Memoria Anual 2025

Contenido

1. Entorno actual 4
2. Organización y gobierno 9
   - 2.1 Identificación de la sociedad 9
   - 2.2 Objeto social 9
   - 2.3 Documentos constitutivos 10
   - 2.4 Directorio 10
     - Comité de directores 11
     - Diversidad del directorio 11
   - 2.5 Ejecutivos principales 12
     - Organigrama 13
     - Diversidad de ejecutivos principales 13
     - Remuneración de ejecutivos principales 14
   - 2.6 Empleados 14
   - 2.7 Subsidiarias 14
   - 2.8 Políticas 14
3. Actividad y negocio 15
   - 3.1 Historia 15
   - 3.2 Estructura de la propiedad 16
   - 3.3 Principales propiedades de la sociedad 17
   - 3.4 Marcas 17
   - 3.5 Principales clientes 17
   - 3.6 Ingresos de transmisión nacional y dedicada 17
   - 3.7 Ingresos por servicios de operación 18
   - 3.8 Ingresos por servicios de mantenimiento 18
   - 3.9 Principales proveedores 19
   - 3.10 Factores de riesgo 19
     - Riesgos en Explotación 19
     - Riesgos por cambios en el marco regulatorio 20
     - Riesgos financieros 24
4. Sostenibilidad, medioambiente y relaciones comunitarias 28
   - 4.1 Sostenibilidad 28
   - 4.2 Medioambiente 30
   - 4.3 Plan de Relaciones Comunitarias 36

5. Ética y cumplimiento 43
6. Libre Competencia 44
7. Sistemas de gestión 45
7.1 Gestión de Activos 45
7.2 Gestión Ambiental 45
7.3 Gestión de la Seguridad y Salud en el trabajo 46
8. Información financiera 50
8.1 Política de dividendos 50
8.2 Financiamiento 50
8.3 Hechos esenciales y posteriores 50
8.4 Transacciones de acciones 50
8.5 Comentarios y proposiciones de accionistas 50
8.6 Auditores Externos 50
8.7 Informes Financieros 51
Suscripción de la memoria y declaración de responsabilidad 52

1. Entorno actual

Transmisora Eléctrica del Norte S.A ("TEN" o la "Sociedad") entró en operación comercial en noviembre de 2017, dando origen al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que abarca desde Arica a la Isla Grande de Chiloé. Desarrolla su actividad en el sector de transmisión de energía eléctrica, que tiene por finalidad permitir el tránsito de energía desde los productores de electricidad a los consumidores finales, sean estos regulados o no regulados, y facilitando la integración de energías Renovables al SEN.

TEN es una empresa de capital social dividida en partes iguales entre ENGIE Energía Chile S.A., filial de grupo ENGIE y Red Eléctrica Chile SpA, filial de Redinter, que está comprometida con acelerar la transición energética y el desarrollo sostenible del país sobre la base de energías limpias y renovables, en armonía con las personas y el medio ambiente.

Su misión es garantizar la disponibilidad de nuestro sistema de transmisión eléctrica y la seguridad de nuestros colaboradores, a través del compromiso del equipo, contribuyendo de manera eficiente y sostenible a la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

El sector de transmisión de energía eléctrica posee características de monopolio natural, razón por la cual es un sector regulado. El desarrollo de la transmisión se realiza de acuerdo con la Ley a partir de los Planes Anuales de Expansión de la Transmisión, que surgen como resultado de un proceso público, participativo y regulado que se lleva adelante por la Comisión Nacional de la Energía. Las obras de expansión contenidas en dichos planes son adjudicadas a través de procesos de licitación internacionales. Transmisora Eléctrica del Norte representa actualmente el 9% del VATT del sistema de transmisión nacional.

El marco legal que rige el negocio de la transmisión eléctrica en Chile está contenido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 del año 2006 (DFL N°4/2006), que fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE") y sus posteriores modificaciones.

La modificación relevante más reciente a la LGSE en materia de transmisión corresponde a la Ley N°20.936 que, entre otras materias, crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y define un nuevo sistema de transmisión que se compone de 5 segmentos: Sistema de Transmisión Nacional (antes troncal), los Sistemas de Transmisión Zonal (antes subtransmisión), los Sistemas Dedicados (antes transmisión adicional), Sistemas para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional. Asimismo, incorporó a la LGSE la planificación de la transmisión con un horizonte de largo plazo y reguló la tarificación de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y el

pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

La tarificación reconoce los costos eficientes de adquisición e instalación de acuerdo con precios de mercado, los que se anualizan considerando una vida útil determinada cada tres periodos tarifarios (12 años) y una tasa de descuento variable calculada por la CNE cada 4 años. Los propietarios de las instalaciones de transmisión reguladas deben percibir el Valor Anual de Transmisión por Tramo ("VATT"), a partir de la suma de los ingresos tarifarios reales y un cargo único por uso asociado a cada segmento y aplicado directamente a los usuarios finales.

A partir del año 2017, comenzó a desarrollarse el primer proceso de Valorización de sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Dedicados bajo la nueva Ley 20.936 correspondiente al cuadrienio 2020- 2023, teniendo como resultado la publicación en el Diario Oficial de la República del Decreto N 7T del Ministerio de Energía ("Decreto Tarifario") en el mes de febrero de 2023. El Decreto N 7T fijó el valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el cuadrienio 2020 – 2023.

El 10 de julio de 2025 se produjo la toma de razón por parte de la Contraloría General de la República del Informe Técnico Definitivo del proceso interperiodo 1 correspondiente al período 2020-2023, el cual reconoció el valor de ciertas instalaciones que no fueron consideradas en el decreto 7T. El 30 de diciembre de 2025, el Ministerio de Energía ingresó el Informe Técnico Definitivo del proceso interperiodo 2 también correspondiente al período 2020-2023. A falta de culminar el proceso para la entrada en vigencia del decreto de interperiodo 2, con la publicación de este decreto se finalizaría el primer proceso de valorización cuadrienal realizado en el marco de la Ley 20.936.

En marzo del 2025 se adjudicó el Estudio de Valorización Nacional para el cuadrienio 2024 – 2027 al Consorcio conformado por Getrand SpA y Cota Consultoría Ltda., quienes actualmente se encuentran desarrollando el referido estudio en la etapa del Informe de Avance N° 2, contando el proceso con un retraso relevante. Ante el retraso existente en el proceso de valorización 2024-2027, las tarifas de transmisión vigentes a la fecha de elaboración de la presente memoria, se establecen en base a los resultados del decreto 7T del año 2023 que fijó el valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el cuadrienio 2020 – 2023 incluyendo los resultados del decreto interperiodo 1 del proceso 2020- 2023.

Luego de promulgada la Ley de Transición Energética (Ley N° 21.721) en diciembre del 2024, la cual introdujo mejoras en la Ley General de Servicios Eléctricos en lo que respecta al desarrollo eficiente de obras de transmisión, en marzo del 2025 la CNE publicó las resoluciones exentas con las disposiciones reglamentarias para la aplicación de la referida ley, las que permanecerán vigentes hasta la publicación de los respectivos reglamentos, cuya consulta pública se realizó entre septiembre y octubre de 2025.

Las principales entidades gubernamentales reguladoras y fiscalizadoras de las actividades de TEN corresponden a:

- Ministerio de Energía
- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Ministerio de Medio Ambiente
- Superintendencia de Medio Ambiente (SMA)
- Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)
- Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)
- Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos

Paralelamente a las entidades gubernamentales, TEN es socia fundadora de la Asociación de Transmisores de Chile A.G, la cual cuenta como asociadas a las empresas propietarias de la mayor parte del sistema de transmisión del país:

- Atlántica
- Celeo
- Conexión Kimal- Lo Aguirre
- Eletrans
- Engie Chile
- Ferrovial
- Grupo Saesa
- Isa Energía Chile
- Redinter
- TEN
- Transelec
- Transemel

En el escenario macroeconómico, durante 2025 se observa una inflación inferior a las expectativas del Banco Central de Chile, situándose en 3,4% en noviembre y con perspectivas de mantener dicho nivel al cierre de diciembre. Se proyecta que la inflación se ubique en torno al 3,0% durante el primer semestre de 2026, considerando un comportamiento más favorable de los factores de costos y una disminución de los riesgos para la convergencia inflacionaria. En general, la actividad económica local se ha mantenido en línea con lo previsto, destacando una mayor dinámica en la inversión en maquinaria y equipos, mientras que el impulso externo para Chile ha sido ligeramente superior. En este contexto, el Banco Central estima que la inflación cerrará 2026 en un rango entre 2,0-3,0%, con crecimiento del PIB entre 1,75-2,75% para 2026 y entre 1,5-2,5% para 2027, en línea con el crecimiento de tendencia de la economía. Asimismo, pese a las reducciones en la Tasa de Política Monetaria durante 2025, la autoridad monetaria mantiene una postura conservadora, condicionando futuras decisiones a la evolución de la economía y la información disponible en los próximos meses.

A continuación, se exponen las principales cifras del año 2025 relacionadas con la actividad de la compañía:

Principales cifras año 2025	
Ingresos de explotación	75,8 MUSD
EBITDA	65,4 MUSD
Beneficio neto	15,4 MUSD
Plantilla media	34,2 personas
Índice de rotación	5,8 %
Horas de formación	2.073 horas
Inversión en Medioambiente y Relaciones Comunitarias	557 kUSD
Accidentes de trabajo	1
Disponibilidad del sistema de transporte	99,59 %
Disponibilidad de la red de fibra óptica	99,9 %

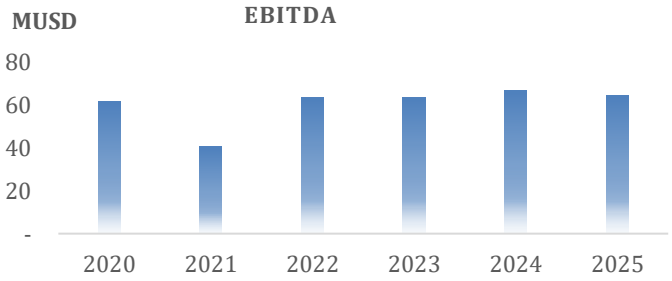
A continuación, se presenta la evolución de los ingresos por operación de TEN entre los ejercicios 2020 y 2025. Dichos ingresos incorporan el efecto del reconocimiento retroactivo, a partir de 2020, del resultado del proceso interperiodo. Al cierre del ejercicio 2025, los ingresos operacionales ascendieron a 75,8 MUSD.

MUSD	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos de operación	74,2	50,9	73,4	74,6	77,7	75,8



En cuanto al EBITDA, éste alcanzó los 65,4 MUSD el año 2025, con una proporción EBITDA/Ingreso total de 86,34% frente al 85,84% del año anterior. La evolución histórica del EBITDA de TEN, correspondiente al período 2020-2025, se presenta en el gráfico siguiente:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EBITDA	61,7	40,5 (*)	63,4	63,4	66,7	65,4



(*) El año 2021, TEN reconoció un efecto financiero adverso retroactivo desde el 1 de enero de 2020 tras el dictamen del Panel de Expertos en relación con el Informe Técnico Final de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Cuadrienio 2020-2023 de la Comisión Nacional de Energía, el cual supuso una disminución del 17% en la valorización de los activos de TEN.

2. Organización y gobierno

2.1 Identificación de la sociedad

Identificación de la sociedad	
Razón Social	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.
Nombre Fantasía	TEN
Tipo Sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
RUT	76.787.690-4
Dirección Administrativa	Avenida Isidora Goyenechea 2800, oficina 1601. Las Condes, Santiago, Chile.
Inscripción Registro de Entidades Informantes	469 / 6 de octubre de 2017
Sitio Web	*http://www.tenchile.cl*
Mail consultas	*contactoTEN@engie.com*

2.2 Objeto social

El objeto de Transmisora Eléctrica del Norte es:

- Participar en actividades de transmisión de energía eléctrica, pudiendo al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros, cualquiera sea el sistema de transmisión de que formen parte y la denominación que reciban, incluyendo por tanto instalaciones propias de sistemas de transmisión nacional, dedicada, zonal y polos de desarrollo.
- Comercializar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de transformación de las subestaciones eléctricas, activos, equipos e instalaciones asociadas a dichas líneas y subestaciones.

- Obtener y ejercer las concesiones, servidumbres y permisos respectivos necesarios para llevar a cabo el objeto social.
- Efectuar prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica, mantención de sistemas eléctricos y gestión de empresas relacionadas con su objeto exclusivo.

2.3 Documentos constitutivos

Transmisora Eléctrica del Norte S.A. se constituyó por escritura pública de fecha 1 de marzo de 2007, otorgada en la Notaría de Santiago de Juan Ricardo San Martín Urrejola, cuyo extracto fue inscrito a fojas 9373, número 6856 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2007, y publicado en el Diario Oficial de 7 de marzo de 2007. De conformidad la legislación vigente, TEN tiene como giro exclusivo la transmisión de energía eléctrica.

2.4 Directorio

Transmisora Eléctrica del Norte S.A. es administrada por un Directorio compuesto por seis miembros titulares y seis miembros suplentes, designados en Junta de Accionistas. Los directores permanecen en sus funciones durante tres años, pudiendo ser reelegidos indefinidamente.

Conforme a los estatutos de la Sociedad, los directores no tendrán derecho a remuneración alguna por el ejercicio de sus funciones. Durante el ejercicio 2025, el Directorio no incurrió en gastos por concepto de asesoría.

El 29 de enero de 2025, en Junta Ordinaria de Accionistas, tuvo lugar la revocación del Directorio de TEN y la designación de los nuevos miembros del mismo quedando el directorio conformado por:

- Doña Rosaline Corinthien como directora titular, y doña Francisca Vásquez como directora suplente.
- Doña Pilar Acevedo Gutiérrez como directora titular, y don Demian Talavera como director suplente.
- Doña Felisa Ros como directora titular, y don Makhiban Gengadharan como director suplente.
- Don Carlos Puente Pérez como director titular, y don Emilio Cerezo Díez como director suplente.

- Don Juan Majada Tortosa como director titular, y don Mauricio Eloy Rivas Cavero como director suplente.
- Doña María Soler Soneira como directora titular, y Don Luis Velasco Bodega como director suplente.

Al 31 de diciembre de 2025, el Directorio de TEN está compuesto por los directores:

Nombre	RUT/ Pasaporte	Profesión	Suplente
Rosaline Corinthien (Presidenta del Directorio)	13FV17183[1]	Ingeniera	Francisca Vásquez
Pilar Acevedo Gutiérrez	12.521.297-2	Ingeniera	Demian Talavera
Felisa Ros	AAG542023[1]	Ingeniera	Makhiban Gengadharan
Carlos Puente Pérez	AAK115233[1]	Ingeniero	Emilio Cerezo Díez
Juan Majada Tortosa	PAJ617475[1]	Abogado	Mauricio Eloy Rivas Cavero
María Soler Soneira	PAA996041[1]	Ingeniera	Luis Velasco Bodega

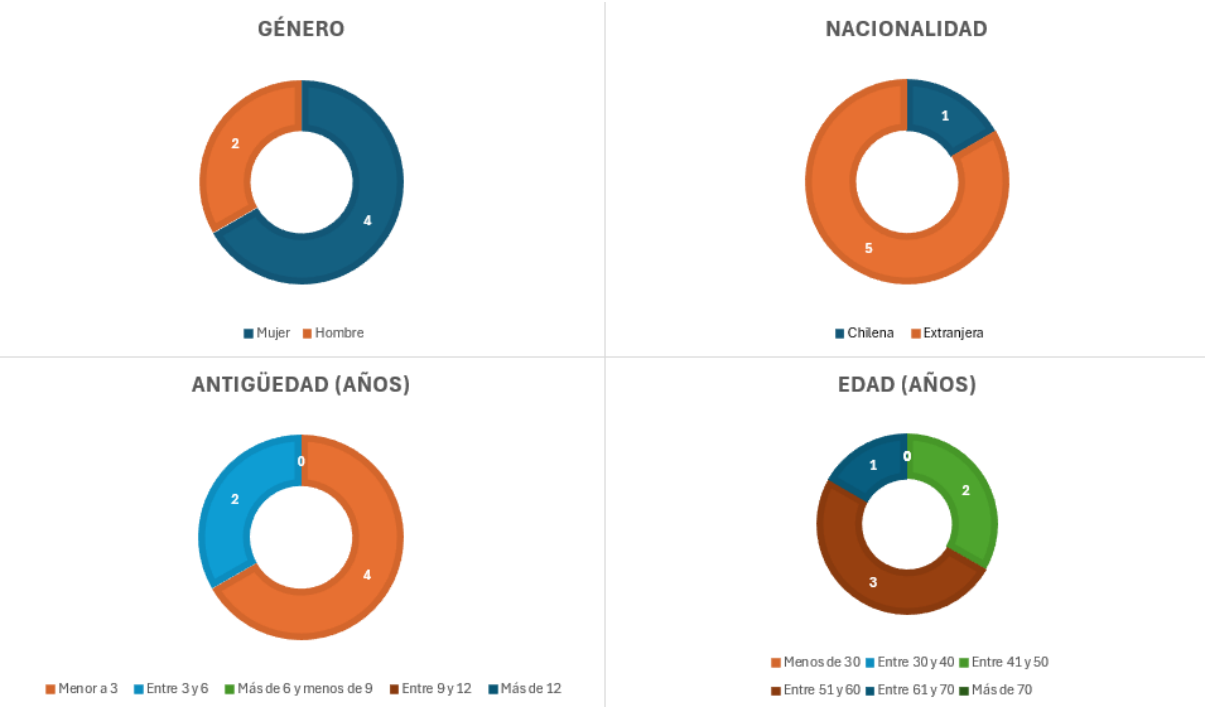
Comité de directores

La sociedad no cuenta con comité de directores.

Diversidad del directorio

A continuación, se expone la composición del directorio por género, nacionalidad, rango de edad y antigüedad a 31 de diciembre de 2025:

[1] Pasaporte Extranjero



2.5 Ejecutivos principales

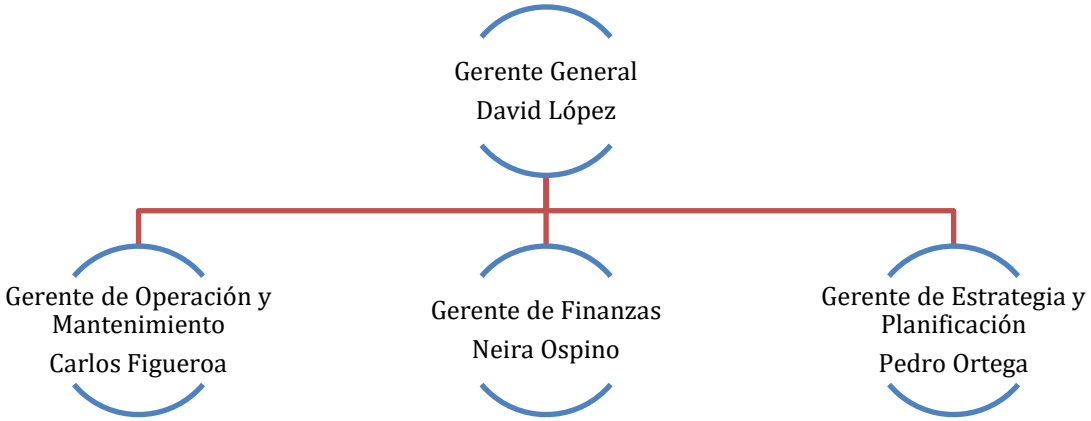
En el año 2025, no se produjeron cambios en los ejecutivos principales de la compañía.

A 31 de diciembre de 2025, los ejecutivos principales de TEN son:

Nombre	RUT	Cargo	Profesión	Antigüedad
David López Cortón	28.066.673-4	Gerente General	Ingeniero	Octubre 2024[2]
Neira Ospino	24.925.648-K	Gerente de Finanzas	Ingeniera	Octubre 2024
Carlos Figueroa Montesinos	14.370.021-6	Gerente de Operación y Mantenimiento	Ingeniero	Marzo 2020
Pedro Antonio Ortega de Arcos	28.560.953-4	Gerente de Estrategia y Planificación	Ingeniero	Octubre 2024

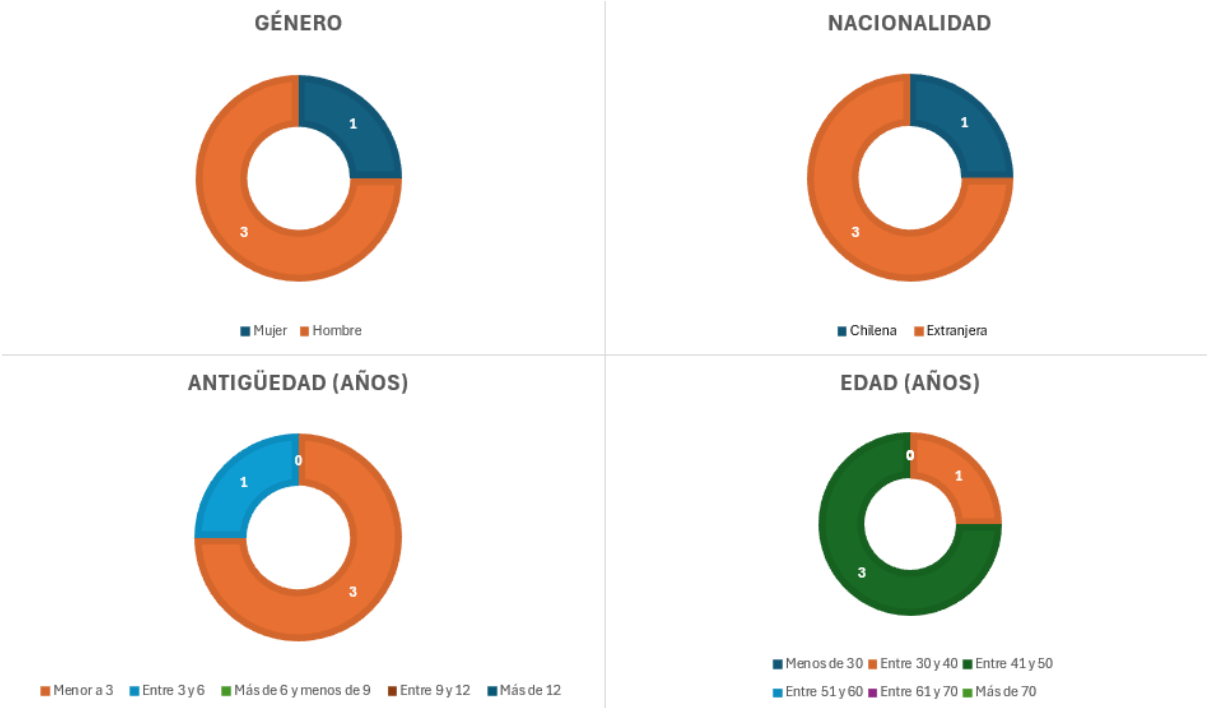
[2] Con anterioridad, desempeñó el cargo de Gerente de Estrategia y Planificación desde enero de 2023.

Organigrama



Diversidad de ejecutivos principales

A continuación, se expone la composición del equipo de ejecutivos principales por género, nacionalidad, rango de edad y antigüedad a 31 de diciembre de 2025:

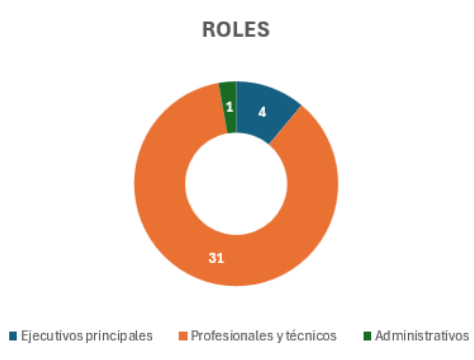


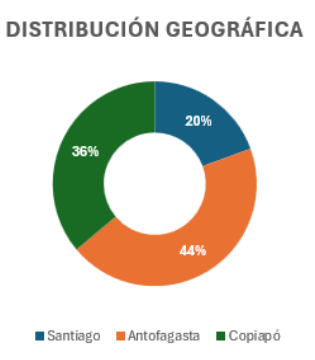
Remuneración de ejecutivos principales

Remuneraciones Ejecutivos Principales	2025	2024
Monto *Miles USD*	349	432

2.6 Empleados

A 31 de diciembre de 2025 TEN cuenta con 36 empleados distribuidos en los siguientes roles y geografías:





2.7 Subsidiarias

Al 31 de diciembre de 2024, TEN no tiene empresas filiales o subsidiarias.

2.8 Políticas

TEN cuenta con un conjunto de políticas aprobadas por el Directorio de la compañía con el objetivo de dar respuesta a las exigencias de sus grupos de interés, promoviendo una cultura corporativa alineada con las políticas de sus accionistas, así como con los principios éticos, cultura de cumplimiento y estrategia de TEN.

Las políticas de TEN, se encuentran disponibles en https://www.tenchile.cl/gobierno-corporativo/.

3. Actividad y negocio

3.1 Historia

La Sociedad fue constituida bajo el nombre de Central Térmica Barrancones S.A. por escritura pública del 1 de marzo de 2007 con el objeto de participar en actividades de generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica, y especialmente, con el objeto de desarrollar un proyecto de construcción y operación de una central termoeléctrica ubicada en la Comuna de La Higuera, Provincia del Elqui, Región de Coquimbo.

En Junta de Accionistas celebrada el 20 de junio del año 2011, la Sociedad cambió de nombre a "Transmisora Eléctrica del Norte S.A.".

Con fecha 16 de enero de 2014, ENGIE Energía Chile S.A. adquirió de su matriz ENGIE Austral S.A. la sociedad Transmisora Eléctrica del Norte S.A. propietaria del proyecto de construcción de una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV en corriente alterna de 600 km de extensión aproximada y una capacidad nominal de 1.500 MW, que permitiría transmitir electricidad entre Mejillones y Copiapó. El proyecto comprendió desde el estudio, diseño y construcción de las líneas de transmisión y subestaciones hasta la actual operación y mantenimiento de las instalaciones, para lo cual se invirtieron aproximadamente 800 millones de dólares de los Estados Unidos de América.

La Comisión Nacional de Energía consideró en el Plan de Expansión 2014-2015 al proyecto de línea de TEN como la opción más recomendable para concretar la interconexión entre el SING y el SIC.

Con fecha 16 de abril de 2015 tuvo lugar el acto público donde se firmó el Decreto 158 sobre el Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión Troncal, formalizando la interconexión entre los sistemas SING y SIC mediante el proyecto "TEN" y dos nuevas líneas a ser licitadas.

La Comisión Nacional de Energía emitió la resolución N° 316 con fecha 19 de junio de 2015 que aprobó el informe técnico que establece el plan anual de valoración y la expansión de los sistemas de transmisión troncal del país para el periodo 2016-2019. Esta resolución confirmó a TEN como un proyecto de transmisión troncal que interconectará el SING y el SIC.

Con fecha 27 de enero de 2016 ENGIE vendió a Red Eléctrica Chile SpA, el 50% de las acciones emitidas por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. conservando el 50% restante.

En noviembre de 2017, TEN finalizó la construcción del proyecto de interconexión entre el SING y el SIC, comenzando desde dicha fecha la operación de sus instalaciones dando origen al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que cubre desde Arica a la Isla Grande de Chiloé siendo

unas instalaciones clave para la integración de generación renovable en el sistema eléctrico de Chile.

3.2 Estructura de la propiedad

La propiedad de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. está repartida en partes iguales entre ENGIE Energía Chile S.A., filial de grupo ENGIE y Red Eléctrica Chile SpA, filial de Redinter (Grupo Redeia). En virtud de un pacto de accionistas celebrado conjuntamente con la incorporación de Red Eléctrica Chile SpA a la propiedad, ambas sociedades controlan TEN de forma conjunta.

El capital de TEN, al 31 de diciembre de 2025 se encuentra dividido en 2.876.896 acciones nominativas, ordinarias y sin valor nominal, íntegramente suscritas y pagadas, las cuales se distribuyen de la siguiente forma:

Razón Social	RUT	Porcentaje Propiedad	Número de Acciones
ENGIE Energía Chile S.A.	88.006.900-4	50%	1.438.448
Red Eléctrica Chile SpA	76.511.583-3	50%	1.438.448
Total		**100%**	**2.876.896**

ENGIE Energía Chile S.A. participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Opera un total de 2.729,6kilómetros de líneas de transmisión. En Chile, es la cuarta generadora por capacidad instalada con 2685.1MW. La firma figura entre las empresas de mayor tamaño en la Bolsa de Valores de Santiago y forma parte del IPSA, índice que reúne a las 40 acciones más transadas de esta plaza bursátil. A su vez, ENGIE Austral S.A. es el accionista controlador con 59,99% del capital; el porcentaje restante se transa en bolsa y se reparte entre Fondos de Pensiones, Inversionistas Institucionales y otros.

Red Eléctrica Chile SpA es una filial de Redinter, holding empresarial cuya actividad principal es la operación y gestión de líneas de transmisión de electricidad. La sociedad matriz del grupo es Redeia, compañía cotizada de la que dependen varias filiales, siendo Red Eléctrica la principal compañía del Grupo. Red Eléctrica es el transportista único y operador del sistema eléctrico español. La compañía gestiona y opera más de 45.000 km de líneas de alta tensión con índices de calidad de servicio de máximo nivel. Redinter es la responsable de las actividades de inversión internacional del Grupo, contando con más de 15 años de presencia

en Sudamérica. Redinter gestiona más de 7.600 km de líneas de transmisión en Perú, Brasil y Chile. A través de su filial Red Eléctrica Chile SpA, participa en el capital social de Transmisora Eléctrica del Norte S.A., Red Eléctrica del Norte S.A. y Red Eléctrica del Norte 2 S.A.

3.3 Principales propiedades de la sociedad

Los principales activos de la compañía comprenden:

- Subestación TEN-GIS y la línea de transmisión doble circuito TEN-GIS – Los Changos, (sistema dedicado en 220 kV).
- Subestaciones Los Changos (220 y 500 kV) y Cumbre (500 kV)
- Tramos de línea doble circuito Los Changos – Parinas, Parinas- Cumbre y Cumbre – Nueva Cardones (tramos del sistema nacional en 500 kV).
- Conexión en Nueva Cardones (500 kV).

La Compañía cuenta con todos los permisos, derechos de paso, servidumbres y concesiones necesarias para el desarrollo de su actividad.

3.4 Marcas

La Compañía tiene debidamente registrada en el Instituto Nacional de Propiedad Industrial, la marca TEN, necesaria para sus operaciones. De acuerdo con las normas legales, el registro de las marcas tiene una vigencia de 10 años renovable de forma indefinida.

3.5 Principales clientes

En su calidad de empresa transmisora parte del sistema de transmisión nacional, TEN recibe ingresos regulados por la autoridad manteniendo como clientes a los consumidores finales libres y regulados según las reglas del Artículo 115 de la nueva ley de transmisión. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad tiene clientes que representan en forma individual, al menos, el 10% del total de la cartera de cuentas por cobrar.

3.6 Ingresos de transmisión nacional y dedicada

Las Instalaciones de TEN que pertenecen al SEN tienen derecho a recibir un “Valor anual de la transmisión por tramo” (VATT), el cual es calculado como la “Anualidad del valor de la inversión” (AVI), más los “Costos de operación, mantenimiento y administración” (COMA) y más “Ajuste por efecto de impuestos a la renta” (AEIR) para cada uno de los tramos.

El AVI es calculado teniendo en cuenta la vida útil económica de cada tipo de componente que conforma la instalación y considerando una tasa de descuento del 7% en términos reales antes de impuestos. Del mismo modo, se establece un COMA basado en los costos de personal, infraestructura, materiales y otros costos que enfrentan las empresas comparables que gestionen los sistemas de transmisión de electricidad.

Además, TEN cuenta con un contrato de peaje por el uso de instalaciones Dedicadas con la empresa relacionada ENGIE Energía Chile S.A., cuya vigencia comenzó en enero de 2018, contrato que tiene un plazo de duración de 20 años (240 meses).

3.7 Ingresos por servicios de operación

TEN ha tercerizado el servicio del Centro de Control y ha contratado a la Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A (NEXPERTIA), empresa relacionada de propiedad repartida en partes iguales entre ENGIE Energía Chile S.A., filial de grupo ENGIE y Red Eléctrica Chile SpA, filial de Redinter (Grupo Redeia)., la cual ha prestado el servicio satisfactoriamente durante todo el 2025, por tanto, TEN no presta servicios de operación a terceros.

3.8 Ingresos por servicios de mantenimiento

TEN cuenta con un equipo de profesionales de mantenimiento de infraestructuras de alta tensión de primer nivel, lo que permite ofrecer servicios de mantenimiento a otras empresas que cuentan con activos de transmisión, ofreciendo servicios centrados en el aporte de valor, calidad en la ejecución y cumplimiento de plazos/ requerimientos del cliente.

3.9 Principales proveedores

Contrato	Proveedor	Relación propiedad TEN
Atención Incidencias	BBOSCH S.A.	No existe
Lavado aislamiento línea y subestaciones	BBOSCH S.A.	No existe
Operación del Sistema Eléctrico	NEXPERTIA	No existe
Contrato de servicios de gestión y administración	ENGIE Energía Chile S.A.	Matriz – Filial
Servicios SPOT (No recurrentes) para sustitución OPGW	Cobra	No existe
Servicios SPOT (No recurrentes) para sustitución OPGW	Vaips	No existe

3.10 Factores de riesgo

TEN cuenta con una Política de Gestión Integral de Riesgos aprobada en Sesión de Directorio con fecha 22 de julio de 2022- https://www.tenchile.cl/wp-content/uploads/2024/11/Politica-de-Gestion-Integral-de-Riesgos.pdf - que establece los principios generales para asegurar que los riesgos que pudieran afectar a las estrategias y objetivos de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sean identificados, analizados, evaluados, gestionados y controlados de forma sistemática, con criterios uniformes y dentro de los niveles de riesgo definidos por TEN.

Riesgos en Explotación

En esta categoría, el principal riesgo lo constituye la ocurrencia de fenómenos de la naturaleza tales como terremotos, lluvias intensas y/o aluviones.

Por ello, las obras han sido construidas bajo estándares internacionales que consideran márgenes de seguridad para afrontar este tipo de eventos, así como el impacto que el cambio climático puede tener en la frecuencia y gravedad de estos. Adicionalmente, la compañía mantiene vigentes pólizas de seguros, conforme el asesor de seguros externo ha recomendado, en cumplimiento del contrato de financiamiento de TEN.

Asimismo, existe el riesgo de interrupciones en el servicio de transmisión por desperfectos o fallas en las instalaciones o en la operación de estas, para lo cual TEN cuenta con equipamiento y personal técnico altamente calificado para la ejecución de las tareas de

mantenimiento de las instalaciones, así como para la operación del sistema, existiendo asimismo proveedores externos contratados para los mantenimientos necesarios y para la asistencia e intervenciones en caso de producirse dichas fallas.
Durante el 2025 se ha independizado del riesgo operacional, los riesgos de ciberseguridad de tal manera de darle un tratamiento más específico a este riesgo que, dado el carácter estratégico de la infraestructura de TEN para Chile, requiere analizar desde una óptica especializada diferenciada de los tradicionales riesgos operacionales del negocio.

Riesgos por cambios en el marco regulatorio

Los ingresos de TEN provienen principalmente de las tarifas de transmisión eléctrica y en una menor proporción provienen de negocios asociados al mercado eléctrico.
Las tarifas de transmisión eléctrica se obtienen a partir de la valorización de las instalaciones de transmisión. Estas tarifas se revisan cada cuatro años mediante un proceso administrativo de carácter reglado, donde se distinguen y regulan una serie de etapas que tienen por finalidad emitir un Informe Técnico Definitivo de Valorización de los Sistemas de Transmisión que sirve de base al Ministerio de Energía para la dictación del Decreto Supremo que fija el valor anual de dichas instalaciones (VATT), el que en todo caso es objeto del trámite de toma de razón por parte de la Contraloría General de la República (la "Contraloría"). Así, actualmente se están aplicando los valores establecidos en el proceso de valorización 2020 – 2023, lo anterior, debido a que el proceso de valorización para el cuadrienio 2024 – 2027 actualmente se encuentra en desarrollo con atrasos relevantes, particularmente en la etapa de ejecución del Estudio de Valorización por parte del Consultor, proyectándose que, el decreto podría estar a fines del 2027 implicando una reliquidación del orden de 4 años.
Por otra parte, el 17 de julio se publicó el primer decreto de valorización de las instalaciones de transmisión a las que se refiere el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, el que implicó, un VATT adicional para TEN de 1,225 MUSD considerados retroactivamente a partir del año 2020. Finalmente, está pendiente la dictación del decreto del segundo proceso de valorización al que se refiere el señalado artículo 52 que significaría un aumento de VATT para TEN de 0,22 MUSD retroactivos desde el 2020.

- **Procesos de valorización de los sistemas de transmisión interperiodo**

En el contexto de lo establecido en el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, con fecha 22 de marzo de 2025, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo de valorización interperiodo que considera aquellas instalaciones no valorizadas que entraron en operación hasta el 2023, no

consideradas en el Decreto N° 7T/2022. Posteriormente, el 17 de julio, se publica finalmente en el Diario Oficial el Decreto 13T que fija los valores de inversión, anualidades, costos de operación y fórmulas de indexación para las instalaciones de transmisión valorizadas bajo el artículo 52 del Reglamento, siendo este el hito de implementación normativa final de este proceso, implicando un aumento del VATT para TEN de aproximadamente 1,225 MUSD.

De forma paralela al primer proceso de valorización interperiodo descrito anteriormente, se inició un segundo proceso de valorización interperiodo, que se inició formalmente el 6 de diciembre de 2024, mediante la aprobación del Informe Técnico Preliminar. En esta etapa, CNE identificó las instalaciones sujetas a valorización, las que abarcan tres grupos: primero, las obras comprendidas en las letras a), b), c) y d) del artículo 52, que incluyen obras autorizadas excepcionalmente por la Comisión, ampliaciones, adecuaciones, modificaciones, refuerzos, obras menores declaradas pertinentes e instalaciones dedicadas intervenidas por obras de expansión; segundo, las instalaciones que se encontraban en operación hasta el 31 de diciembre de 2017 y que no fueron valorizadas en procesos anteriores por falta de información en la Plataforma de Activos; y tercero, cualquier otra instalación que no hubiese sido valorizada previamente y que cuente con información suficiente para su evaluación, aplicando la facultad establecida en el inciso segundo del mismo artículo. Con esta base, el Informe Técnico Preliminar consolidó la información cargada por las empresas y abrió el periodo de observaciones.

Durante los meses siguientes, las empresas presentaron observaciones y solicitaron ajustes, la Comisión publicó el 17 de julio de 2025 el Informe Técnico Definitivo, incorporando correcciones metodológicas y ajustes derivados de las observaciones, y estableciendo el inventario final de instalaciones valorizadas para el periodo.

Posteriormente, el 25 de julio de 2025, el Grupo SAESA interpuso un recurso de reposición cuestionando aspectos metodológicos, la inclusión o exclusión de ciertos activos y el tratamiento de antecedentes complementarios, presentación que fue complementada el 5 de agosto de 2025. A la fecha, el hito más reciente de este proceso ocurre el 17 de septiembre de 2025, cuando la Comisión resolvió el recurso, abordando cada uno de los puntos planteados y confirmando los criterios aplicados respecto de la identificación, pertinencia y valorización de las instalaciones consideradas. Este proceso significaría un aumento de VATT para TEN de 0,22 MUSD retroactivos desde el 2020.

- **Proceso cuadrienal de valorización de los sistemas de transmisión 2024-2027**

Para el desarrollo del estudio técnico de valorización, se requiere llevar a cabo tres procesos relevantes: la elaboración de bases técnicas, la calificación de instalaciones y la declaración de instalaciones que serán parte del estudio. En lo que respecta a la calificación de

instalaciones, el 30 de agosto de 2024, la CNE emitió el Informe Técnico definitivo. En cuanto al proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027, durante 2025 se desarrollaron los primeros avances técnicos de los estudios de valorización, tanto para el sistema de transmisión zonal y dedicado como para el sistema de transmisión nacional. En el caso del segmento zonal y dedicado, el consultor presentó el Informe de Avance N°1 en enero de 2025, donde se documentó la depuración y clasificación inicial de activos, la revisión de inconsistencias y los criterios que se utilizarán para determinar el valor de inversión y los costos de operación y mantenimiento. Durante el año se efectuaron ajustes contractuales, formalizándose la cesión del contrato de SIGLA S.A al consorcio Asinelsa–Optimiza. En cuanto al Estudio Nacional, tras la formalización del contrato con Consorcio Getrand–Cota en marzo, se presentó en abril su el Informe de Avance N°1, orientado a la verificación de activos, la identificación de obras nuevas y la definición inicial de los criterios de valorización. Al cierre de 2025, ambos estudios se encuentran en ejecución activa. Se debe señalar que, a la fecha, el proceso de valorización 2024-2027 cuenta con un retraso acumulado sustancial.

- **Plan de Expansión de Transmisión**

  La CNE anualmente debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el cual debe abarcar las obras de expansión necesarias del Sistema de Transmisión Nacional, de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, de los sistemas de transmisión zonal y de los sistemas de transmisión dedicados utilizados por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

  El 01 de octubre de 2025 fue publicado el plan de expansión 2024, el cual consideró 51 obras de expansión, con una inversión referencial de USD 962 millones. Por su parte, el proceso de planificación de la transmisión que conllevará la publicación del Plan de Expansión correspondiente al año 2025 ya se encuentra en curso.

- **Modificaciones reglamentarias para la implementación de la Ley de Transición Energética**

  Luego de casi dos años de tramitación, el 27 de diciembre de 2024 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.721 de Transición Energética. Esta normativa introdujo cambios relevantes en el sector eléctrico, entre los que destacan la reasignación de la responsabilidad de licitar las obras de ampliación a los propietarios, la incorporación de un mecanismo acotado para revisar el valor de inversión adjudicado en obras cuyos contratos terminen anticipadamente, y la creación de un procedimiento especial para decretar obras urgentes y necesarias fuera del proceso anual de planificación de la transmisión, con una tramitación

más expedita. Asimismo, se flexibilizó la planificación de la expansión del sistema zonal, permitiendo la inclusión de obras por requerimientos de clientes libres, PMGD y sistemas de almacenamiento en distribución.

Con la entrada en vigor de la Ley a comienzos de enero de 2025, fue necesario habilitar operativamente los nuevos mecanismos. Para ello, la Comisión Nacional de Energía emitió durante el primer semestre un conjunto de resoluciones reglamentarias transitorias destinadas a asegurar reglas claras mientras se desarrollaba el marco permanente. Estas resoluciones abordaron cuatro materias principales: Licitación de obras de ampliación por parte de sus propietarios, según lo dispuesto en el nuevo artículo 95° de la LGSE, Mecanismo de revisión del Valor de Inversión adjudicado, según lo dispuesto en el nuevo artículo 99° de la LGSE, Mecanismo de revisión del Valor de Inversión VI adjudicado, según lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N°21.721 de 2024 y Mecanismo de Ejecución de Obras necesarias y urgentes, de conformidad al artículo 91° bis de la Ley Nº 21.721 de 2024.

Posteriormente, a partir de abril de 2025, el Ministerio de Energía inició el trabajo reglamentario permanente mediante la conformación de la mesa denominada “Modificaciones reglamentarias para la implementación de la Ley 21.721”. En estas instancias se revisaron los cambios estructurales que debían incorporarse en los reglamentos DS N°10 y DS N°37 para reflejar de manera estable los nuevos principios y mecanismos de la Ley. Se abordaron definiciones permanentes sobre la integración de sistemas de almacenamiento, los nuevos criterios de planificación de la transmisión zonal, la regulación detallada del mecanismo de obras urgentes del artículo 91 bis, los ajustes al proceso de licitación de obras de ampliación y los procedimientos asociados a la revisión del valor de inversión en obras adjudicadas. El proceso participativo culminó con el desarrollo de la consulta pública realizada entre el 9 de septiembre y el 13 de octubre de 2025, instancia en la que se recibieron observaciones del sector.

- **Plan de Descarbonización.**

El Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta con acciones y medidas que permitan avanzar hacia un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y eficiente. Este Plan continúa el compromiso iniciado con el Acuerdo de Retiro y Reconversión de Centrales a Carbón suscrito en 2019 y responde al mandato de la Ley Marco de Cambio Climático y su Estrategia Climática de Largo Plazo. Su propósito es asegurar una transición energética capaz de reforzar la seguridad del sistema, aumentar la flexibilidad operativa, garantizar la calidad del suministro y reducir las emisiones locales y de gases de efecto invernadero.

El 2 de octubre de 2025, el Ministerio de Energía publicó la versión definitiva del Plan de Descarbonización, documento que consolida los resultados del proceso de consulta pública y que fija un conjunto final de medidas destinadas a acelerar la transición energética del país. La versión definitiva presenta 28 medidas organizadas en torno a cuatro ejes estratégicos que apuntan a fortalecer la planificación energética y de transmisión para habilitar obras esenciales, fomentar incentivos para el retiro progresivo de las centrales a carbón y su reconversión hacia tecnologías más limpias, asegurar una operación de corto plazo robusta y flexible en un sistema con creciente participación renovable y mejorar las señales de largo plazo para promover nuevas inversiones y apoyar la electrificación limpia de la demanda.
El Plan reafirma también la necesidad de combinar herramientas regulatorias, incentivos adecuados, desarrollo de infraestructura crítica y una coordinación institucional estrecha para avanzar en un retiro ordenado de las centrales a carbón. La versión final destaca la importancia de gestionar adecuadamente los desafíos operativos que implica un sistema altamente renovable y de asegurar condiciones de mercado que otorguen estabilidad y visibilidad para la inversión. Con ello, el Gobierno consolida una hoja de ruta que busca compatibilizar los objetivos climáticos del país con la seguridad del sistema eléctrico y la continuidad del suministro, promoviendo una transición energética ordenada y sostenible.

Riesgos financieros

La Compañía realiza una gestión orientada a la minimización de los riesgos financieros, mediante la contratación de productos derivados y de cobertura.
Con el fin de disminuir la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja futuros de la empresa en monedas distintas a su moneda funcional, la compañía definió una política de cobertura natural que incluye tomar deuda en moneda nacional, ajustada a la inflación, en proporción a los flujos futuros en moneda nacional que se encuentren indexados a la inflación local. Para ello, la deuda en moneda nacional que se tome se ajustará a la inflación, ya sea por su denominación (deuda en Unidades de Fomento), o mediante un producto derivado. Durante el período de construcción del proyecto, la compañía utilizó productos derivados para pasar ciertos flujos de pago a sus proveedores de euros a dólares y de Unidades de Fomento a dólares con el objetivo de acercarse a la proporción de flujos futuros indexados a dólares o a la Unidad de Fomento. Asimismo, en su Política de Inversiones y de Manejo de Excedentes de Caja, la compañía ha definido mantener recursos en las distintas monedas en la que debe hacer frente a sus compromisos.
El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de

interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad administra el riesgo de tasas de interés a través de coberturas de tasas de interés (Interest Rate Swaps o IRS), con los que la compañía acepta intercambiar, en forma periódica, un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un nocional acordado.

La exposición de los flujos de caja de la compañía al riesgo de fluctuaciones de tasas de interés está siendo mitigada mediante productos derivados del tipo Swap de tasa de interés y Cross Currency Swaps y también con una porción de la deuda con terceros de US$ 50 millones que se encuentra a tasa fija. El financiamiento del proyecto se estructuró con un tramo en dólares por un monto comprometido total de hasta aproximadamenteUS$460 millones a tasa de interés variable (LIBOR 1 mes para el período de construcción y LIBOR 6 meses para el período de operaciones). La Compañía tomó derivados de tasa de interés con cuatro bancos internacionales por un monto nocional tal que le permita cubrir entre un 90% y un 100% de la deuda en dólares que se encuentre vigente, según lo exige el contrato de financiamiento durante el período de construcción del proyecto. Durante la operación, el porcentaje de cobertura mínimo requerido va bajando según se encuentra estipulado en el contrato. El financiamiento también tiene un tramo en pesos chilenos a tasa de interés variable por un monto comprometido total de hasta aproximadamente 154.500 millones de pesos chilenos. Para este tramo la Compañía tomó Cross-Currency Swaps con cuatro bancos nacionales que le permiten pasar la deuda a Unidades de Fomento en tasa fija hasta por un 90% del monto de la deuda.

En julio de 2023 la LIBOR dejó de existir formalmente a nivel mundial, conforme estaba programado. TEN, al igual que muchas otras compañías en situación similar, negoció con los bancos internacionales reemplazar la tasa de referencia de los créditos en USD y de sus derivados asociados por la TERM SOFR más el CAS (“Credit Adjustment Spread” o “Bloomberg CAS”), resultando esta nueva tasa de referencia equivalente a lo que hubiese sido continuar con la tasa LIBOR.

Al 31 de diciembre de 2025, la deuda vigente bajo el tramo senior internacional del financiamiento del proyecto alcanzaba a US$ 314,9 millones, de los cuales un 64% se encontraba cubierto con swaps de tasa de interés y el restante 36% se encontraba expuesto a la tasa variable TERM SOFR 6M. El tramo en dólares a tasa fija ascendía a US$ 50 millones. Finalmente, el monto vigente del tramo senior local ascendía a 104.4 mil millones de CLP, equivalentes a US$ 115,1 millones al tipo de cambio observado de cierre del año, el cual se encontraba cubierto en un 94% por un cross-currency swap a tasa fija en Unidades de Fomento. El monto total de capital del financiamiento de proyecto ascendía a US$ 479,9

millones, con un equivalente a US$ 349,2 millones a tasa de interés fija (74,4%) y US$ 130,7 millones, o un 25,6%, a tasa variable.

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la compañía, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la Gerencia de Administración de Finanzas de acuerdo con la política de la compañía dentro de las restricciones impuestas por los contratos de financiamiento.

Además, existe un riesgo financiero asociado a los cambios regulatorios o desviaciones y retrasos en los procesos tarifarios. El congelamiento de las tarifas que tuvo lugar entre el año 2019 y 2022, sumado a la fusión de los sistemas de recaudación (Legacy Assets y obras nuevas) en el año 2023, ha provocado variaciones temporales en los flujos de caja de TEN. De esta forma, parte de la recaudación que TEN debió haber recibido en el año 2020-2022 la recibió en el año 2023, año en el que TEN también recibió parte de la recaudación del año 2024. Lo anterior, produjo el incumplimiento del indicador de la cobertura del servicio de la deuda ("DSCR"), uno de los requerimientos financieros del Project Finance, en algunos períodos, a pesar de contar TEN con fondos líquidos suficientes para enfrentar todos sus compromisos en forma oportuna. Debido a esto, en 2023 se inició un proceso de negociación con los bancos, tendiente a modificar el contrato de financiamiento para subsanar este incumplimiento y mitigar los efectos que el riesgo de inestabilidad en la recaudación de ingresos de la compañía pudiese tener en el futuro.

El 27 de septiembre de 2024, TEN alcanzó un acuerdo con la unanimidad de los bancos del Project Finance. Bajo los términos de este acuerdo, los acreedores renunciaron a ejercer acciones por el incumplimiento intermitente en el indicador DSCR, se aceptó un cambio en la medición de DSCR por una única vez en el segundo semestre de 2024, y se establecieron obligaciones adicionales para TEN. Entre estas últimas se incluye la contratación de un consultor independiente para (a) confirmar posibles excesos o déficits en la recaudación de ingresos producto de retrasos en las publicaciones de decretos, decisiones del Coordinador u otras, así como para (b) estimar el VATT que aplicaría en aquellos periodos en que no se haya hecho efectivo el esquema de tarificación producto de retrasos en las publicaciones de decretos. De constatarse un exceso de recaudación durante algún período, el que se traduce en la obligación futura de TEN de reembolsar dicho exceso a los demás operadores del sistema eléctrico nacional, TEN deberá separar fondos por el equivalente a dicho exceso en una cuenta especial con el objeto de constituir una reserva, cuyo monto no será utilizado en el cálculo del DSCR del período, sino que será considerado en el momento en que los fondos reservados sean liberados para cubrir obligaciones de pago de TEN, básicamente, el pago del

servicio de la deuda. No obstante, la firma de este acuerdo definitivo, la holgada posición de liquidez de la compañía y la estabilidad del negocio de transmisión eléctrica no eximen a la compañía del riesgo de potenciales incumplimientos de las condiciones del financiamiento del proyecto producto de decisiones o cambios regulatorios que están fuera de su ámbito de control.

4. Sostenibilidad, medioambiente y relaciones comunitarias

4.1 Sostenibilidad

Modelo de Colaboración y Gobierno de Sostenibilidad en TEN

En el marco del proceso de maduración corporativa de TEN, en julio de 2022 el Directorio aprobó la actualización de algunas de sus políticas y estableció otras que vienen a fortalecer el compromiso de la compañía con una gestión empresarial responsable y sostenible.
Para la implementación de la política de sostenibilidad de TEN, en 2025 se ha continuado ejecutando acciones de acuerdo con lo establecido en nuestro modelo de colaboración y gobierno.
El modelo de sostenibilidad definió tres niveles de gestión para la implementación de la política:

1. Capa de dirección
2. Capa de planificación
3. Capa de ejecución

A continuación, se presenta el esquema del modelo de colaboración y gobierno de TEN en el ámbito de la sostenibilidad.



A partir del año 2024 y de cara a realizar una planificación estratégica de la compañía, que aborde de manera íntegra la sostenibilidad del negocio, se ha puesto especial énfasis en la

incorporación de criterios ambientales, sociales y de gobernanza que permitan la proyección de TEN como una compañía comprometida con la operación del sistema de transmisión de energía eléctrica, de manera Sostenible.

Es por ello, que desde el año 2024, se han venido implementando acciones que con objetivos anuales logren establecer y consolidar nuestro modelo de Sostenibilidad. La meta trazada por la compañía es lograr la implementación de 94 acciones de Sostenibilidad al año 2026.

En 2025, se ejecutaron 17 acciones, las que sumadas a las 46 que se implementaron en 2024, suman un total de 63 acciones. El objetivo trazado para el año 2026 es implementar un total de 31 acciones, para así completar la implementar 94 acciones de Sostenibilidad en los ámbitos que se enuncian a continuación:

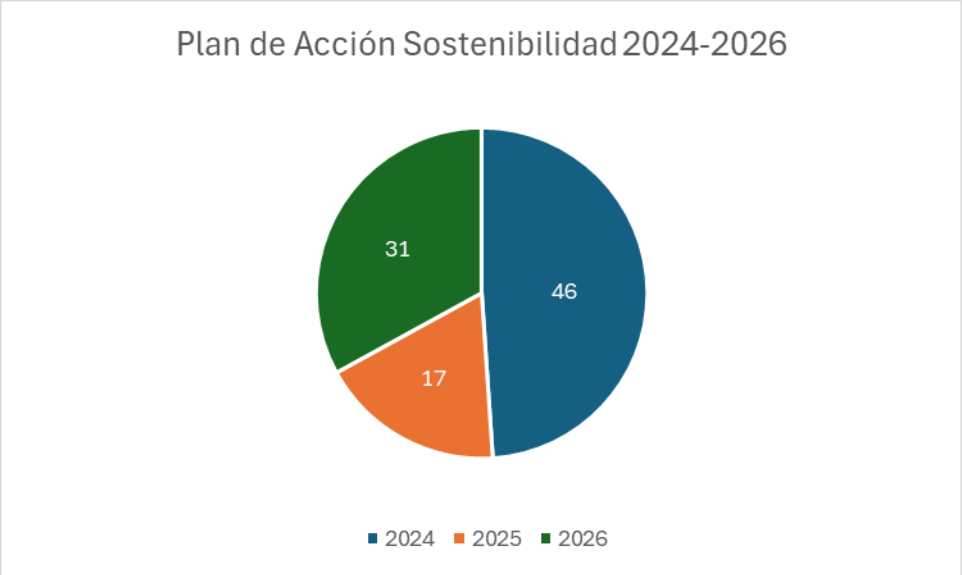
1. Accidentes ambientales 2. Biodiversidad 3. Certificación/ Auditoría/ Verificación 4. Clientes 5. Código de conducta para proveedores 6. Comunidades locales 7. Consumo de agua 8. Consumo de energía 9. Debida diligencia 10. Derechos humanos 11. Diversidad e inclusión 12. Emisiones de GEI 13. Estrategia Climática 14. Ética y cumplimiento 15. Formación	16. Gobernanza 17. Gobernanza de los riesgos de sostenibilidad 18. Grupos de interés 19. Indicadores ambientales 20. Indicadores Sociales 21. Marcos de reporte ESG 22. Materialidad 23. Multas ambientales 24. Objetivos estratégicos 25. Programa ESG para proveedores 26. Proveedores 27. Riesgos emergentes 28. Seguridad y salud en el trabajo 29. Fuerza de trabajo 30. Generación de Residuos

En 2025, en miras de una implementación armónica y sistemática en la organización y con el fin de la búsqueda de un impacto directo y positivo sobre la adecuada gestión ambiental, grupo de interés y gobernanza, se ejecutaron actividades en los siguientes ámbitos de acción:

- Biodiversidad
- Derechos Humanos
- Generación de Residuos

- Grupos de Interés
- Gobernanza
- Indicadores Sociales
- Materialidad
- Objetivos Estratégicos
- Proveedores

Se logró el cumplimiento del 85,6% en la implementación de las actividades que se programaron el 2025. A continuación, se ilustra el avance en la implementación de las acciones que responden al modelo de Sostenibilidad de TEN.



4.2 Medioambiente

Plan de Revegetación

La vegetación de las zonas áridas de Chile (Macrozona Norte), predominantemente vegetación del tipo xerofítica juega un rol fundamental en la persistencia y funcionamiento de los ecosistemas mediterráneos (Gutiérrez & Squeo 2004). El tipo forestal xerofítico presente en la macro zona norte de Chile corresponde a la parte más amenazada del país bajo un escenario de cambio climático global, fenómeno que acelera los procesos de desertificación y erosión, afectando a las poblaciones de especies singulares, endémicas y de distribución restringida.

Las especies consideradas para el plan de revegetación corresponden a cactáceas que se encuentran en algún estado de conservación; *Copiapoa megarhiza, Cumulopuntia sphaerica,*

Eulychnia acida y *Pyrrhocactus confinis*, además de las leñosas bajas; *Atriplex clivicola, Atriplex deserticola, Ephedra breana, Heliotropium chenopodiaceum, Nolana albescens, Encelia canescens* y *Tetragonia angustifolia*. Cabe destacar que para la mayoría de estas especies era desconocido, hasta ahora, el método de germinación, propagación en vivero y su establecimiento en terreno.

Desde el año 2015, TEN se encuentra ejecutando un plan de revegetación, en el cual se tiene por objetivo establecer en terreno aproximadamente 21.000 ejemplares de 14 especies nativas y endémicas de la zona norte de Chile.

Durante el año 2019, después de cuatro años de iniciada la implementación de este plan se establecieron los primeros ensayos de terreno, utilizando plantas propagadas por INFOR-TEN, después de un esfuerzo de investigación aplicada que permitió disponer de información precisa del método más apropiado de propagación y establecimiento de las especies objetivo.

Los resultados que se presentan evidencian los resultados del plan de revegetación entre los años 2022 y 2025, con un total acumulado de 17.138 ejemplares establecidos de 13 diferentes especies de la Región de Atacama. La distribución anual de las plantaciones muestra una ejecución relativamente constante a lo largo del período, destacando los años 2023 y 2025 como aquellos con mayor número de ejemplares establecidos, lo que refleja una intensificación de las acciones de restauración en esos años.

A nivel de composición florística, se observa un predominio de especies arbustivas y herbáceas adaptadas a condiciones de aridez, siendo *Nolana albescens* la especie más representativa, concentrando la mayor cantidad de ejemplares establecidos durante todo el período. Le siguen las especies *Atriplex clivicola*, *Ephedra breana* y *Atriplex deserticola*, especies clave por su alta tolerancia a la escasez hídrica y su aporte a la estabilización del suelo y recuperación de la cobertura vegetal.

Asimismo, la incorporación progresiva de ejemplares de las especies como *Heliotropium chenopodiacea*, *Eulychnia acida*, *Pyrrhocactus confinis* y *Copiapoa megarhiza* a partir del año 2024 refleja una diversificación del ensamble de revegetación, orientada a enriquecer la estructura y funcionalidad del ecosistema intervenido.

En conjunto, los resultados indican una estrategia de revegetación gradual y adaptativa, que prioriza especies con alto potencial de establecimiento y resiliencia, contribuyendo al fortalecimiento de los procesos de restauración ecológica en el área de .

Número de ejemplares por especies establecidos en los años 2022, 2023, 2024 y 2025:

N°	Especies	Año de Establecimiento en Sitio				
		2022	2023	2024	2025	Total
1	*Aphyllocladus denticulatus*	20	0	0	0	20
2	*Atriplex clivicola*	379	1335	557	176	2447
3	*Atriplex deserticola*	163	882	197	704	1946
4	*Cumulupuntia sphaerica*	1165	181	132	235	1713
5	*Encelia canescens*	601	205	185	714	1705
6	*Ephedra breana*	649	226	137	1306	2318
7	*Krameria cistoidea*	57	3	0	0	60
8	*Nolana albescens*	1.342	1918	1912	543	5715
9	*Tetragonia angustifolia*	7	0	3	239	249
10	*Heliotropium chenopodiacea*	**0**	**0**	357	123	480
11	*Eulychnia acida*	0	0	57	0	57
12	*Pyrrhocactus confinis*	0	0	77	0	77
13	*Copiapoa megarhiza*	0	0	351	0	351
Total		**4.383**	**4.750**	**3.965**	**4.040**	**17.138**

Los próximos pasos, con actividades desde el 2026 hasta el 2030, estarán focalizadas en establecimiento de plantas, mantención del ensamble vegetal y monitoreo del establecimiento,

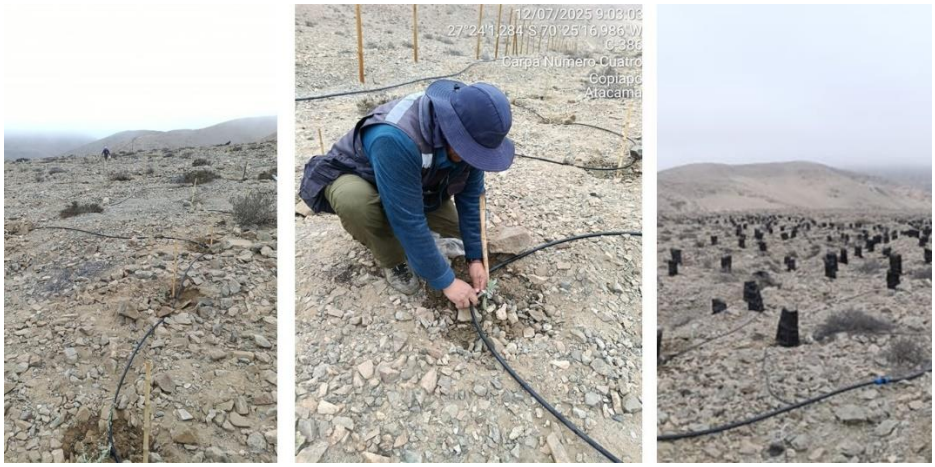
A continuación, se presentan algunas fotografías de las actividades de plantación y establecimiento de plantas ejecutadas en el año 2025.



Traslado de plantas desde el Instituto Forestal al área de revegetación de TEN – ciudad de Copiapó.



Establecimiento de ejemplares en el área de revegetación de TEN en las cercanías de la ciudad de Copiapó.



Instalación del sistema de riego. A) Instalación de mangueras de riego B) Instalación de goteros. C) Riego de ejemplares establecidos en el área de revegetación.

Monitoreo de Erosión y Obras de Conservación de Suelo

Entre el año 2023 y 2024, TEN construyó una serie de obras de control de erosión para proteger los caminos de acceso a torres y en áreas cercanas a las mismas. Las obras fueron ejecutadas en la zona sur del área de influencia del proyecto. Los metros de obras de control de erosión ejecutadas y los tipos de soluciones se presentan en la siguiente tabla:

Tipo de Obras de Control de Erosión	Sector	Largo (m)
Muro de gaviones	Diego Almagro	203
Gaviones simples	Copiapó	487
Línea de sacos	Copiapó - Diego Almagro	114
Perfilado de caminos y cunetas	Copiapó - Diego Almagro	1286
Tuberías de desagüe	Copiapó - Diego Almagro	154
	Total (m)	**2.244**

En 2025 se realizó el monitoreo de erosión a lo largo de toda la Línea de Transmisión, de manera de evidenciar la eficacia de las obras instaladas en años anteriores y también para determinar que nuevos sectores deberán ser objeto de trabajos de control de erosión en el 2026.

De la evaluación del estado actual de obras de control de erosión realizadas el 2023 y 2024, se desprende que la totalidad de las obras realizadas con el fin de mitigar y/o corregir algunos de los eventos de erosión identificados en el 2023, se encuentran en óptimo estado de operación y funcionamiento. Algunas de las obras ejecutadas en 2023-2024 y que fueron revisadas y monitoreadas durante el 2025, se pueden observar en las siguientes fotografías.





Muro de Gaviones





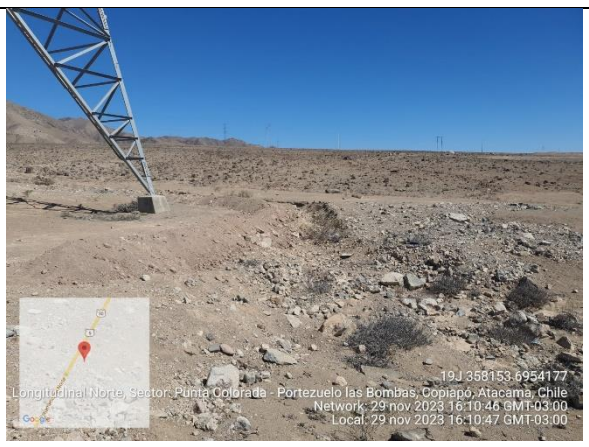
Tuberías de Desagüe





Perfilado de Caminos





Línea de Sacos

4.3 Plan de Relaciones Comunitarias

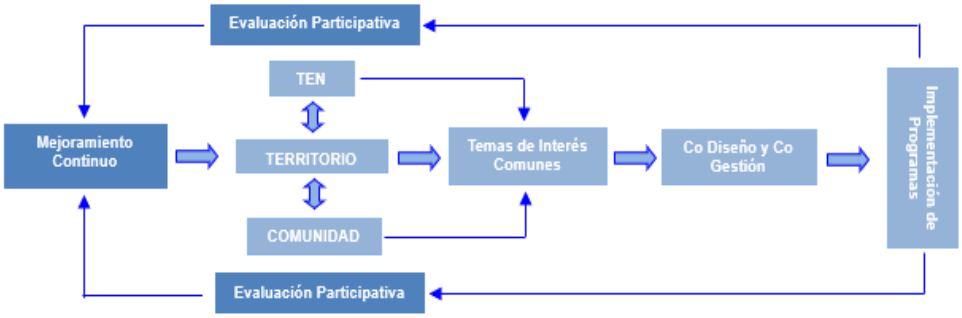
Desde sus inicios, TEN incorporó como propósito fundamental de su gestión en materia comunitaria, promover y mantener una estrecha relación con las comunidades y autoridades locales de la Comuna de Diego de Almagro, buscando de esta forma que el éxito del proyecto de interconexión, también se transformara paulatinamente en un aporte concreto al desarrollo sostenible de sus comunidades vecinas.

En este marco, con toda la experiencia que se ha acumulado a través de los años de relación con los habitantes de Diego de Almagro, sus dirigentes sociales y autoridades, con los proyectos implementados en la comuna. El año 2019, se tomó la decisión de formalizar un Plan de Relaciones Comunitarias, que integró dentro de sus fundamentos, los aprendizajes del trabajo desarrollado desde el año 2015, los objetivos y prioridades del Comité Ejecutivo de la empresa en esta materia, y los intereses e inquietudes de la comunidad local de Diego de Almagro.

Así, logramos consolidar los lineamientos generales y el modelo que actualmente guían nuestra relación con la comunidad local de Diego de Almagro, cuyos conceptos generales son la **Co-Gestión**, que refiere al trabajo compartido entre la comunidad y TEN para identificar los temas de interés para ambas partes en materia comunitaria, donde las decisiones con respecto a la mirada de futuro y la forma de proceder son una labor compartida, y la **Co-Responsabilidad**, que dice relación con hacerse cargo en conjunto de las decisiones tomadas para el desarrollo de los acuerdos de trabajo. El éxito o no de las acciones y programas implementados por TEN, son el resultado de la participación y compromiso de los actores involucrados en la implementación de cada una de las iniciativas, lo que implica una mirada de crecimiento y aprendizaje mutuo de las formas en que se desarrolla el trabajo, y el planteamiento de una evaluación y mejora continua de estas acciones.

De esta forma el Plan de Relaciones Comunitarias de TEN incorpora en su base un modelo conceptual que reconoce la importancia de establecer en conjunto con la comunidad los temas de interés comunes, y sobre la base de su comprensión y análisis establecer las condiciones y el alcance del trabajo que es posible llevar a cabo en el periodo, resguardando de esta forma tanto los intereses de la comunidad, como los de la empresa, en cuanto a sus definiciones corporativas de inversión social.

A continuación, se muestra el esquema conceptual que está a la base del Plan de Relaciones Comunitarias de TEN.



Modelo de Relacionamiento Comunitario TEN

Finalmente, incorporados estos aprendizajes y su relación con los lineamientos corporativos que orientan nuestro quehacer en materia de relacionamiento comunitario, se establecieron tres ámbitos de acción a la base del Plan de Relaciones Comunitarias, a saber:

1. Fomento al Desarrollo Social y Económico Local.
2. Sustentabilidad y Cambio Climático Global.
3. Fomento al Arte y Cultura Local

Tal como se señaló con anterioridad, la definición de estos ámbitos de acción a la base del Plan de Relaciones Comunitarias de la empresa, tienen como principal propósito cumplir con el objetivo definido inicialmente en cuanto a que el Proyecto de Interconexión, también se transformara paulatinamente en un aporte concreto al desarrollo sustentable de sus comunidades vecinas.De esta forma, la definición de los ámbitos de acción y los programas implementados a través del PRC tienen una estrecha relación con la búsqueda de TEN por promover acciones y estrategias que faciliten el reconocimiento de la comunidad local de los recursos y oportunidades disponibles en Diego de Almagro en materia social, económica y cultural, para avanzar en un desarrollo sostenible, que integre el fortalecimiento del tejido social, la participación comunitaria activa, y las redes de apoyo de la comunidad.

Todo con el propósito de ser un miembro activo, consciente y parte de la comunidad de Diego de Almagro, que busca la promoción del mejoramiento de su calidad de vida y bienestar social y económico.

NUESTRA EXPERIENCIA EL 2025

Considerando lo señalado con anterioridad, durante el año 2025, fortalecimos nuestras líneas de trabajo con la comunidad de Diego de Almagro reforzando las iniciativas que generaron una importante recepción en la comunidad local, e incorporando otras resultantes del interés

comunitario identificado por nuestra empresa durante el año 2024, lo que considero el desarrollo e implementación de los siguientes programas:

Programa Huertos Orgánicos Comunitarios (5ta Etapa)

Luego de experiencias positivas en las primeras etapas de este programa, correspondientes al "Huerto Comunitario Villa Emergencia", Huerto Comunitario "Viviendas Tuteladas", y Huerto Infantil "Jardín Infantil Papelucho", de la Fundación Integra, y Junta vecinal Villa Portal del Inca, considerando el interés comunicado por el Director del "Liceo Manuel Magalhaes Medling", Sr. Jorge Campos Espinoza, que cuenta en la actualidad con una matrícula de 760 alumnos incluyendo ambas jornadas; cuenta con una planta docente de 42 profesores y 25 funcionarios asistentes, se resolvió implementar la 5ta Etapa de este programa en este establecimiento educacional.

Para concretar esta iniciativa, se dispuso realizar como primera actividad, una jornada inicial de capacitación con alumnos de los niveles académicos de tercero y cuarto medio del liceo, instancia que fue muy valorada por los alumnos y docentes que participaron, ya que su desarrollo permitió que cada uno de los participantes pudiesen conocer todos los contenidos y elementos que se requieren para implementar y gestionar correctamente un Huerto Orgánico y obtener la mayor variedad de cultivos posibles. Para este propósito, el equipo encargado entrego a cada participante un Manual de Manejo de Huertos Orgánicos, que incorporo todos los contenidos teóricos y prácticos necesarios para su buen desarrollo.

Posteriormente, se dio paso a la etapa de montaje e implementación del huerto, donde los alumnos participantes, en conjunto con el equipo responsable de implementar esta iniciativa, puso en práctica los contenidos tratados en el taller, procediendo a realizar el montaje del huerto y siembra de las distintas especies de hortalizas y verduras, cuyas imágenes se muestran a continuación:








Al respecto, es muy relevante destacar que la implementación de esta iniciativa en el “Liceo Manuel Magalhaes Medling”, tuvo un impacto muy relevante, no solo a nivel de los alumnos, sino también a nivel docente, ya que fue incorporada a nivel curricular, donde un grupo de profesores de distintos niveles, en el contexto de implementación de esta iniciativa, realizaron visitas guiadas con los alumnos al huerto implementado, y posteriores evaluaciones académicas sobre la base de los contenidos tratados en las capacitaciones implementadas a los alumnos de tercero y cuarto medio, los que fueron incorporados en el desempeño académico de cada alumno que participo.

Dado el interés y motivación que la implementación de esta iniciativa generó en el cuerpo docente y los alumnos, la dirección del liceo solicito a la empresa poder implementar el año 2026, un programa de capacitación en esta materia, con el fin de poder incorporar a más alumnos en la experiencia de aprender cómo se implementa un huerto orgánico, y los beneficios que esto trae.

Finalmente el resultado de la implementación de esta iniciativa permitió la capacitación de 120 alumnos de los niveles de 8°, 3° y 4° medio en el desarrollo y Manejo de “Huertos Orgánicos”; la creación de un cuerpo docente involucrado en proyectar y mantener esta iniciativa, que reconoce su potencial como una actividad que podría colaborar en la gestión que ellos realizan para enfrentar la situación de vulnerabilidad y precarización social que un número importante de alumnos del liceo enfrenta actualmente.

Gimnasio Comunitario TEN 2025

Durante el año 2025, nuestra empresa mantuvo su compromiso con esta importante iniciativa para la comunidad, preocupándose de responder oportunamente a sus compromisos de mantener las máquinas de ejercicios en óptimas condiciones y pagar los honorarios del

Profesor encargado de coordinar las actividades que a diario realizan los usuarios del gimnasio.

Esto se logró gracias al compromiso de nuestra empresa que año a año realiza una mantención integral de las máquinas de ejercicios existentes actualmente en el gimnasio, de forma tal de poder brindar a los usuarios una experiencia de máxima calidad.

Al respecto, es importante destacar que, gracias a la existencia y mantención de este espacio por nuestra empresa, y una serie de gestiones conjuntas realizadas por TEN, la Oficina de Deporte de la Ilustre Municipalidad de Diego de Almagro y el Instituto Nacional del Deporte se logró el financiamiento del Gobierno Regional para la adquisición e implementación de nuevo equipamiento para los usuarios durante el primer trimestre de 2025.



Es importante destacar que para el año 2026, nuestra empresa mantendrá el compromiso con esta importante iniciativa para la comunidad de Diego de Almagro, renovando como cada año sus esfuerzos en entregar los recursos para la mantención del equipamiento del gimnasio y el pago de los honorarios del profesor encargado.

<u>Fondo TEN 2025 - Diego de Almagro. “Fomento al Emprendimiento y Desarrollo Económico Local”</u>

Este programa se encuentra actualmente en implementación, específicamente en la fase de recepción de proyectos, momento que responde a los objetivos de poder vincular la participación de los emprendedores que fueron pate de la 5ta. Feria TEN “Expo Emprendores” con nuestro Fondo de Apoyo al Emprendimiento, y facilitar su participación en la gestión de Fondos Públicos dispuestos para apoyar a los emprendedores, como requisito de postulación.

En este contexto se espera la recepción de más de 40 proyectos a concurso, sobre los cuales en paralelo se realizará el cedazo de aquellos que por sus características cumplan con los requisitos para ser postulados a fondos públicos. Para este periodo el monto total dispuesto para el financiamiento de proyectos corresponde a $ 8.000.000.- (ocho millones de pesos).

5ta Feria Expo Emprendedores TEN 2025 “Diego de Almagro”

Luego de diversas coordinaciones con la directiva de la Red de Emprendedores de Diego de Almagro y con las principales autoridades de la comuna, lideradas por su Alcalde, el Sr. Mario Araya, quien facilito todos los permisos y autorizaciones necesarias, fue posible implementar la 5° Feria Expo Emprendedores TEN 2025, iniciativa liderada por la Gerencia de Medio Ambiente y Relaciones Comunitarias de nuestra empresa, que tuvo por propósito, brindar a la comunidad de emprendedores de la Comuna de Diego de Almagro, un espacio donde cada uno de estos pudo presentar sus distintos productos y servicios a la comunidad, generando nuevos negocios y clientes, y finalmente fortaleciendo sus emprendimientos.

De esta forma pudimos contar con la importante participación de 55 emprendedores vinculados a actividades de ropa reciclada, artesanía en madera recuperada, productos orgánicos, jabones orgánicos y otros afines, artesanía y productos originales, como cremas y perfumería artesanal, como también a emprendedores ligados a oferta de productos y servicios de alimentación en general que en su conjunto generaron ventas por más de $ 30.250.000.- (Aproximadamente), superando el monto de la versión del año 2024, en más de $ 5.000.000.- (cinco millones de pesos).

Además, se generó un importante espacio para la expresión cultural de artistas locales, solistas y agrupaciones folclóricas de la comuna, quienes brindaron a la comunidad en importante momento de acercamiento con la cultura local durante los dos días que duro esta iniciativa.

Lanzamiento Libro Compendio 1er Fondo de Pintura y Artes Gráficas y 1er Fondo Literario TEN 2025- Diego de Almagro.

La implementación de esta iniciativa integro los trabajos ganadores del 1er Fondo Literario y 1er Fondo de Artes Gráficas TEN 2024 en un Libro Compendio, que finalmente, luego de un arduo proceso de producción, pudo ser presentado a las autoridades locales, personas que participaron en estas iniciativas, y a la comunidad en general, en el mes de noviembre de 2025, en su ceremonia de lanzamiento oficial realizada en el Centro Cultural de la comuna de Diego de Almagro.

Por otra parte, es importante señalar que la implementación de estas iniciativas fue ampliamente valorada por la comunidad local, las autoridades comunales, y las autoridades

regionales, generando importantes expectativas para que, a corto plazo, TEN pueda implementar una nueva que permita fortalecer el fomento al arte y cultura local.

Finalmente, respondiendo al compromiso adquirido por nuestra empresa, los ejemplares del libro están siendo distribuidos en los distintos establecimientos educacionales de la comuna, así como también a cada una de las personas que participaron en cada una de estas iniciativas.

1er Fondo de Innovación Tecnológica Escolar TEN 2025

Este fondo de Apoyo a la Innovación Escolar, responde al propósito de TEN de facilitar el desarrollo de un pensamiento crítico e innovador en la comunidad escolar de Diego de Almagro respecto al cuidado del medio ambiente y las implicancias actuales de cambio climático global.

En este contexto, los alumnos del “Liceo Manuel Magalhaes Medling” presentaron 3 Proyectos a concurso correspondientes a: Recuperación de Aguas Grises, Producción de Biogás, y Habilitación de Centro de Producción Hidropónica.

Evaluadas cada iniciativa por el comité técnico mixto compuesto por representantes de TEN y Docentes del Liceo, se resolvió financiar la implementación de un Centro de Producción Hidropónico de Verduras y Hortalizas, para generar una sinergia con el Huerto Orgánico implementado por nuestra empresa.

En este marco se estableció un equipo de trabajo mixto entre alumnos y docentes, más la asesoría técnica, quienes tendrán la responsabilidad de implementar el proyecto, y generar las condiciones para que pueda ser incorporado curricularmente a las actividades académicas del liceo.

5. Ética y cumplimiento

En lo que dice relación con el Modelo de Prevención de Delitos de TEN, el año 2025 fue intenso en la implementación del plan anual informado al Directorio. En este plan se contemplaron, como medidas, el acudir a consultor experto e independiente para la revisión del modelo, en línea con la legislación aplicable que sugiere su evaluación periódica y, asimismo, la implementación de acciones para la sistematización, consolidación y organización de la matriz de riesgos penales, todo lo cual facilita una gestión de riesgos más ágil y efectiva, contribuyendo a que los responsables de cada actividad comprendan con mayor precisión los riesgos a los que están expuestos y los controles aplicables.

No habiendo recibido denuncias bajo el régimen incorporado por la Ley de Delitos Económicos ni que den lugar a la responsabilidad penal de la persona jurídica durante el año 2025, se planifica para el año 2026 continuar con el normal funcionamiento del modelo, teniendo como actividades la difusión y concientización del sistema de cumplimiento penal, como asimismo el monitoreo de riesgos y controles penales.

6. Libre Competencia

Habiéndose aprobado el Manual de Libre Competencia para TEN el año 2024, durante el año 2025 no hubo situaciones que pusieran en riesgos las disposiciones del Manual o la legislación aplicable (D.L. 211).

7. Sistemas de gestión

7.1 Gestión de Activos

Durante 2025, TEN reafirmó su compromiso estratégico con la excelencia en la gestión de activos mediante la declaración de Indicadores del Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIIE) ante la SEC .Estas mediciones no solo fortalecen la confiabilidad y seguridad de nuestras infraestructuras eléctricas, sino que también contribuye a la reducción de riesgos operativos, la optimización de costos de ciclo de vida y la maximización del valor de los activos, elementos clave para la sostenibilidad del negocio consolidando nuestro liderazgo en cumplimiento regulatorio.

En materia de auditorías internas y externas, se mantuvieron los plazos establecidos para la ejecución de actividades derivadas, alcanzando un 100% de cumplimiento en el plan de acción de la auditoría 2024. Este logro refleja nuestra capacidad de respuesta y compromiso con la transparencia, mientras avanzamos en las acciones del plan de auditoría 2025, cuya realización se produjo mediante la sinergia de nuestros accionistas, fortaleciendo la gobernanza corporativa y la confianza de los grupos de interés.

De manera complementaria, en 2025 TEN participó activamente en el proyecto de Transformación SAP GET, migrando masivamente activos hacia una nueva plataforma ERP en ambiente SAP. Este proceso incluyó el cierre de planes de mantenimiento y anomalías en el sistema anterior, así como la creación de nuevos planes en SAP PM, lo que permitirá una gestión más eficiente, integrada y basada en datos, potenciando la toma de decisiones estratégicas y la digitalización de procesos. A finales del 2025 TEN capacitó a sus colaboradores directos para una correcta adopción del sistema a partir del 2026.

Con estos avances, TEN reafirma su compromiso con la mejora continua, el cumplimiento normativo y la optimización en la gestión de activos, pilares fundamentales para garantizar la sostenibilidad, la resiliencia operativa y el éxito a largo plazo de la compañía, en línea con nuestros objetivos corporativos

7.2 Gestión Ambiental

Durante el año 2025, en línea con el compromiso de TEN con el desarrollo sostenible del país sobre la base de energías limpias y renovables, en armonía con las personas y el medio ambiente, se ha venido avanzando en la implantación del Sistema de Gestión Ambiental basado en ISO 14.001.

7.3 Gestión de la Seguridad y Salud en el trabajo

Durante el año 2025, TEN continuó fortaleciendo su cultura preventiva y consolidando un modelo de gestión basado en el control de riesgos asociados a la operación de líneas de transmisión y subestaciones.

El compromiso de los equipos propios y contratistas fue clave para avanzar en capacitación, supervisión en terreno y cumplimiento normativo.

El desempeño general fue positivo; aunque no estuvimos exentos de eventos, la ocurrencia de un accidente con tiempo perdido de un trabajador de una empresa contratista reforzó la importancia de mantener sistemas preventivos sólidos. Cada evento fue investigado a fondo, generando los análisis causa raíz correspondientes obteniendo aprendizajes y mejoras que fueron implementadas durante el 2025.

Asimismo, se mantuvo una efectiva seguridad patrimonial, sin robos en instalaciones y con un intento de intrusión frutado, lo que pone en valor el gran esfuerzo económico, de mejora de procesos y de coordinación con las autoridades realizado por la compañía durante el año 2024, tras el incremento de hechos delictivos contra los activos de la compañía derivados de la situación de inseguridad que se vive en el norte del país. No obstante, se observó un aumento de daños a vehículos por robos en la ciudad de Antofagasta, lo que motivó recomendaciones internas de autocuidado y seguridad en los vehículos.

La consolidación de mesas de trabajo con especialistas de los accionistas de TEN y la participación en la Asociación de Transmisoras fortalecieron nuestro modelo preventivo, reafirmando nuestro compromiso con la mejora continua y una cultura preventiva sólida.

En los siguientes puntos profundizamos en los temas mencionados anteriormente.

- Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional en TEN

La gestión de seguridad y salud ocupacional de TEN se basa en legislación chilena (DS 594, DS 44, Ley 16.744, normativa SEC) y procedimientos internos relacionados con la seguridad de la operación de sistemas eléctricos de alta tensión.

Se gestionan riesgos críticos como trabajos eléctricos en los distintos niveles de tensión, trabajos en altura, conducción vehicular, bloqueo de energías peligrosas, desplazamientos en servidumbres y maniobras operacionales en equipos GIS así como equipos de potencia de alta tensión y enfocándose en la prevención de enfermades profesionales con la aplicación de los protocolos establecidos por el Ministerio de Salud de Chile para riesgos relacionados

con la exposición a radiación solar, factores psicosociales, trastornos musculo esqueléticos y manejo manual de carga.
Durante 2025 se fortalecieron medidas preventivas, supervisión en terreno, formación técnica y gestión de contratistas en estos ámbitos.

- Fortalecimiento del Equipo SSO

En octubre de 2025 se incorporó una nueva Ingeniera en Prevención de Riesgos, integrándose al área de Seguridad y Salud Ocupacional. Su incorporación permite aumentar la presencia preventiva en terreno, reforzar el control de riesgos críticos y mejorar el apoyo técnico a las áreas operativas y de mantenimiento de TEN, especialmente en activos de la zona de Atacama.

- Mesa de trabajo TEN–ENGIE–REDINTER

Durante 2025 se consolidó una mesa técnica entre los líderes de SSO de TEN, ENGIE y REDINTER, enfocada en compartir buenas prácticas, comparar metodologías y revisar riesgos críticos comunes.
Esta instancia permitió definir una hoja de ruta conjunta para el fortalecimiento preventivo y generar instancias de trabajo y apoyo durante el próximo 2026.

- Participación Asociación de Empresas Transmisoras

TEN participó activamente en el Comité de Seguridad y Salud Ocupacional de la Asociación de Transmisoras, contribuyendo a la estandarización de riesgos críticos transversales, intercambio de experiencias y fortalecimiento sectorial.

- Seguridad Patrimonial

En 2025 no se registraron robos en instalaciones de TEN. Se produjo un intento de intrusión, frustrado por los sistemas de vigilancia y la respuesta del personal de seguridad de las instalaciones.
De forma externa, se reportó un aumento de daños a vehículos debido a robos en la ciudad de Antofagasta, lo que generó aumento en las medidas de seguridad de los vehículos y reforzamiento de las medidas de seguridad para el cuidado del personal y uso de los vehículos en la zona.

- Indicadores Clave de Seguridad 2025

2025	TOTAL	TEN	CONTRATISTAS	TRANSITORIOS
Horas Hombre	153.074	72.360	78.194	2.520
Accidentes con tiempo perdido	1	0	1	0
Cantidad de días perdidos	2	0	2	0
Índice de Frecuencia total	6.5	0	6.5	0
Índice de Gravedad total	13.1	0	13.1	0
Accidentes de origen eléctrico	0	0	0	0
Accidentes de trayecto	2	0	2	0
Cantidad de días de reposo por Acc. trayecto	27	0	27	0

- Capacitación y Desarrollo de Competencias

TEN cumplió el 100% del plan anual de capacitación en seguridad y salud ocupacional. Logrando ejecutar 1.404 horas -hombre (HH) de capacitación enfocada a temas relacionados a conducción defensiva y vehículos 4x4, trabajos en altura >1.8 mts, primeros auxilios y uso de equipos desfibriladores (DEA), uso y manejo de extintores, prevención de enfermedades profesionales a través de la capacitación y entrenamiento en los Protocolos MINSAL TMERT, MMC, RUV y riesgos psicosociales. Así mismo, en este ámbito las empresas contratistas lograron ejecutar 499 HH de capacitación y los colaboradores de servicios transitorios con un total de 26 HH destinadas a capacitación en seguridad.

- Programas y Actividades Relevantes

Cada año se ejecuta el Programa Personalizado de Seguridad y Salud en el Trabajo, este programa establece actividades mensuales que incluye, difusiones, campañas preventivas, capacitaciones, inspecciones en terreno de las distintas áreas operativas, entre otras. En el año 2025, TEN cumplió el 100% de actividades de este programa, destacando la participación

y compromiso de todo el equipo. Destaca también el compromiso de los ejecutivos de TEN, quienes también cumplieron el 100% de las visitas gerenciales de seguridad establecidas en el programa anual H&S de TEN.

8. Información financiera

8.1 Política de dividendos

Según política de dividendos vigente, no se pagaron dividendos durante 2024 y no se contempla pagar dividendos durante 2025. Según requerimientos del Project Finance, los flujos de caja operacionales de la compañía son utilizados para servir deuda bancaria con instituciones financieras, los fondos restantes pueden ser distribuidos a los accionistas de la sociedad.

8.2 Financiamiento

A partir del 6 de diciembre de 2016, fecha en que se firmó el financiamiento bancario del proyecto, todas las políticas financieras de la compañía han quedado supeditadas a los términos de los contratos de financiamiento, que incluyen restricciones a los tipos de inversiones de caja, prenda sin desplazamiento sobre todas las cuentas de la empresa, manejo de las cuentas por dos bancos agentes: BCI para el caso de las cuentas en Chile y MUFG para el caso de las cuentas en Estados Unidos. Los desembolsos de deuda bajo este contrato están sujetos a condiciones precedentes habituales para este tipo de financiamiento, y la deuda con accionistas se encuentra subordinada al financiamiento bancario y prendada a favor de los bancos

8.3 Hechos esenciales y posteriores

La compañía no comunicó ningún hecho esencial en 2024

8.4 Transacciones de acciones

Al 31 de diciembre de 2025, TEN no ha incurrido en compras ni ventas de acciones.

8.5 Comentarios y proposiciones de accionistas

Durante el ejercicio 2025 los accionistas no realizaron comentarios o proposiciones.

8.6 Auditores Externos

Los estados financieros individuales de la Sociedad fueron examinados por la firma de auditores externos EY Audit Ltda., quienes emitieron su dictamen con fecha 28 de enero de 2026, cuyos textos completos se incluyen en esta Memoria, junto con los estados financieros.

Corresponde a la Junta Ordinaria de Accionistas nombrar los Auditores Externos independientes para el ejercicio del año 2025.

8.7 Informes Financieros

Se adjuntan:

- Informe de los auditores externos sobre los Estados Financieros del ejercicio 2025.
- Estados Financieros individuales de la Sociedad al 31 de diciembre 2025.

Suscripción de la memoria y declaración de responsabilidad

Los suscritos, en calidad de directores y gerente general, en su caso, de Transmisora Eléctrica del Norte S.A., declaramos bajo juramento la veracidad de la totalidad de la información contenida los Estados Financieros correspondientes al ejercicio 2025, aprobados en sesión de directorio celebrada con fecha 28 de enero de 2025, y presentados a la Comisión Mercado Financiero.

Rosaline Corinthien RUT: 13FV17183 (Pasaporte Francés) Presidente	Juan Villavicencio RUT: 13.831.685-8 Director
Carlos Puente Pérez RUT: AAK115233 (Pasaporte Español) Director	Juan Majada Tortosa RUT: PAJ617475 (Pasaporte Español) Director
Pilar Acevedo RUT: 12.521.297-2 Directora	María Soler RUT: N° PAA996041 (Pasaporte Español) Director Titular
David López Cortón RUT: 28.066.673-4 Gerente General	



Transmisora Eléctrica del Norte