

REPORTAJE CENTRAL



Financiamiento e inversión en la transición energética:

# ¿Se encienden los costos?

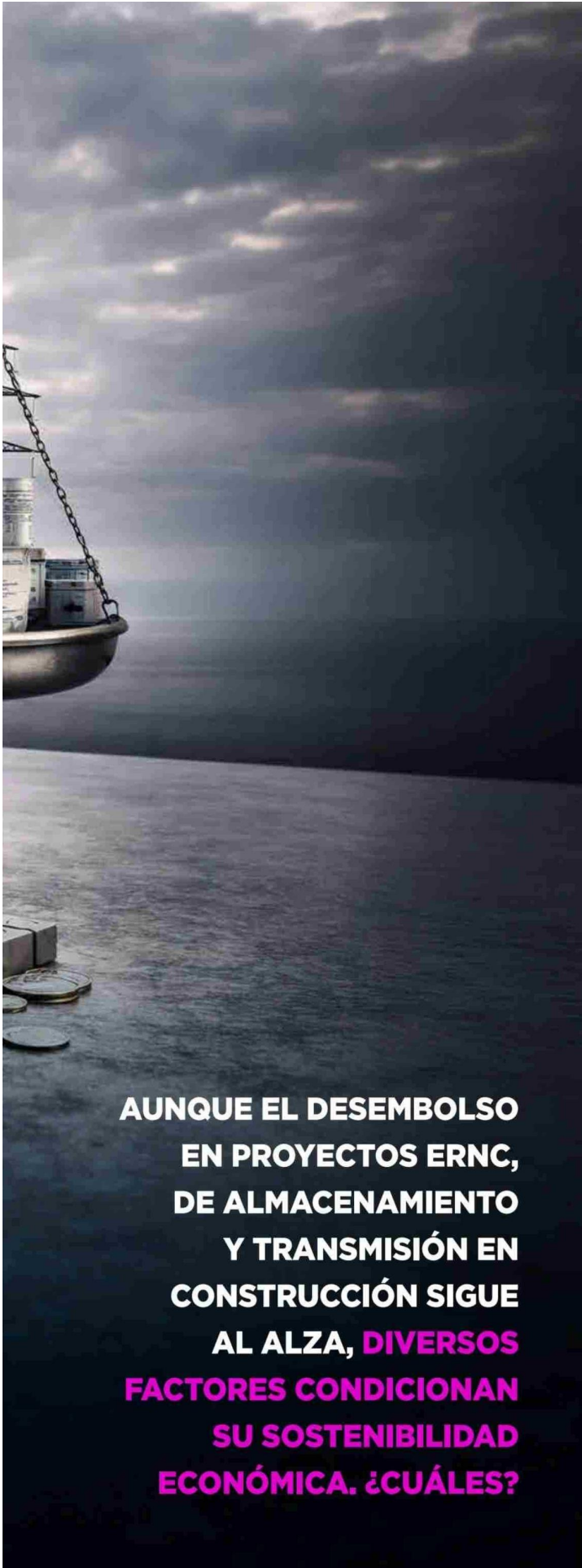
## REPORTAJE CENTRAL

Las cifras son elocuentes: a febrero de 2026, según datos del Ministerio de Energía, había 125 proyectos en construcción de centrales de generación, sistemas de almacenamiento de energía (SAE) y líneas de transmisión. Las primeras suman 3.249 MW de capacidad neta y las últimas 1.501 kilómetros. ¿La inversión comprometida? USD 11.261 millones.

En Acera, en tanto, destacan que la inversión en generación y SAE, que ingresó en operación durante 2025, alcanzó los USD 4.489 millones, casi 2.000 millones más que el monto del 2024. De ese total, USD 3.695 millones correspondieron a ERNC y SAE.

Con esos números a la vista, Andrés Salgado, socio de ENC Energy Consultants, plantea que “hoy en Chile sí hay interés por invertir en proyectos de energía eléctrica. Entonces, ¿cuál es el problema?. Pasa por la capacidad de convertir ese interés en proyectos ejecutados a tiempo, con certeza regulatoria y permisos oportunos”.

A su vez, Javier Tapia, director ejecutivo de la Asociación de Transmisoras de Chile, expresa que “lo más relevante es que existe una cartera muy significativa de proyectos en desarrollo, lo que con-



**AUNQUE EL DESEMBOLSO  
EN PROYECTOS ERNC,  
DE ALMACENAMIENTO  
Y TRANSMISIÓN EN  
CONSTRUCCIÓN SIGUE  
AL ALZA, DIVERSOS  
FACTORES CONDICIONAN  
SU SOSTENIBILIDAD  
ECONÓMICA. ¿CUÁLES?**

## “ Las compensaciones por impactos ambientales y los costos para acceder a terrenos y de conexión de los proyectos también pueden variar significativamente entre uno y otro”, Angus Blackburn, CFO de EDF Power Solutions Chile

firma la magnitud del desafío de financiamiento, ejecución y coordinación que enfrenta la transmisión en el contexto de la transición energética”.

### Modelos financieros

Respecto a los modelos financieros que hoy se emplean para solventar las obras de generación y transmisión, el también fundador de ENC expone que “han evolucionado y hoy son mucho más exigentes que hace algunos años. En generación, especialmente en proyectos renovables y de almacenamiento, el financiamiento depende cada vez más de que sus riesgos comerciales estén razonablemente cubiertos, lo que exige una política comercial sólida y una estrategia de contratación bien estructurada con sus clientes libres o regulados”.

En relación a los proyectos de transmisión, Tapia comenta que “se financian principalmente a través de esquemas privados, que combinan capital de las propias empresas con

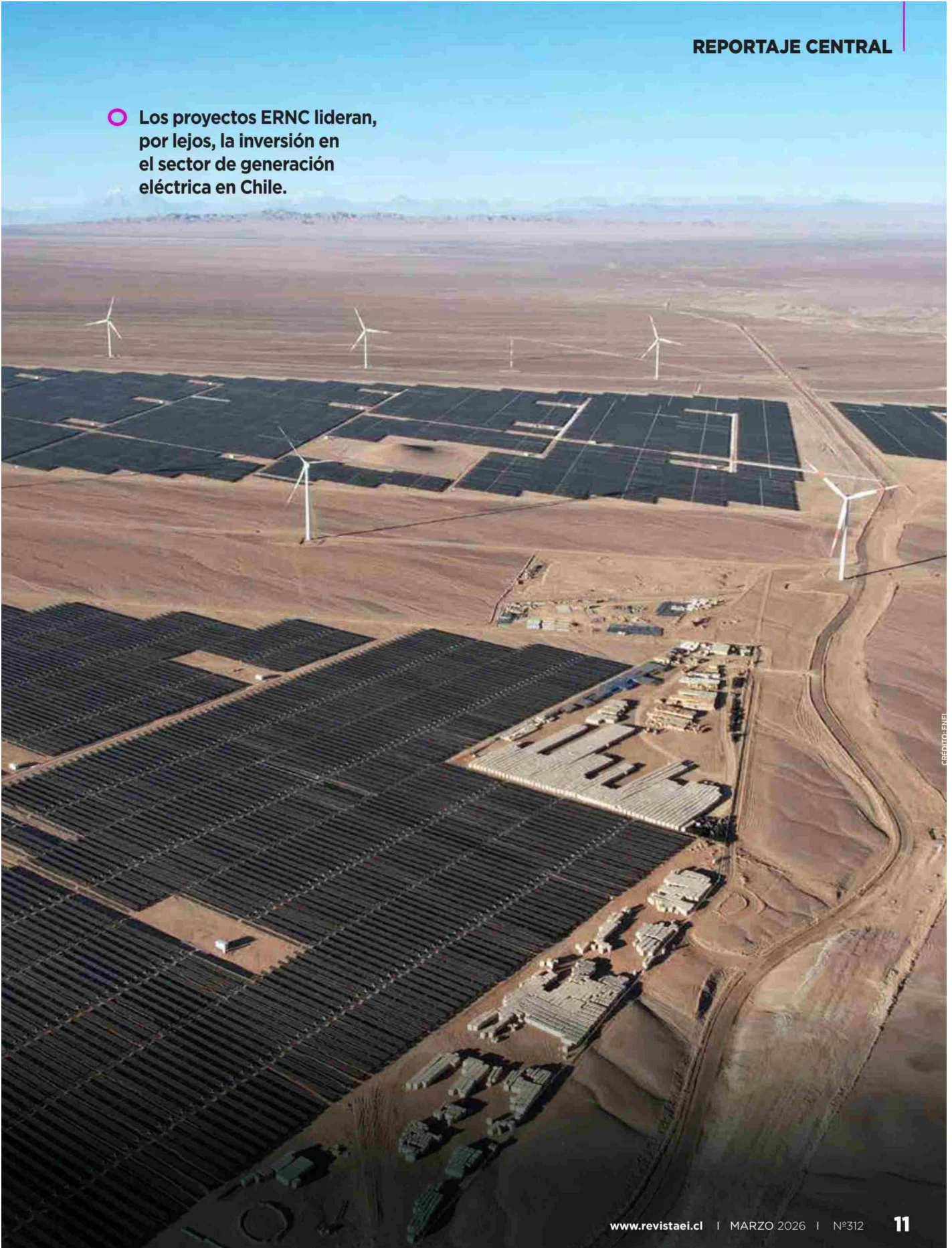
financiamiento de largo plazo proveniente de la banca, el mercado de capitales y, en algunos casos, de instituciones financieras internacionales”.

Agrega que el marco regulatorio chileno establece mecanismos de remuneración estables y de largo plazo para las obras de transmisión, lo que entrega certidumbre respecto de los ingresos una vez que estas entran en operación y facilita su financiamiento. Sin embargo, en el caso de las instalaciones existentes, cuya valorización se determina en los procesos tarifarios que impulsa la CNE, los ajustes que se han ido introduciendo en los distintos procesos han generado mayores niveles de incertidumbre respecto de esa valorización. Esto puede incidir en las condiciones de financiamiento”.

Como empresa generadora, EDF Power Solutions Chile financia el desarrollo de sus proyectos de diversas formas. “Primero, podemos solicitar fondos a nuestra matriz en Francia, para lo cual disponemos de

**REPORTAJE CENTRAL**

○ Los proyectos ERNC lideran, por lejos, la inversión en el sector de generación eléctrica en Chile.



CREDITO ENEL



**JAVIER TAPIA,**  
director ejecutivo de  
Transmisoras de Chile.



**KANDINSKY DINTRANS,**  
gerente comercial de  
Transmisión del Grupo  
Saesa.

un presupuesto disponible para iniciativas a nivel mundial. Estos aportes suelen complementarse con financiamiento de diversos bancos comerciales internacionales y también de instituciones financieras multilaterales y de desarrollo”, revela su CFO, Angus Blackburn.

En su calidad de transmisor, el Grupo Saesa cubre los gastos de sus líneas mediante financiamiento corporativo, deuda bancaria y reinversión de flujos operacionales, aprovechando el marco regulatorio del sistema eléctrico chileno. “Por esto es tan importante que los ingresos se puedan mantener estables y con reglas claras de largo plazo asociadas al servicio de transmisión. Esto permite sostener planes de expansión relevantes para acompañar la transición energética”, sostiene Kandinsky Dintrans, gerente comercial de Transmisión de la compañía.

## Dificultades y Costos

A juicio del ejecutivo de Saesa, en general, el financiamiento está disponible para proyectos de transmisión en Chile por el marco regulatorio estable del sector. “Los principales desafíos suelen estar asociados a incertidumbres en permisos, tramitación ambiental y complejidad territorial, factores que pueden afectar los plazos y la estructuración financiera de algunas iniciativas”, afirma.

En la misma línea, Javier Tapia precisa que además de factores como los plazos de tramitación y ejecución, un mayor nivel de incertidumbre en algunas variables regulatorias y económicas “puede traducirse en mayores exigencias o costos de financiamiento. En particular, cuando existen dudas respecto de los tiempos efectivos de desarrollo o de las condiciones de valorización de las inversiones, los proyectos pueden enfrentar condiciones financieras más exigentes. A ello se suman desafíos asociados al encarecimiento de insumos, a la mayor complejidad técnica de las obras y a un contexto internacional que han elevado los costos financieros en los últimos años”.

Para Blackburn, “cuando los proyectos se presentan con modelos de negocio robustos, bajo perfil de riesgo y herramientas para gestionar situaciones complejas, es mucho más

**REPORTAJE CENTRAL**

○ Las centrales solares presentan menos riesgos de mercado por la excelente radicación disponible en el norte y su predictibilidad.

“ En la práctica, hoy las instituciones financieras no suelen financiar proyectos que no tengan debidamente apalancadas sus ventas mediante contratos de suministro, típicamente PPA”, **Andrés Salgado, socio-fundador de ENC Consultants**

factible y fácil atraer recursos”.

Salgado es tajante: “el financiamiento fluye hacia proyectos bien estructurados y castiga los que llegan con incertidumbre comercial, regulatoria o de ejecución”.

¿Qué factores hacen hoy más o menos costosa la implementación de proyectos de generación y transmisión eléctrica? El socio de ENC insiste en mencionar los riesgos comercial y regulatorio, la permisología y, en el caso de las líneas, la obtención de servidumbres, concesiones y permisos territoriales. “El caso de Kimal-Lo Aguirre muestra que incluso pro-

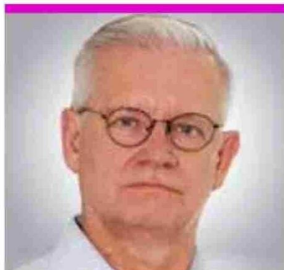
yectos estratégicos con aprobación ambiental siguen expuestos a una cadena larga de autorizaciones y gestiones posteriores. Eso encarece las obras y posterga beneficios sistémicos que permitirían ofertar menores precios de energía a los consumidores”, sentencia.

Añade que en tecnologías como la solar, eólica y de almacenamiento “influye cada vez más la necesidad de incorporar análisis sofisticados de despacho, congestión, servicios complementarios y seguridad del sistema”.

Para el CFO de EDF, uno de los factores que puede impactar con

## “ La transmisión requiere inversiones intensivas y de largo plazo, pero es una infraestructura clave para habilitar la transición energética y el crecimiento de la demanda eléctrica”, **Kandinsky Dintrans, gerente comercial de Transmisión del Grupo Saesa**

fuerza los costos de los proyectos “es la gestión de los riesgos de mercado asociados a la variabilidad de los recursos renovables. En los proyectos solares este punto no es tan crítico por la excelente radicación disponible en el norte y su predictibilidad, pero en los eólicos la incertidumbre asociada a la disponibilidad del recurso es mucho mayor, lo que



**ANDRÉS SALGADO,**  
socio-fundador de ENC  
Consultants.



**ANGUS BLACKBURN,**  
CFO de EDF Power  
Solutions Chile.

hace necesario tomar medidas de mitigación que impactan la competitividad de los proyectos”.

Dintrans, en tanto, expone que el costo de implementación de una obra de transmisión “depende de múltiples variables, entre ellas las condiciones geo-

gráficas, exigencias ambientales, acceso a servidumbres, costos de materiales y soluciones constructivas específicas”.

Aludiendo también a diversos factores, Tapia manifiesta que en los costos y plazos de desarrollo de los proyectos de transmisión incide, de manera importante, su complejidad territorial, ambiental y técnica. Agrega: “Los procesos de evaluación ambiental, la obtención de permisos sectoriales y el relacionamiento temprano con comunidades son elementos clave que pueden influir significativamente en los tiempos de desarrollo y, por esa vía, en los costos de los proyectos y en sus condiciones de financiamiento”.

### Diferencias de inversión

Sobre si es frecuente que haya diferencias entre la inversión proyectada y la que finalmente se realiza, el ejecutivo del Grupo Saesa indica que “en general, esta se mantiene dentro de lo planificado. Sin embargo, es posible que algún pro-



Terreno donde EDF construirá el parque eólico Fénix, cuya RCA obtuvo recientemente.

CRÉDITO: EDF POWER SOLUTIONS

“ Las obras de transmisión requieren inversiones de gran escala y su recuperación es de largo plazo, por lo que la estabilidad regulatoria y la certeza en los procesos de desarrollo son claves para facilitar su financiamiento”, Javier Tapia director ejecutivo de Transmisoras de Chile

yecto pueda requerir algunos ajustes por modificaciones de ingeniería o condiciones constructivas”.

Coincidente es la opinión de Blackburn, quien especifica que “dado que los proyectos se cierran con acuerdos vinculantes para la mayor parte de las partidas de costos, y que se presupuestan márgenes razonables por conceptos de contingencias/sobrecostos, los desvíos respecto de la inversión proyectada no suelen ser significativos”.

Salgado, en cambio, subraya que esas diferencias pueden ser importantes, siendo hoy probablemente más frecuentes que antes. “La principal

razón es que entre la etapa de evaluación económica inicial y la ejecución efectiva aparecen desvíos por permisos, judicialización, cambios de trazado, exigencias adicionales, servidumbres, cronogramas ambientales, disponibilidad de equipos y variaciones de costos financieros”.

Javier Tapia complementa: “En proyectos de infraestructura de gran escala como los de transmisión eléctrica es habitual que existan ese tipo de diferencias de costos. Pueden incidir factores como los plazos de tramitación, la obtención de permisos, las condiciones de ejecución de las obras y el contexto económico”. 