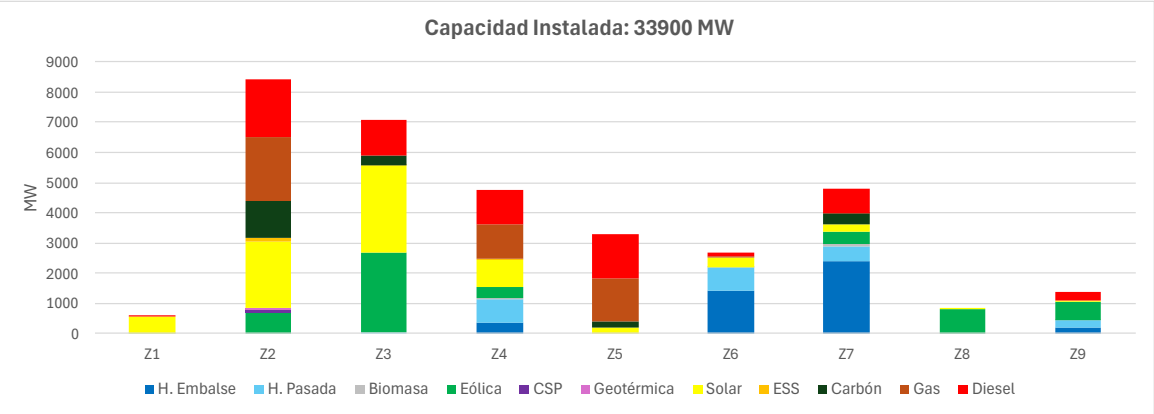
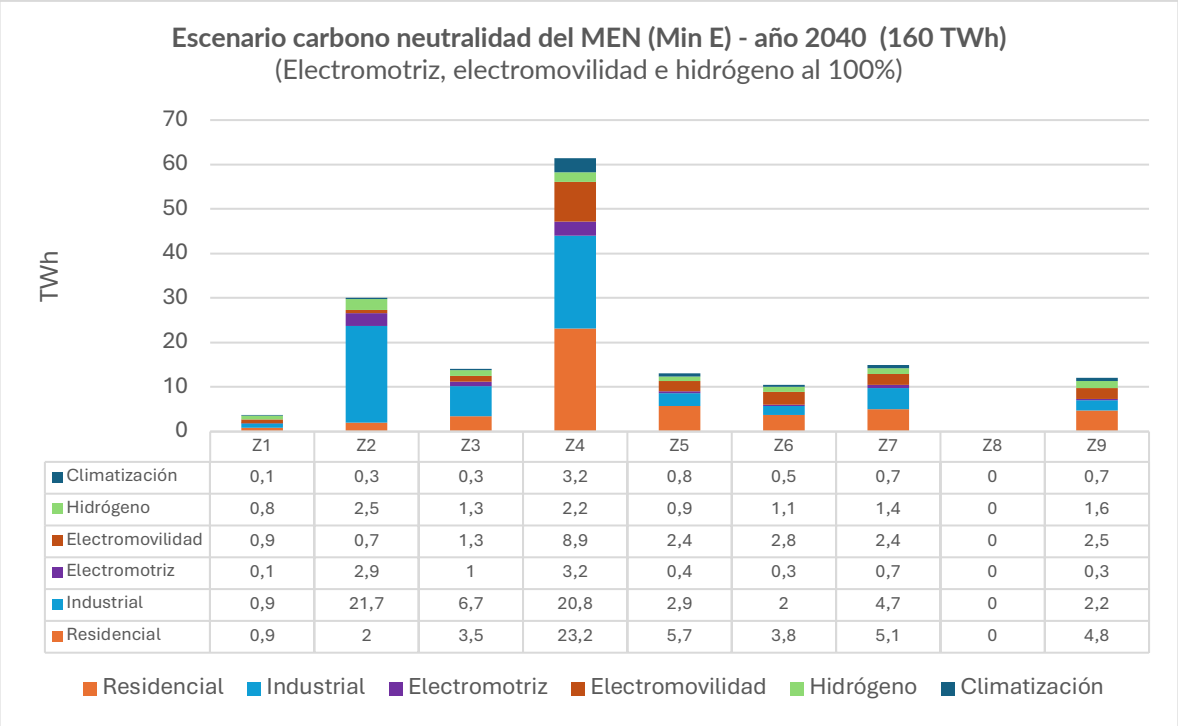


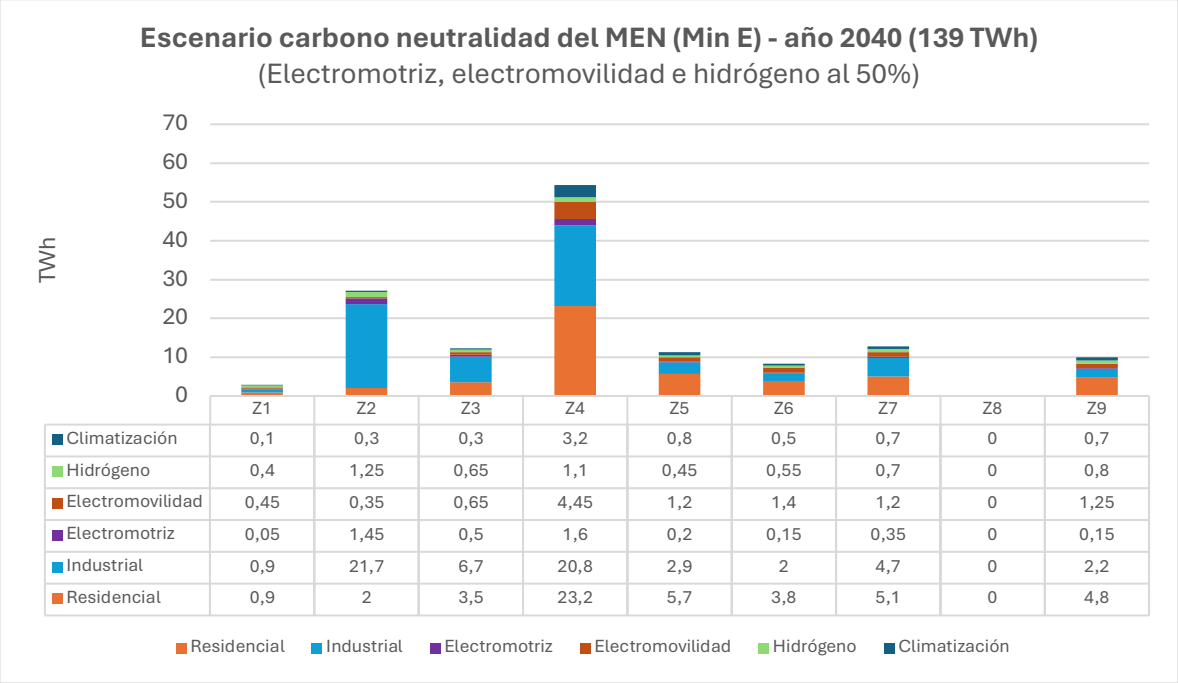
Figura 29: Capacidad instalada de generación por zona al año 2024.

Anexo F: Escenarios de demanda



	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
Climatización	0,1	0,3	0,3	3,2	0,8	0,5	0,7	0	0,7
Hidrógeno	0,8	2,5	1,3	2,2	0,9	1,1	1,4	0	1,6
Electromovilidad	0,9	0,7	1,3	8,9	2,4	2,8	2,4	0	2,5
Electromotriz	0,1	2,9	1	3,2	0,4	0,3	0,7	0	0,3
Industrial	0,9	21,7	6,7	20,8	2,9	2	4,7	0	2,2
Residencial	0,9	2	3,5	23,2	5,7	3,8	5,1	0	4,8

Figura 30: Escenario de carbono neutralidad del MEN (Min E) al año 2040, con demanda electromotriz, electromovilidad e hidrógeno al 100%.



	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
Climatización	0,1	0,3	0,3	3,2	0,8	0,5	0,7	0	0,7
Hidrógeno	0,4	1,25	0,65	1,1	0,45	0,55	0,7	0	0,8
Electromovilidad	0,45	0,35	0,65	4,45	1,2	1,4	1,2	0	1,25
Electromotriz	0,05	1,45	0,5	1,6	0,2	0,15	0,35	0	0,15
Industrial	0,9	21,7	6,7	20,8	2,9	2	4,7	0	2,2
Residencial	0,9	2	3,5	23,2	5,7	3,8	5,1	0	4,8

Figura 31: Escenario de carbono neutralidad del MEN (Min E) al año 2040, con demanda electromotriz, electromovilidad e hidrógeno al 50%.