



RELEVANCIA DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Economía Circular y el Futuro de la Energía
III Congreso de Ingeniería Aplicada a la
Industria Sustentable

Javier Tapia Canales
Director Ejecutivo en Transmisoras de Chile A.G.

28 de octubre de 2025



Asociación de Transmisoras de Energía



empresas **socias**

Atlantica
Sustainable Infrastructure

celeo

conexiōn
Línea Riesco - Lo Aguirre

eletrans
Juntas Somos Energía

engie

ferrovial

isa
ENERGÍA

redinter

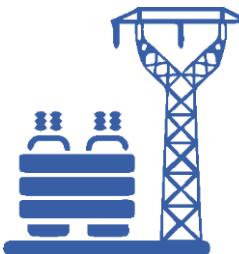
grupo
saesa

ten

transelec

transemel

Sistema Eléctrico Nacional hoy

Sistema Eléctrico Nacional	 1.249 subestaciones con una capacidad instalada de 118.973,81 MVA	 40.222 km de líneas de alta tensión entre Arica y Chiloé	 1.095 empresas coordinadas	 153 obras en construcción (90 presentan algún grado de atraso)
Transmisoras	280 subestaciones	25.355 km de líneas (operamos el 100% de las líneas de 500 kV)	24 coordinados asociados	100 obras en construcción (54 presentan algún grado de atraso)



+2.000

Los colaboradores directos que hacen posible nuestro trabajo, junto al apoyo de miles de contratistas y proveedores.



12% ~ 15%

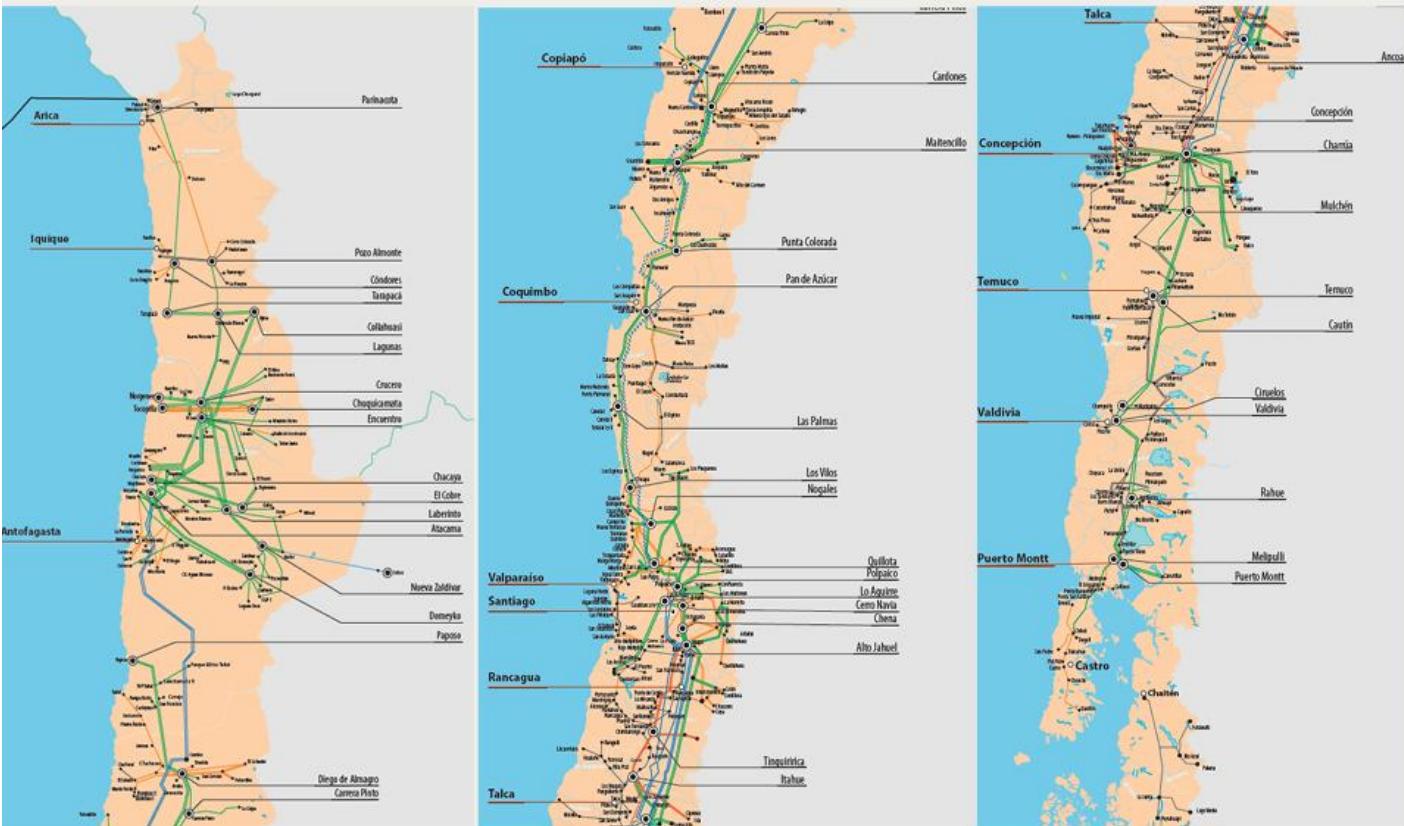
El porcentaje aproximado que la transmisión representa en la cuenta mensual de un consumidor promedio nacional.

El Sistema de Tx en Chile es **complejo**

El Sistema de Tx en Chile es una “*espina de pescado*”:

- Más de 40.000 km de líneas
- US\$3.824 millones de inversión en Planes de Expansión (2019-2024)

1. El Sistema de Tx **no se puede “enmascar”** por las dificultades constructivas y de trazados alternativos.
2. Las líneas de Tx **cruzan un vasto territorio**, con múltiples interlocutores y requerimientos.



En Chile tenemos dos objetivos:

CARBONO-NEUTRALIDAD AL 2050

La Política Energética Nacional se ha propuesto alcanzar la carbono neutralidad al 2050:

- 100% energías cero emisiones al 2050
- 80% energías renovables al 2030
- 100% del parque de buses y taxis de transporte urbano son vehículos cero emisiones al 2040.



SISTEMA ENERGÉTICO RESILIENTE



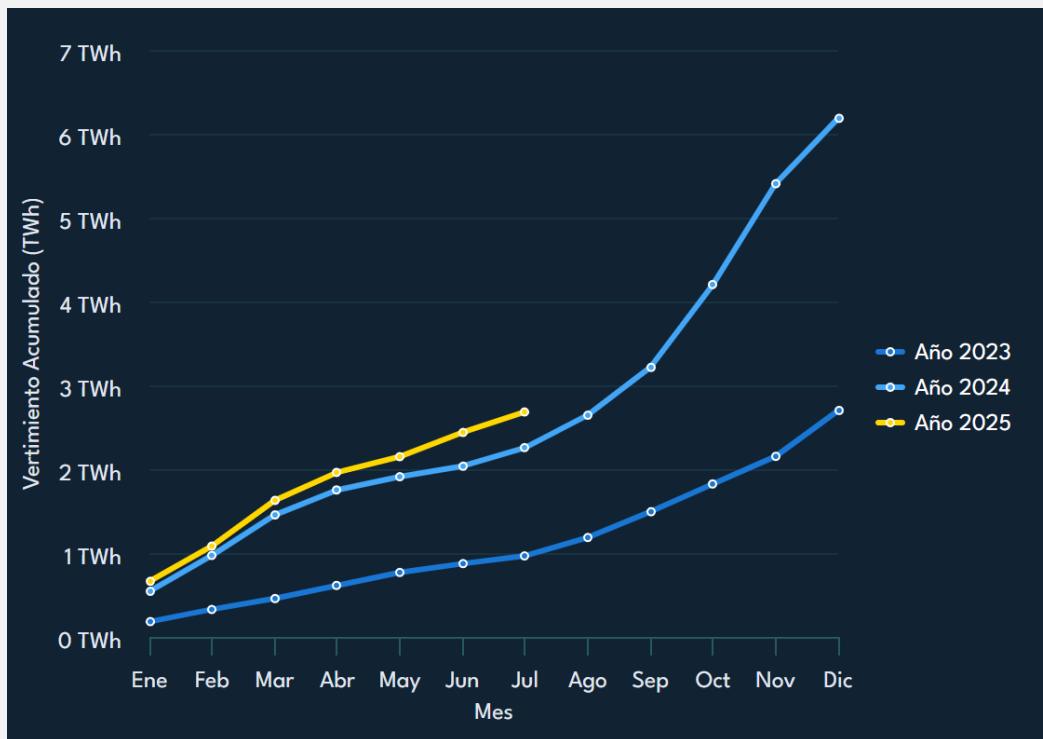
La Política Energética Nacional se ha propuesto reducir la indisponibilidad de suministro eléctrico:

- SAIDI = 4 h al 2035.
- SAIDI = 1 h al 2050.
- 6 GW de SAE al 2050.
- Altos estándares en confiabilidad y resiliencia al 2040.

Y también dos realidades:

CURTAILMENT DE RENOVABLES

Tenemos niveles récord de *curtailment* (reducciones o vertimientos de energías renovables) por año:

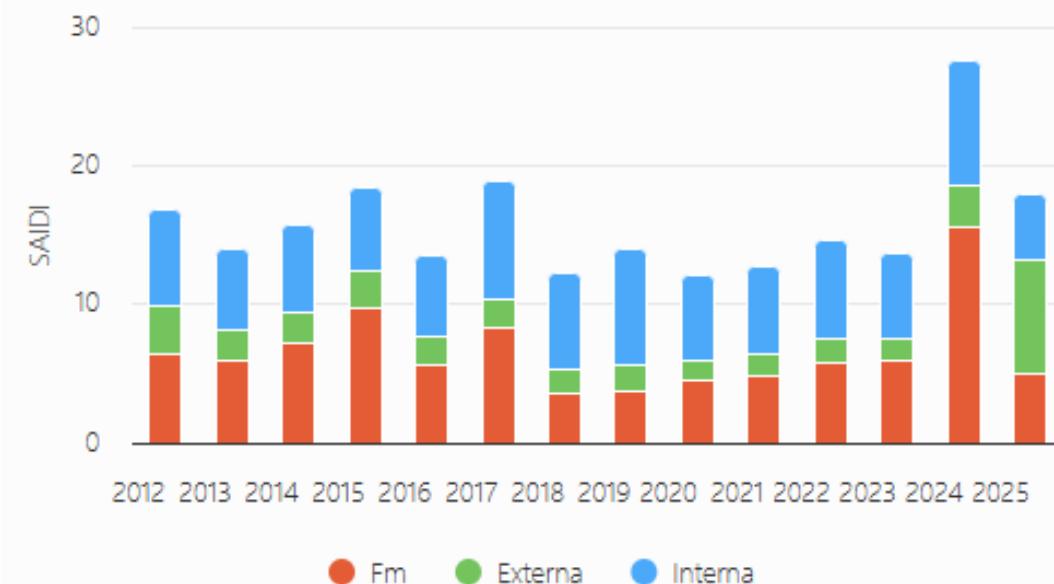


Fuente: Galilei Energy. Disponible en: <https://galilei.energy/#/dashboard/oferta>

INDISPONIBILIDAD DE SERVICIO

Tenemos un alza de los índices de indisponibilidad de servicio por efecto del cambio climático y falta de redes:

SAIDI Anual industria



Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles

**Existe un diagnóstico común
en la industria: se requiere
de más capacidad de
transmisión eléctrica...**

Es urgente y necesaria



transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía



¡Lo dicen todos!



E Menu CS

Leaders | Hug pylons, not trees

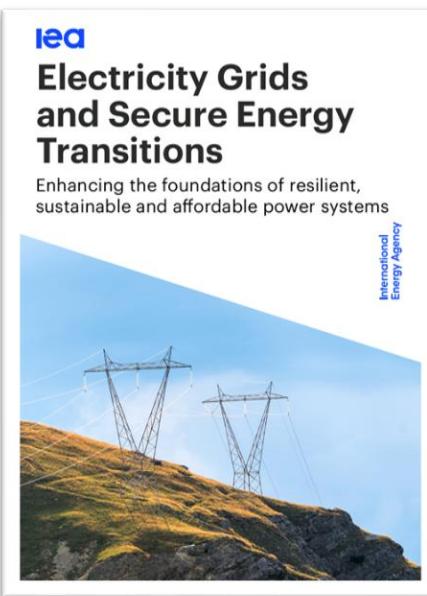
The case for an environmentalism that builds

Economic growth should help, not hinder, the fight against climate change

Apr 4th 2023

[...] *El problema es que la magnitud de los cambios necesarios para adaptar las redes eléctricas está muy infravalorada.*

Las normas de planificación se interponen en el camino. Y, en una profunda y dañina ironía, algunos de los mayores defensores de frenar el cambio climático no aceptan la lógica de que para hacerlo requiere construir más redes”.



iea

**Electricity Grids
and Secure Energy
Transitions**

Enhancing the foundations of resilient,
sustainable and affordable power systems

International Energy Agency

“Alcanzar las metas nacionales también implica agregar o reacondicionar un total de más de 80 millones de kilómetros de redes para 2040, el equivalente a toda la red eléctrica mundial existente.”

Existen alternativas



ECONOMÍA CIRCULAR

En simple, se busca evitar el “reemplazar-y-tirar”, maximizando la vida útil de los activos y reduciendo los residuos de materiales metálicos:

- En los Emiratos Árabes Unidos, el sector eléctrico está comenzando a **reutilizar infraestructura y evitar el reemplazo** prematuro de materiales, aplicando mantenimiento predictivo y reciclaje de componentes metálicos.
- En Europa, distintas iniciativas académicas y regulatorias apuntan a **prolongar la vida útil de conductores y torres**, y valorar la gestión del fin de vida de los componentes de transmisión y subestaciones.

Hace falta, entonces, establecer métricas de **“residuos evitados”** y **“vida útil extendida”** en nuestro sistema.

Fuente: PwC (2021). *The rise of circularity – Power & Utilities*. Disponible en: <https://www.pwc.com/m1/en/publications/the-rise-of-circularity/documents/the-rise-of-circularity-power-utilities.pdf>

TECNOLOGÍA Y MODERNIZACIÓN

No siempre se trata de más líneas y torres:

- HTLS, repotenciamiento o reconductORIZACIÓN;
- Equipos FACTS o PST para redirigir la electricidad por las rutas más eficientes;
- DLR (*Dynamic Line Rating*) para monitorear en tiempo real la capacidad de una línea;
- *Digital Twins*, IA y sensorización para optimizar el mantenimiento y la operación;
- BESS y gestión de demanda como alivio de punta (que complementan, pero no sustituyen).

Fuente: U.S. Department of Energy (2021). *Next-generation grid technologies*. Disponible en: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-05/Next%20Generation%20Grid%20Technologies%20Report%20051222.pdf>

El diagnóstico es compartido

BID



América Latina presenta **pérdidas estructurales de electricidad cercanas al 17%**, tres veces superiores al promedio OCDE, con costos anuales de entre US\$9.600 y US\$16.600 millones, afectando la sostenibilidad del sistema.

Las **pérdidas en transmisión reflejan déficit de inversión y gestión**, que reducen la capacidad de expandir infraestructura y degradan la calidad del servicio. Reducirlas permitiría recuperar hasta 1.900 TWh y evitar 113.000 kton de CO₂ hacia 2040.

El BID advierte que **las metas deben ser de largo plazo y con respaldo político**, integradas a los planes de inversión en redes resilientes y digitalizadas.

Fuente: BID (2024). *Economía de las pérdidas de electricidad en Latam*. Disponible en: <https://idbinvest.org/en/download/23106>

AIE



Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), las inversiones en energías renovables se han duplicado desde 2010, alcanzando casi US\$600 mil millones en 2022.

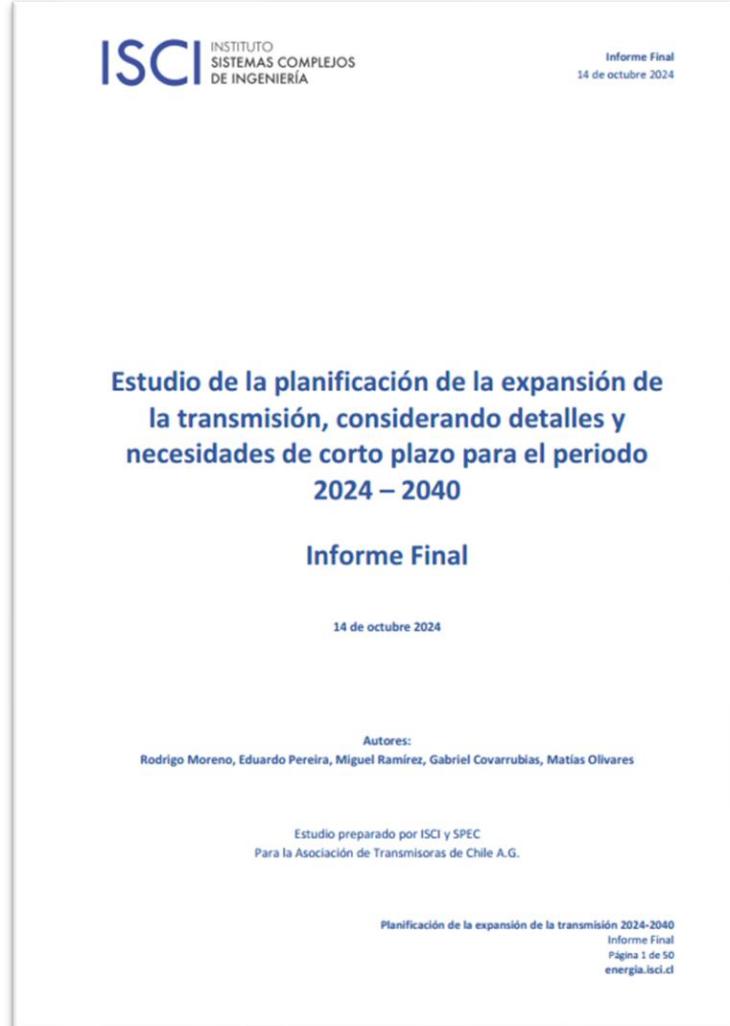
Sin embargo, **la inversión global en redes eléctricas se ha mantenido** en alrededor de US\$300 mil millones anuales durante los últimos cinco años.

Solo para cumplir con los objetivos climáticos nacionales a nivel global para 2030, **las inversiones en redes deben duplicarse a US\$600 mil millones anuales**.

En América Latina, las inversiones deberían triplicarse para 2030 o sextuplicarse para 2050.

Fuente: BID (2024). *Conexiones inteligentes para la transición energética en América Latina y el Caribe*. Disponible en: <https://blogs.iadb.org/energia/es/conexiones-inteligentes-para-la-transicion-energetica-en-america-latina-y-el-caribe/>

La academia lo confirma para el caso chileno



Adaptabilidad del sistema de transmisión

Se requiere infraestructura de transmisión en el corto plazo para descongestionar el sistema: hacia 2030,
se requieren 2.000 MW adicionales.

Transmisión y BESS

La infraestructura no compite: con una inversión óptima de BESS o sin inversión, las necesidades de transmisión son similares.

Escasez de capacidad de transmisión

Para el aprovechamiento de la generación renovable, **se requieren de 12 a 16 GW de capacidad de transmisión hacia 2040,** principalmente en el sur del país.

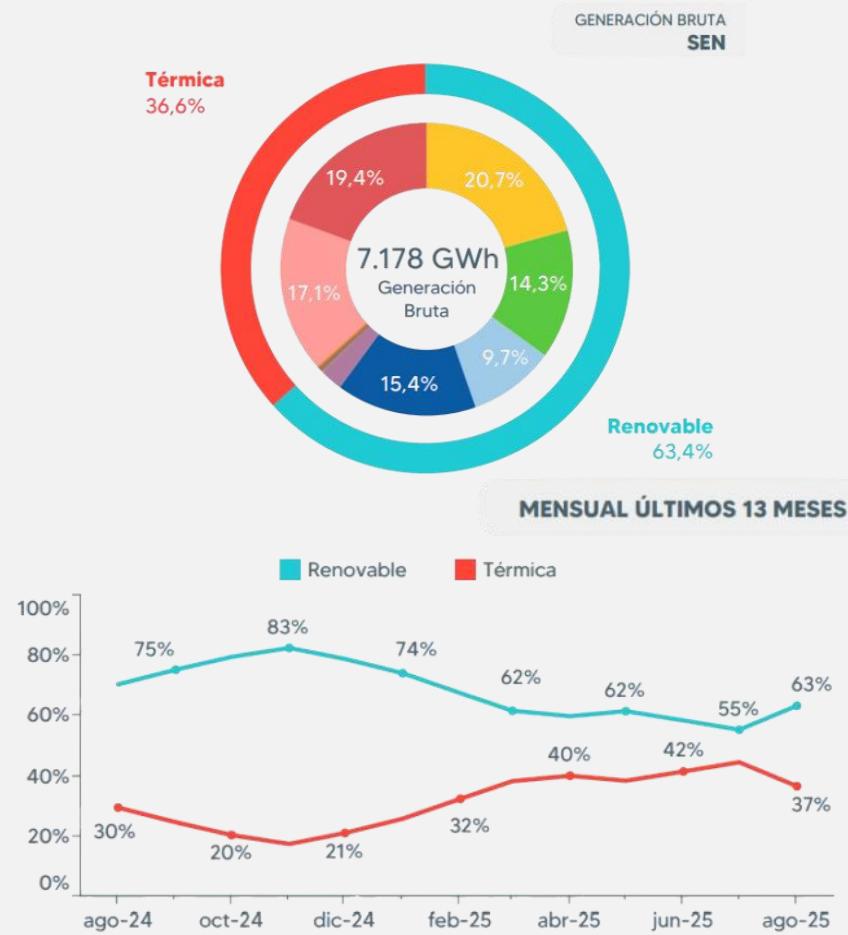
Bajo incertidumbre, el arrepentimiento es costoso

Cuando se subinvierte en transmisión, los costos de operación aumentan significativamente; en cambio, **cuando se sobreinvierte, los costos de operación se reducen.**

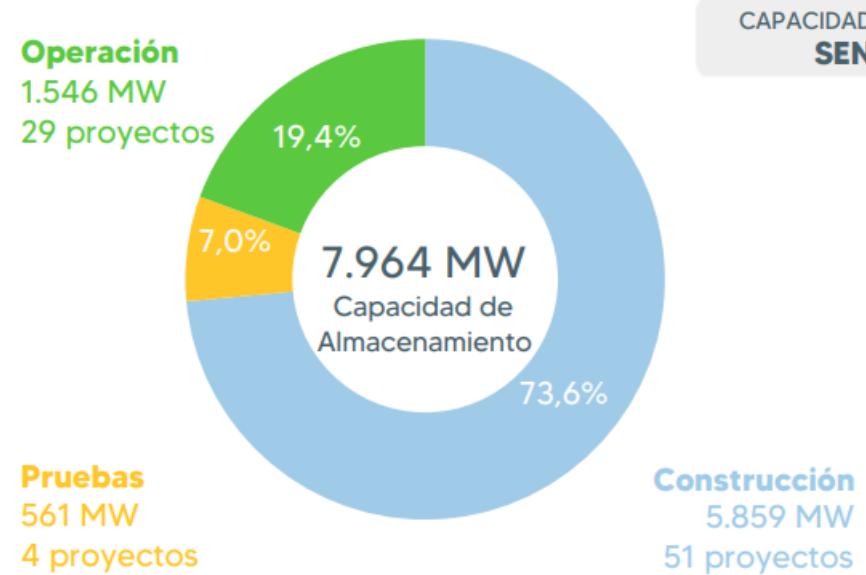
Entonces, ¿está preparado el sistema de transmisión chileno para alcanzar las metas de carbono-neutralidad y enfrentar los desafíos climáticos, medioambientales y de calidad de servicio?

Las metas en Generación y SAE se cumplirán

GENERACIÓN



SIST. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

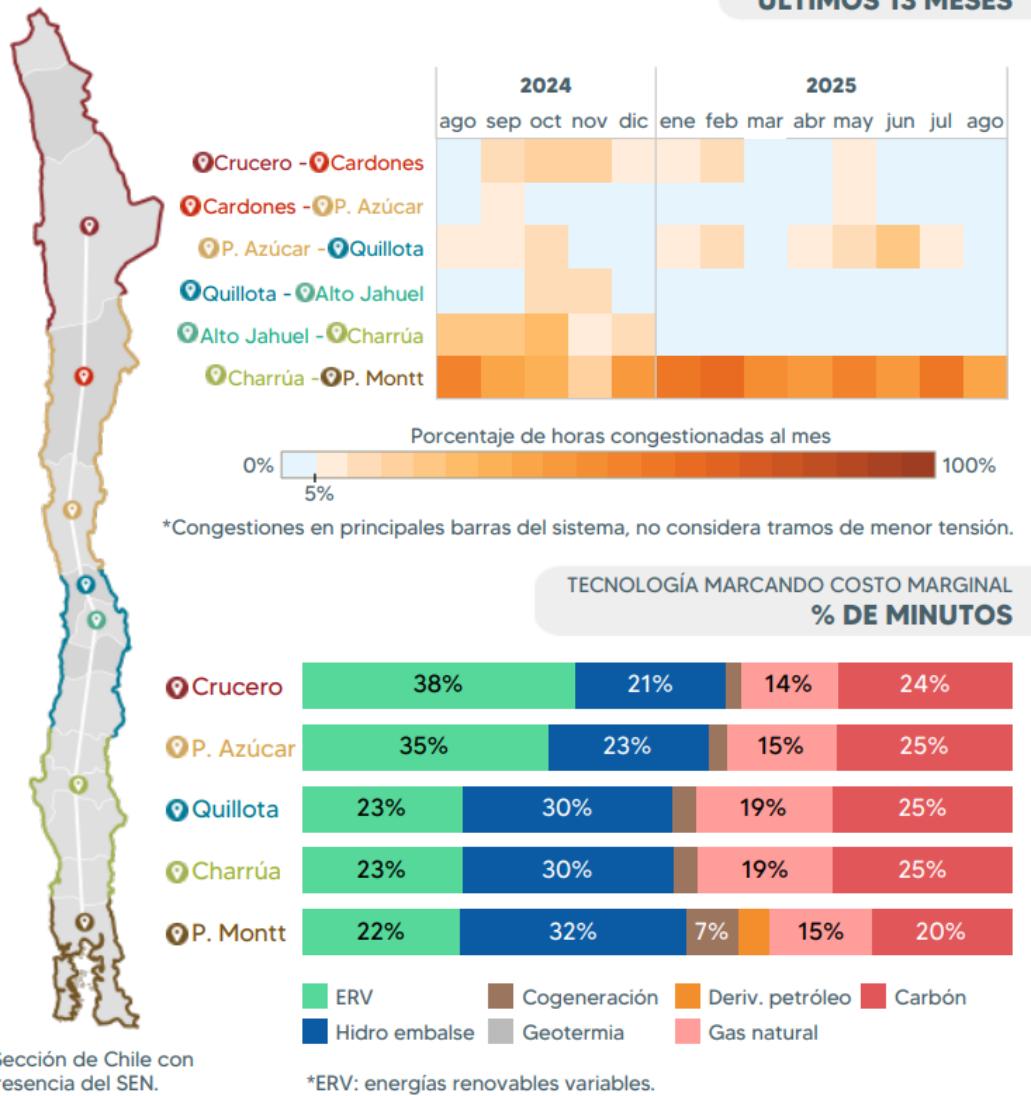


Configuración	Operación (MW)	Pruebas (MW)	Construcción (MW)
BESS (+ FV)	1.093	361	3.339
BESS (+ Hidro)	95	0	0
BESS	291	200	2.510
BESS (+ Eólico)	67	0	0
BESS + TER	0	0	10
Total	1.546	561	5.859

*BESS: Baterías. BESS (+), solo componente BESS de proyectos.

*FV: Solar fotovoltaico.

Pero, la Transmisión llega tarde



Hay congestiones en el Sistema derivadas de:

- Falta de anticipación para planificar líneas de Tx;
- Demoras en la obtención de permisos sectoriales y construcción de las obras de Tx;
- Alta penetración de generación renovable no convencional (16,75 GW de capacidad instalada vs. 12,18 GW de *peak* de demanda en agosto de 2025);
- El marco regulatorio incentiva la inversión en nuevas obras (o de ampliación), pero no en las obras de repotenciamiento o inclusión de tecnologías.

Enfrenta problemas en los tiempos de desarrollo

Experiencia comparada en la ejecución de nuevos proyectos de líneas de transmisión

País	Proyecto	Conflictos	Retraso
UK	Beauly-Denny	Paisajismo, MA, social	10 años (2005-15)
USA	Grain Belt Express	Derechos de propiedad, paisajismo, agricultura	8 años (2015-23)
Chile	Cardones-Polpaico	MA, social	17 meses

En Chile, los proyectos tardan, en promedio, entre 6 a 10 años en desarrollarse: dos tercios es obtención de permisos ambientales y sectoriales.

Los procesos se superponen



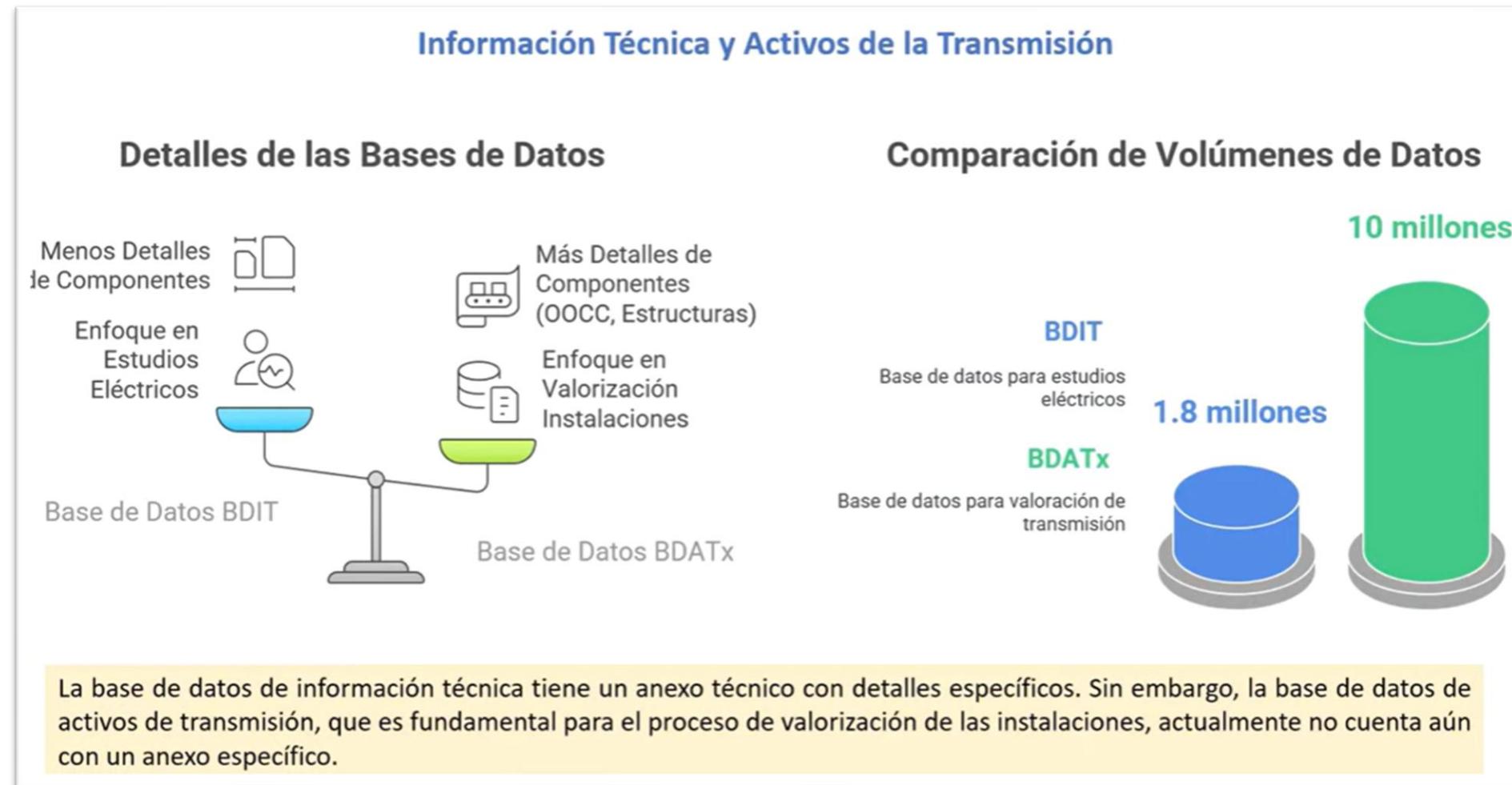
El proceso tarifario está retrasado

El proceso tarifario 2024-2027 podría terminar en 2028: el Decreto Tarifario debió haber estado en diciembre de 2023.

Proceso	Según la Ley	Actualmente está...	Estimamos el Decreto para...
Calificación de las Instalaciones de Transmisión, periodo 2024-2027	Publicación del Informe Técnico Definitivo en el primer trimestre de 2023	Publicado el Informe Técnico Definitivo (30-agosto-2024) y aplicada retroactivamente la calificación.	
Transmisión Nacional, periodo 2024-2027	Publicación del Decreto tarifario en el cuarto trimestre de 2023	En elaboración del Informe de Avance 2 del Consultor.	2027
Transmisión Zonal y Dedicada, periodo 2024-2027	Publicación del Decreto tarifario en el cuarto trimestre de 2023	En elaboración del Informe de Avance 2 del Consultor (pero con posible abandono del estudio).	2028

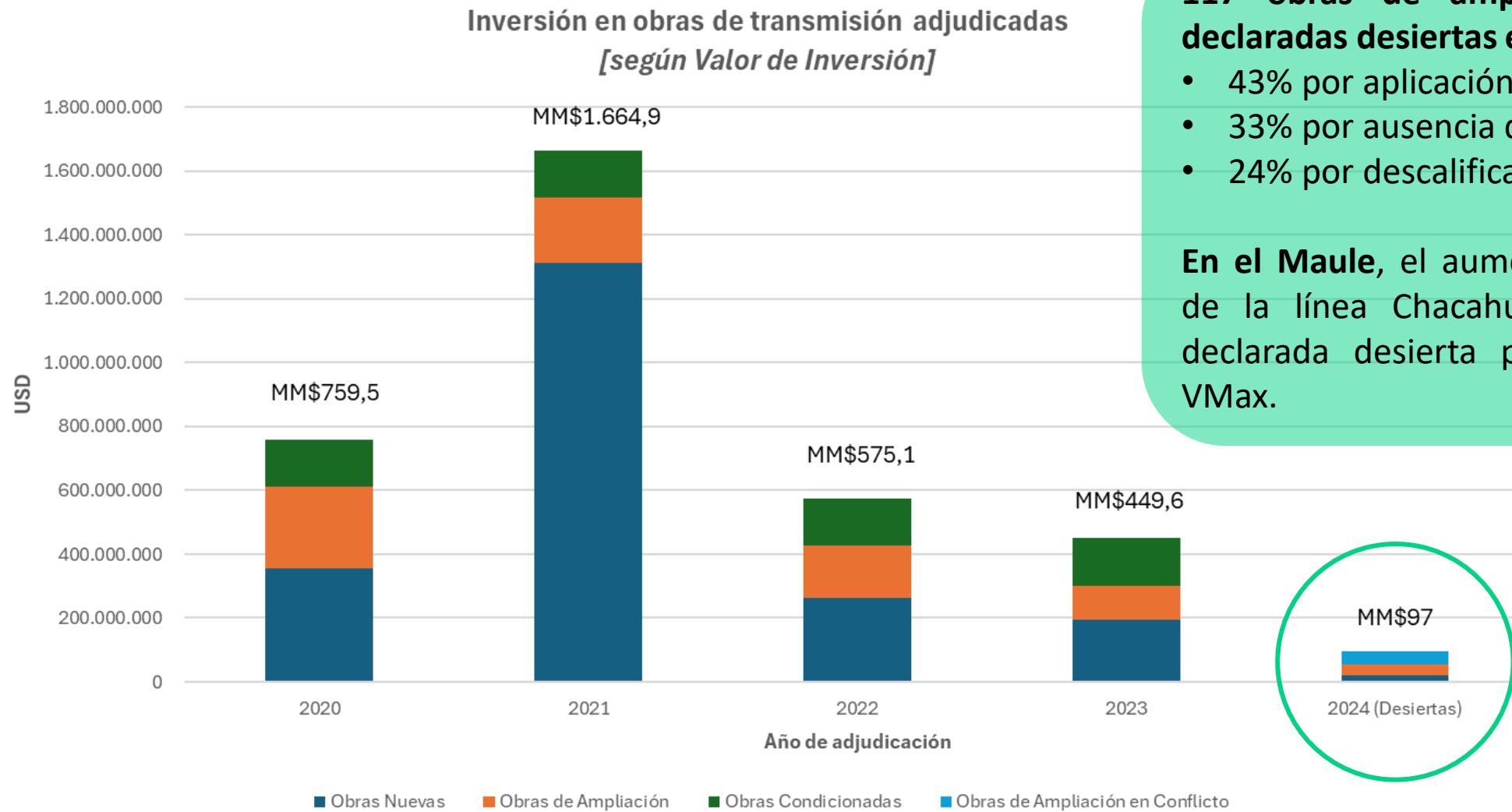
La industria se ha sobrecomplejizado

El volumen de datos para el proceso de valorización se ha quintuplicado:



Fuente: Taller de Actualización de Guías y Procedimientos (3 de junio de 2025). Disponible en:
<https://www.youtube.com/watch?v=7fXlex-nBmc>

No todas las obras se adjudican o concretan

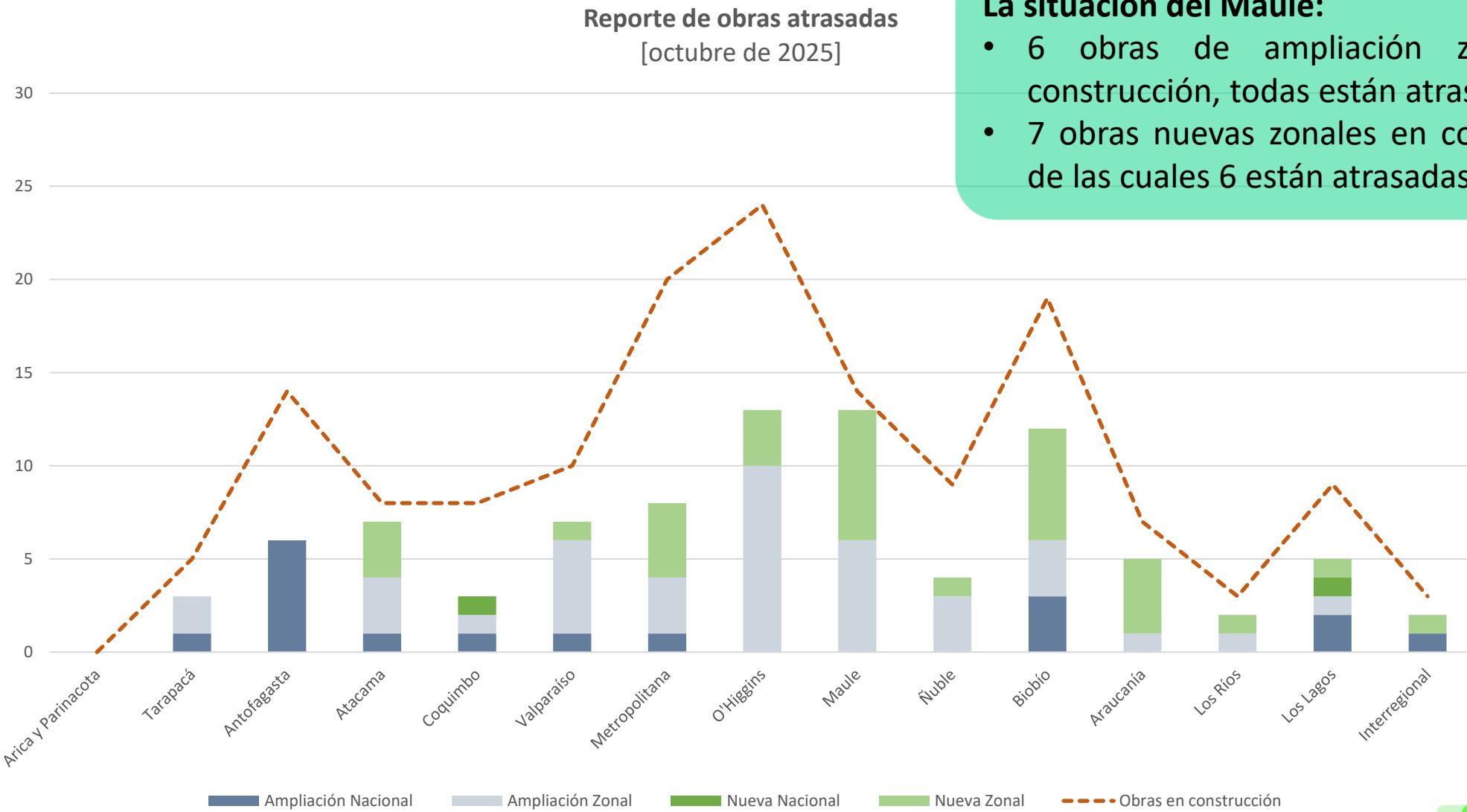


117 obras de ampliación han sido declaradas desiertas entre 2017 y 2025:

- 43% por aplicación del VMax
- 33% por ausencia de ofertas
- 24% por descalificación

En el Maule, el aumento de capacidad de la línea Chacahuín – Linares fue declarada desierta por aplicación del VMax.

La construcción enfrenta serias dificultades



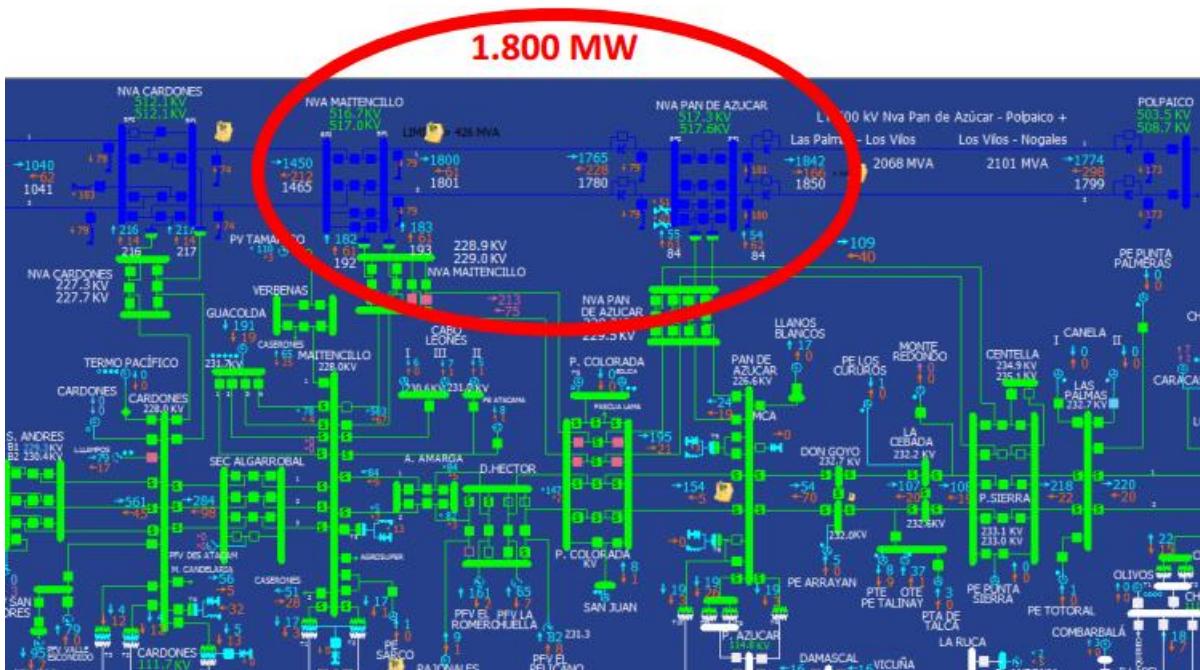
La situación del Maule:

- 6 obras de ampliación zonales en construcción, todas están atrasadas;
- 7 obras nuevas zonales en construcción, de las cuales 6 están atrasadas

Las redes operan sobre los límites de seguridad



Para el 25 de febrero, al momento de la falla que derivó en un apagón total, transitaban **1.800 MW** en dirección sur en la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en 500 kV.



El mismo Coordinador había estipulado, en su Plan de Defensa contra Contingencia Extrema (PDCE, 2024), que **el rango de validez para operar dicha línea era de 1.600 MW (en dirección norte-sur)**.



INCENDIOS FORESTALES
02.23

Eventos climáticos extremos: una amenaza creciente

- 2015: Aluvión de Chañaral
 - 2022: Tormentas de arena en Diego de Almagro
 - 2023: Crecida y desborde del río Tinguiririca
 - 2023: Incendios forestales en Región de Valparaíso
 - 2024: Lluvias extremas en junio (Ñuble y Biobío) y agosto (Santiago, Ñuble y Maule)
- + vientos, calor extremo...





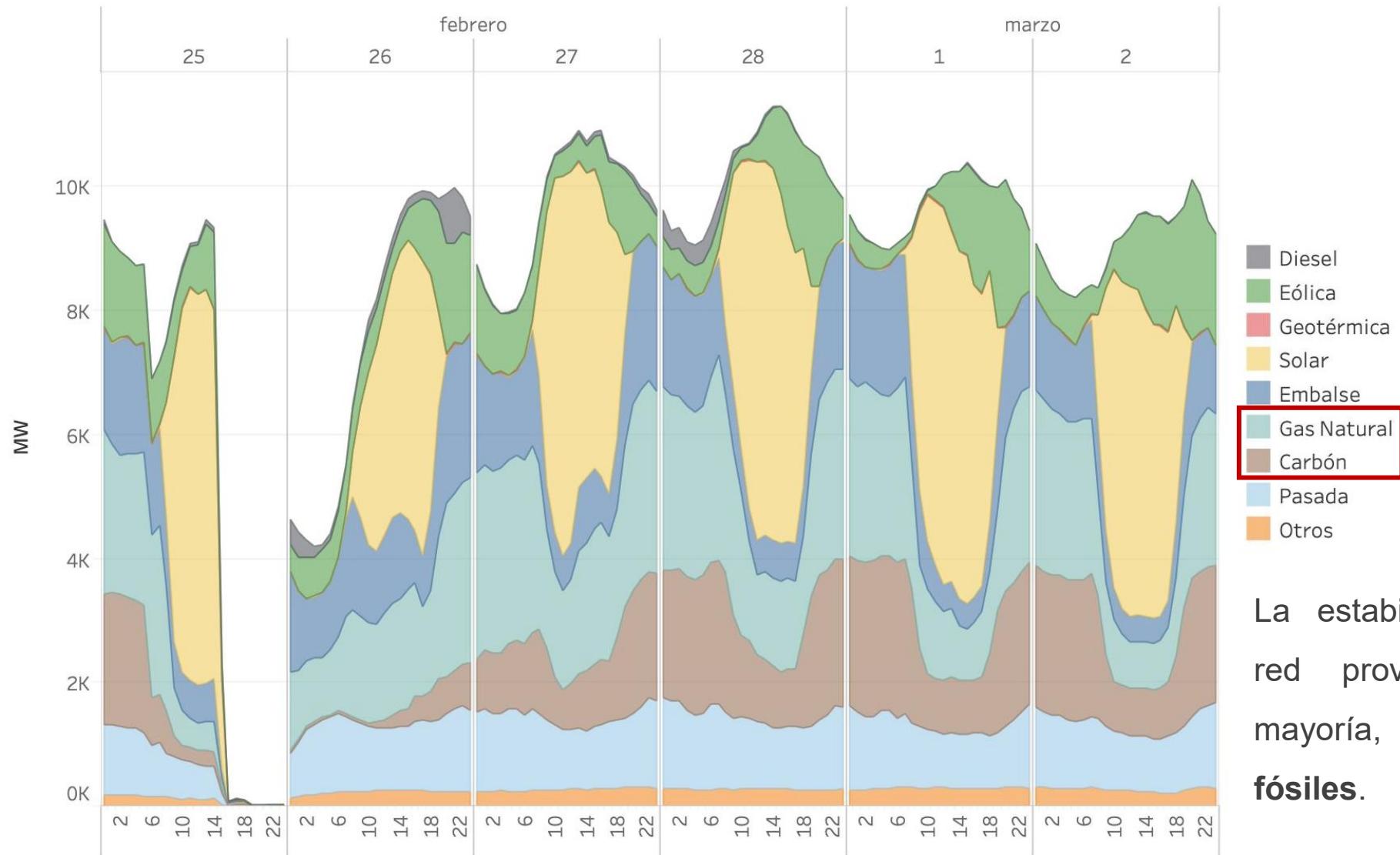
transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía

Y no queremos un nuevo apagón

Contingencia, perturbación o apagón = \$\$\$

Generación real



La estabilización de la red proviene, en su mayoría, de fuentes fósiles.



transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía

**Ni tampoco el temido racionamiento
de energía**

Fragilidad en el Maule fue detectada en 2018 y continúa en el 2025

Diagnóstico del Coordinador Eléctrico Nacional deja en evidencia que el rezago en inversiones para este sector sigue presente.

Los cuellos de botella en la capacidad de transporte de electricidad, que en este momento están concentrados en la parte norte del desaparecido Sistema Interconectado Central (SIC), y derivaron en la construcción de la polémica línea Cardones-Polpaico, no son el único déficit que presenta el sistema eléctrico, que hace algunos meses opera en forma interconectada.

La capacidad de respuesta ante contingencias derivadas de fenómenos naturales o fallas en la operación está en niveles críticos en varios puntos de la red que abastece a casi el 100% de la población del país.

La subinversión que durante años ha arrastrado la transmisión eléctrica sigue evidenciando sus efectos, amenazando el funcionamiento normal y correcto de la principal carretera eléctrica nacional.

Según el diagnóstico del Coordinador Eléctrico, contenido en el estudio de Integridad del Sistema 2018-2021, al menos ocho subestaciones (que permiten injectar y retirar energía) están en condición crítica para responder ante contingencias a raíz de episodios que no son poco frecuentes, como lluvias, vientos o terremotos, así como fallas humanas por mantenimientos deficientes, vida útil sobrepasada o intervenciones erróneas.

Esta situación se concentra al sur de la red, entre las regiones del Maule y Los Lagos, teniendo como punto más sensible la subestación Charrúa, ubicada en el Biobío, que juega un papel clave, pues en ella se conecta un número importante de centrales para injectar energía.

"El estudio diagnostica a partir de la situación actual de instalaciones existentes, la que es producto de la evolución del sistema eléctrico durante los últimos 15 años aproximadamente. Se analiza el período 2018-2021 para abarcar las obras finales de interconexión SIC-SING, para advertir tempranamente potenciales restricciones o situaciones de riesgo para instalaciones existentes, como futuros proyectos, y que se adopten acciones al respecto", explicaron en el Coordinador.

La situación es tal que incluso se adelanta que esta zona podría presentar restricciones a la incorporación de nuevos proyectos de generación.

Energía

Otra vez bajo tensión: Coordinador alerta que podría ser necesario un racionamiento parcial en la Región del Maule

Este verano se podría repetir el escenario del año pasado de emitir un decreto de emergencia para asegurar el suministro en las comunas de Licantén, Vichuquén, Hualañé y Curepto durante la temporada estival, que se abastecen a través de la línea Los Maquis-Hualañé.

Por: Karen Peña | Publicado: Lunes 13 de octubre de 2025 a las 18:00 hrs.

Aunque la atención suele estar en los grandes proyectos de infraestructura eléctrica, la transmisión zonal que busca abastecer a los clientes finales muestra sus heridas. Una zona específica de la red nuevamente activa la preocupación de cara al verano. Se trata de la situación de la línea 1x66 kV Los Maquis-Hualañé que, al igual que el período estival 2024-2025, **podría gatillar eventualmente la emisión de un decreto de emergencia para la Región del Maule para asegurar el suministro de consumos de las comunas de Licantén, Vichuquén, Hualañé y Curepto durante la temporada**, los cuales se abastecen a través de dicha línea.

Una minuta publicada el 9 de octubre por el Coordinador Eléctrico respecto a la situación operacional de dicha línea en escenarios de alta demanda local -a la que tuvo acceso DF- aborda la situación actual para analizar si las condiciones proyectadas hacia el verano 2025-2026 identifican riesgo de falta de suficiencia para el abastecimiento de consumos.

La situación del Maule:

- El 92% de las obras en construcción están atrasadas;
- Mantiene otras 6 obras en espera (no licitadas) por ser condicionadas.

La importancia de Itahue – Hualqui

El proyecto de transmisión de energía línea 2x220 kV Itahue – Hualqui, con un trazado de 406 kilómetros, es:

- El segundo proyecto de energía más importante del país, con una **inversión estimada de US\$324 millones**.
- Estuvo **1.341 días corridos en evaluación ambiental**, y esperó otro año para ser aprobado por el Comité de Ministros.
- Permitiría inversiones en proyectos de energía renovable y almacenamiento por alrededor de **US\$4.000 millones, creando 10.000 puestos de trabajo** (ACERA).

Proyecto de transmisión eléctrica Itahue-Hualqui obtiene aprobación ambiental

Jun 27, 2025

Desde Celeo Chile recalcaron que esta aprobación no solo permite avanzar en una obra prioritaria para la seguridad energética, sino que ratifica su cumplimiento con los más altos estándares ambientales.

El ejecutivo subrayó que **esta aprobación se da en un contexto en que la infraestructura eléctrica de la zona centro-sur ha mostrado señales de fragilidad**. “El apagón del 25 de febrero y el decreto de emergencia en el Maule confirmaron la urgencia de fortalecer la red de transmisión. Esta línea responde directamente a esa necesidad, aportando resiliencia y capacidad para integrar energía limpia”.

¿Amenaza u oportunidad?

NACIONAL

Veinte alcaldes del Maule, Ñuble y Biobío en picada contra Comité de Ministros por megaproyecto eléctrico Itahue-Hualqui

Los ediles cuestionan la aprobación de la instancia de secretarios de Estado al proyecto de 406 kilómetros por supuestas irregularidades, y anuncian que presentarán un recurso ante el Segundo Tribunal Ambiental de Santiago para reevaluar el trazado del tendido.

En junio de este año el Ejecutivo destacó el proyecto y ha recalcado que se trata de una obra estratégica para fortalecer la red de transmisión en la zona centro-sur, un área que ha mostrado serios problemas de resiliencia.

“El apagón del 25 de febrero y el decreto de emergencia en el Maule confirmaron la urgencia de fortalecer la red de transmisión. Esta línea responde directamente a esa necesidad, aportando resiliencia y capacidad para integrar energía limpia”, señalaron.



transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía

¿Se puede hacer algo?

¿Qué hacer?

Bajo cualquier escenario previsible, el sistema debe ser **más grande, robusto e “inteligente”**.

Para ello, es posible trabajar en dos grandes líneas:

1.

Fortalecer la infraestructura actual

Incentivar el reforzamiento, modernización y mejor uso de las redes de transmisión

2.

Planificar y acelerar las nuevas obras

Mejorar la planificación, desarrollo y construcción de las obras



En Planificación de la Transmisión

Diseñar un proceso bienal y adaptable según la complejidad de las obras

Integrar una metodología que permite promover obras por resiliencia

Transitar hacia un enfoque multivalor para la evaluación de proyectos o con criterios alternativos



En Licitaciones y Construcción de Obras

Evaluar la necesidad del VMax y la participación de relacionadas a los propietarios

Integrar mecanismos como los Dispute Boards en las licitaciones de obras

Homologar el mecanismo de revisión del Valor de Inversión de OOAA a las Obras Nuevas



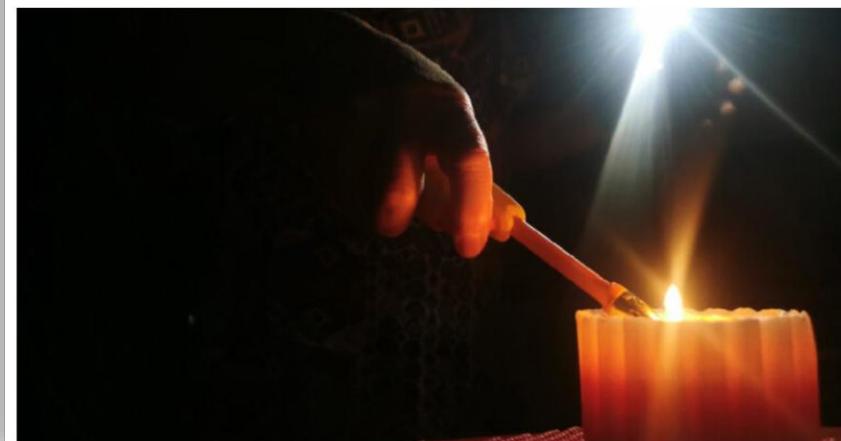
En Seguridad de las Instalaciones

Enfrentar el creciente robo de conductores e infraestructura de transmisión

Unas **18 mil personas** quedaron sin luz en varias comunas del Bío Bío por robo de 7.500 metros de cable

Publicado por [Franco López](#)
La información es de [Esteban Sepúlveda](#)

Domingo 07 abril de 2024 | 22:49



[Leer más tarde](#)



En resumen, aún se necesita:

1. **Planificar con una “visión de sistema completo”**, es decir, que la transmisión se planifique considerando la generación, demanda, flexibilidad e interconexiones de forma integrada y atendiendo a los plazos reales de desarrollo de las obras.
2. **Poner los procesos al día**, porque el retraso en los decretos tarifarios merma la posición financiera de las empresas.
3. **Reconocer todos los costos** en los que incurre una empresa de transmisión.
4. Construir una **base unificada de datos de activos de transmisión**, de la cual se extraigan los datos necesarios para los diversos procesos.
5. Propender a la **certidumbre regulatoria y tarifaria**, que asegure al transmisor que su instalación no cambiará regularmente de calificación y sabrá en qué momento recibirá sus ingresos.





transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía

¿Para qué?

Para alcanzar las metas de carbono-neutralidad y calidad de servicio a 2050 que nos hemos propuesto



gracias