Memoria Anual 2024

aes Andes

ÍNDICE

IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA 3
DESCRIPCIÓN DEL ÁMBITO DEL NEGOCIO Y ESTRATEGIA 4
PROPIEDAD Y ACCIONES 44
GOBIERNO CORPORATIVO 49
GESTIÓN DE RIESGO 61

IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA

Identificación e información de contacto

Nombre o razón social	AES Andes S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
R.U.T.	94.272.000-9
Dirección	Los Conquistadores 1730, Piso 10; Providencia
Código Postal	7520282
Teléfono	+56 2 3333 8300
Sitio Web	http://www.aesandes.com
Correo	comunicaciones.andes@aes.com

Documentos constitutivos

AES Andes es una sociedad anónima cerrada, constituida por escritura pública de fecha 19 de junio de 1981, otorgada ante el Notario Público de Santiago, Patricio Zaldívar Mackenna. Su razón social era entonces Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.). La escritura fue modificada por escritura pública el 13 de julio de 1981, ante el Notario de Santiago, Jorge Zañartu Squella, Suplente del Titular, Patricio Zaldívar Mackenna.

Un extracto de dicha escritura se publicó con fecha 23 de julio de 1981 en el Diario Oficial y se inscribió a fojas 13.107 número 7.274 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 1981. Por Resolución Nº410-S del 17 de julio de 1981 de la Superintendencia de Valores y Seguros se autorizó su existencia y se aprobaron los Estatutos de la Sociedad, la que se publicó en extracto en el Diario Oficial Nº31.023 el 23 de julio de 1981 y se inscribió a fojas 13.107 número 7.274 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, correspondiente al año 1981.

Por acuerdo adoptado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2021, cuya acta se redujo a escritura pública el 5 de mayo de 2021, se modificó la razón a “AES Andes S.A.”. Un extracto de dicha escritura pública se inscribió a fojas 34.961, número 16.156 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2021 y se publicó el Diario Oficial con fecha 8 de mayo de 2021.

El 17 de abril de 2024, la CMF emitió el certificado No. 249 mediante el cual procedió a informar la cancelación de la inscripción de las acciones de AES Andes S.A. en el Registro de Valores y sus acciones fueron excluidas de la Bolsa de Comercio de Santiago y de la Bolsa Electrónica de Chile.

Acerca de The AES Corporation

The AES Corporation es una empresa global cuyo propósito es acelerar el futuro de la energía, juntos.

Al 31 de diciembre del 2024, su capacidad instalada era de 32.109 y su fuerza laboral de alrededor de 9.100 personas, los que permiten generar y distribuir electricidad en tres segmentos principales Renovables, Infraestructura de Energía y Distribución, y está presente en 12 países, en 4 continentes. The AES Corporation ejerce el control de AES Andes a través de su filial Inversiones Cachagua SpA. En enero de 2022, concluyó la OPA lanzada por The AES Corporation en diciembre de 2021, mediante la cual Inversiones Cachagua SpA alcanzó una participación en AES Andes del 98,13%. A la fecha, The AES

Corporation, mediante compras en la bolsa durante 2022 y 2023, alcanza una participación en AES Andes por sobre el 99%.

The AES Corporation es una compañía energética global de la lista Fortune 500, cuyo objetivo es impulsar el futuro de la energía, proporcionando energía asequible y sostenible en cuatro continentes a través de una cartera diversificada de negocios de distribución, así como de una capacidad de generación de 34,9 GW.

Es nuestro compromiso el desarrollar la actividad comercial de AES Andes con integridad, y en cumplimiento con todas las leyes y reglamentaciones aplicables a nivel regional.

Creemos y confiamos en que nuestro buen desempeño regional se debe al cómo participamos en cada uno de los países en los que estamos presentes. Alineando la gestión de nuestro gobierno corporativo a las normas y leyes de probidad, cumplimiento normativo en materia ambiental y del mercado regulatorio eléctrico en Chile, Colombia y Argentina.

Estructura de propiedad

Somos una sociedad anónima cerrada, constituida bajo las leyes de la República de Chile. Como compañía poseemos una serie única de acciones, por tanto, no existen otros derechos de voto. Al 31 de diciembre de 2024, nuestro patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora ascendió a US$ 610,6 millones, dividido en 10.376.645.776 acciones. Al término del ejercicio, Inversiones Cachagua SpA (Cachagua) registraba una participación de 99,50% en AES Andes, siendo la sociedad estadounidense The AES Corporation controladora indirecta de AES Andes, mediante su participación indirecta de 100% en Cachagua. Las Administradoras de Fondos de Pensiones, no tenían participación en la compañía al cierre de este ejercicio, al igual que al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

Durante 2024 y 2023 no hubo cambios relevantes en la propiedad de AES Andes mientras que, durante 2022, el cambio relevante en la propiedad consistió en el aumento de participación de Cachagua desde 67% al 31 de diciembre de 2021 a 99% al 31 de diciembre de 2022.

El 10 de agosto de 2023 se celebró una Junta Extraordinaria de Accionistas que, entre otras materias, aprobó solicitar a la CMF la cancelación de la inscripción de las acciones de la Sociedad en el Registro de Valores de la CMF, ya que, de acuerdo con el artículo 15 de la ley 18.045 sobre el Mercado de Valores y las demás normas aplicables, AES Andes dejó de cumplir los requisitos que la obligan a ser una sociedad anónima abierta. Luego de celebrada la Junta, se gatilló un Derecho a Retiro para aquellos accionistas ausentes o disidentes. 6.809.063 acciones se acogieron a retiro. El Derecho a Retiro se extendió por 30 días y, solo una vez que la Sociedad pagó a los accionistas que ejercieron dicho derecho, se solicitó a la CMF esta cancelación. Al 31 de diciembre de 2024, la cancelación de la inscripción de las acciones de la Sociedad en el Registro de Valores de la CMF se ha hecho efectiva.

DESCRIPCIÓN DEL ÁMBITO DEL NEGOCIO Y ESTRATEGIA

Objeto Social

El actual objeto social de la sociedad fue aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 3 de octubre de 2013, y su acta fue reducida a escritura pública en la Notaría de Santiago de Iván Torrealba Acevedo el 8 de noviembre de 2013. Un extracto de esa escritura fue publicado en el Diario Oficial el 25 de noviembre del mismo año e inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 90.278 bajo el N°58.879 de 2013.

El objeto social incluye explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica y de cualquier otra naturaleza; la compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; procesamiento, tratamiento, desalinización y comercialización de agua desalinizada; la venta y prestación de servicios de ingeniería de proyectos de mantenimiento y de maestranza; la ejecución y explotación de obras de infraestructura civil, hidráulica y de cualquier otra naturaleza; la prestación de servicios de gerenciamiento, auditoría, asesoría financiera, comercial, técnica, y legal, entre otros; la prestación de servicios portuarios y de muelle; la explotación de muelles, terminales de carga, almacenes, bodegas y de cualquier clase de naves, propias o de terceros, en todas sus formas; actuar como armador y agente de naves en cualquiera de las formas contempladas en la ley; el transporte de carga de cualquier naturaleza, sea nacional o internacional, marítimo o terrestre, multimodal u otro; obtener, transferir, comprar, arrendar, gravar y, en general, explotar en cualquier forma las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, las concesiones marítimas, las concesiones de obras públicas y los derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; invertir en bienes muebles e inmuebles; y organizar y constituir sociedades de cualquier naturaleza, tengan el carácter de filiales, coligadas o no, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien, que correspondan a cualquiera de las actividades definidas precedentemente, pudiendo administrarlas, supervisarlas y coordinar su gestión.

Historia de la Compañía

AES Andes S.A. fue fundada el 19 de junio de 1981 bajo el nombre original de Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.). Sus orígenes se remontan a 1889 con la fundación de la Chilean Electric Tramway and Light Company en Santiago. La empresa ha pasado por diversas transformaciones, adoptando nombres como Chilgener S.A. (1989) y Gener S.A. (1998), hasta convertirse en AES Gener S.A. en 2001 y más tarde en AES Andes S.A. en 2021.

Durante la década de 1990, nos expandimos significativamente en Chile y entramos en otros países de América Latina, incluidos Colombia, Argentina, Perú y República Dominicana. Durante esta década, además de participar en el negocio de generación eléctrica, AES Andes también participó en otras actividades no relacionadas con la generación.

En 2000, The AES Corporation adquirió una participación mayoritaria en la empresa, lo que llevó a una serie de cambios estratégicos y ventas de activos para enfocarse en la generación de energía, principalmente en Chile y Colombia.

Entre 2007 y 2016, AES Andes aumentó su capacidad instalada significativamente, principalmente en activos de generación termoeléctricos (entre los que se incluyen las unidades 3 y 4 de Ventanas, Angamos y Cochrane, además de 3 unidades de la que en ese momento era nuestra coligada Guacolda) por más de 2 GW. La empresa también completó la construcción de las primeras baterías de almacenamiento de energía en Chile, Norgener BESS (12 MW), Angamos BESS (20 MW) y Cochrane BESS (20 MW) en 2009, 2011 y 2016, respectivamente, lo que nos permitió aumentar la generación en estas plantas al reemplazar la capacidad de generación que normalmente se reserva para la regulación de frecuencia y reserva en giro. También, el proyecto hidroeléctrico Tunjita (20 MW) se completó en 2016 en Colombia.

En 2018 lanzamos nuestra Estrategia Greentegra, mediante la cual hemos construido, adquirido e iniciado operaciones de 2.3 GW de capacidad renovable, incluyendo centrales hidroeléctricas, eólicas, solares y baterías y a la vez, hemos reducido en más de 63% nuestra capacidad instalada de carbón y retirado y vendido plantas de diésel/gas de punta no estratégicas para la compañía.

En 2022 y 2023, Inversiones Cachagua SpA, mediante una oferta pública de adquisición de acciones de AES Andes y compras sucesivas en el mercado de valores en 2022 y 2023, aumentó su propiedad al 99.50% al 31 de diciembre de 2024.

Perfil y Estrategia de la Compañía

Somos una compañía energética que acelera el futuro de la energía.

Somos un actor líder en el mercado energético de América Latina, generando y vendiendo electricidad en Chile, Colombia y Argentina con un portafolio diversificado de activos de generación y almacenamiento en baterías que totalizan 5.200 MW de capacidad instalada y además, operamos en Chile 171 MW de un parque solar de propiedad de AES Pacífico Chile SpA. (AES Pacífico), una filial de The AES Corporation. Al 31 de diciembre de 2024, estamos construyendo 1.419 MW de proyectos de energía renovable y almacenamiento de energía en Chile (incluyendo 777 MW de proyectos que serán de nuestra propiedad y 642 MW de proyectos que no serán de nuestra propiedad, pero serán operados por nosotros, ver detalle en sección Proyectos en Construcción y Desarrollo) y tenemos proyectos adicionales de energía renovable en desarrollo tanto en Chile como en Colombia. Somos un actor importante de generación de electricidad en el SEN en Chile, con una participación de mercado de 10,7% en términos de generación bruta y de 9,8% en términos de capacidad instalada, al 31 de diciembre de 2024. También tenemos presencia en el SIN en Colombia y en el SADI en Argentina. Nuestra presencia regional y experiencia nos posicionan como líderes en el mercado energético de América Latina, comprometidos a ofrecer soluciones energéticas confiables y sostenibles.

En Chile, tenemos un portafolio de generación diversificado en términos de geografía, tecnología, clientes y fuente de energía.. Nuestra capacidad instalada se encuentra cerca de los principales centros de consumo de electricidad, incluyendo Santiago y Antofagasta, extendiéndose desde Tocopilla en el norte hasta Los Ángeles en el centro-sur de Chile. Nuestro diverso portafolio de generación, compuesto por instalaciones solares, eólicas, hidroeléctricas, y de carbón, además de sistemas de almacenamiento en baterías, nos permite operar de manera flexible y confiable bajo una variedad de condiciones de mercado e hidrológicas, gestionando eficientemente nuestras obligaciones contractuales con clientes y, según sea necesario, proporcionando energía de respaldo al mercado spot en el SEN.

Al 31 de diciembre de 2024, nuestra capacidad instalada y operada en Chile totaliza 3.599 MW. En Chile, actualmente estamos construyendo, al 31 de diciembre de 2024, 1.419 MW de proyectos de energía renovable y almacenamiento de energía, incluyendo los siguientes proyectos de nuestra propiedad: (i) San Matías, un parque eólico de 82 MW de los cuales 78 MW ya están en operación, (ii) un proyecto de almacenamiento de energía en baterías de 146 MW – 3 horas en nuestra planta solar Bolero y (iii) Cristales, un proyecto solar fotovoltaico de 287 MW con un sistema de almacenamiento en baterías de 340 MW – 4 horas; y los siguientes proyectos que no serán de nuestra propiedad, pero que serán operados por nosotros: (i) Andes Solar III, un proyecto solar fotovoltaico de 171 MW más un sistema de almacenamiento en baterías de 171 MW – 3 horas, y (ii) Arenales, un proyecto de almacenamiento independiente de 300 MW.

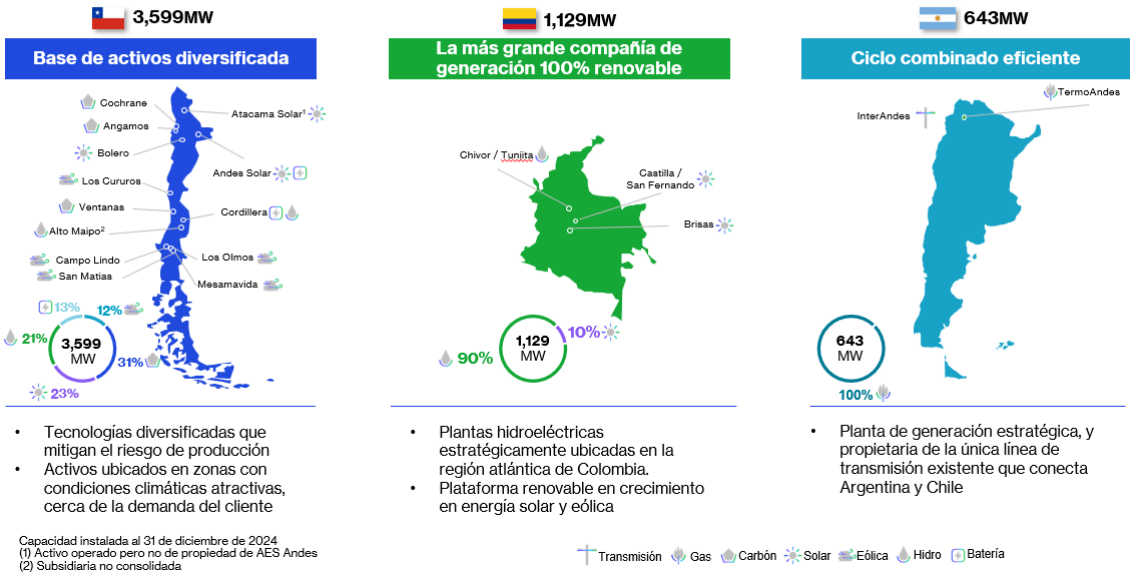
Tenemos una capacidad instalada total en Colombia de 1.129 MW al 31 de diciembre de 2024 y somos propietarios de la central hidroeléctrica de embalse Chivor de 1.000 MW que, al 31 de diciembre de 2024, era la cuarta instalación hidroeléctrica más grande del país, y la planta hidroeléctrica de pasada Tunjita de 20 MW, ambas ubicadas en la región centro-oriental de Boyacá, a unos 160 km al noreste de Bogotá. Al 31 de diciembre de 2024, teníamos una participación de mercado del 5,3% basada en capacidad instalada y de 3,9% basada en generación. Contratamos una parte significativa de la generación de Chivor y vendemos la generación restante en el mercado spot. Además, entregamos energía renovable a Ecopetrol y su subsidiaria, Cenit, bajo contratos de 15 años desde las plantas solares Castilla de 21 MW, San Fernando de 61 MW y Brisas de 27 MW, que nos fueron adjudicadas en 2018, 2020 y 2021 y comenzaron a operar en 2019, 2021 y 2022, respectivamente. Los proyectos Castilla, San Fernando y Brisas son proyectos de autogeneración y no están conectados al SIN.

En Argentina, nuestra central de ciclo combinado de 643 MW (“CCGT”) en Salta, TermoAndes, representaba el 1,5% de la capacidad instalada del SADI y el 1,6% de la generación neta, al 31 de diciembre de 2024. TermoAndes vende energía exclusivamente en Argentina; una parte de su generación se vende

a clientes no regulados bajo contratos a corto plazo en el marco del Programa Energía Plus y el resto se vende en el mercado spot. Esta planta también está conectada al SEN a través de nuestra línea de transmisión InterAndes, que fue autorizada en noviembre de 2022 para intercambiar energía bidireccionalmente entre Chile y Argentina según oportunidad económica. Hasta la fecha. solo se han materializado exportaciones de Chile a Argentina.

Adicionalmente, somo propietarios de InterAndes, una línea de transmisión de 345 kV que se extiende por 409 km entre la subestación Andes en Chile y la subestación Cobos en Argentina, que fue autorizada en 2022 para intercambiar energía bidireccionalmente entre Chile y Argentina en función de la oportunidad económica, lo que constituye un importante hito en la integración energética de la región y contribuye a la seguridad y suficiencia de ambos sistemas.

Activos de clase mundial en la Región Andina



- Tecnologías diversificadas que mitigan el riesgo de producción
- Activos ubicados en zonas con condiciones climáticas atractivas, cerca de la demanda del cliente

- Plantas hidroeléctricas estratégicamente ubicadas en la región atlántica de Colombia.
- Plataforma renovable en crecimiento en energía solar y eólica

- Planta de generación estratégica, y propietaria de la única línea de transmisión existente que conecta Argentina y Chile

Capacidad instalada al 31 de diciembre de 2024
(1) Activo operado pero no de propiedad de AES Andes
(2) Subsidiaria no consolidada

Participación en 3 mercados independientes:

Valores Corporativos

Nuestros valores definen la forma cómo trabajamos entre nosotros y con nuestros grupos de interés. Son la esencia de nuestra cultura y nuestro impulso. Nos esforzamos día a día por actuar en sintonía con ellos para cumplir con nuestro propósito de acelerar un futuro energético más sostenible, juntos.

Nuestros valores corporativos son:

Nuestro propósito es acelerar el futuro de la energía, juntos

En AES Andes sabemos que cada país, comunidad y cliente con quienes trabajamos, está avanzando en su camino hacia la transición energética para de este modo, hacer frente a los desafíos que impone el cambio climático.

Trabajamos con cada uno para apoyarlos en su transición, al ofrecerles soluciones de energía sostenibles e innovadoras.

Combinamos nuestra experiencia en generación de energía con nuestras permanentes innovaciones y soluciones tecnológicas, para transformar y crear valor para toda la sociedad.

Transformar a AES Andes en una compañía líder en soluciones innovadores en base a energía renovable en Sudamérica.

El sector energético ha experimentado cambios y transformaciones durante los últimos años, guiado principalmente por los avances tecnológicos y las innovaciones que están permitiendo la utilización de fuentes de energía más limpias y sostenibles, además del importante avance del cambio climático en todo el mundo.

Conscientes de que somos un actor clave en esta transformación, con una visión sostenible e innovadora desde el año 2018 dimos un paso firme hacia la ejecución de la estrategia transformacional Greentegra. Con la sostenibilidad como base transversal de nuestra estrategia, buscamos gestionar eficientemente los riesgos y oportunidades de nuestro presente y futuro, generando valor para todos los grupos de interés a través de nuestros tres objetivos estratégicos. Estos objetivos estratégicos nos motivan día a día a avanzar en la descarbonización de nuestro portafolio, seguir creciendo en energías renovables y promover el desarrollo local y la creación de valor social en las comunas en las que operamos.

Guiados por nuestra misión de mejorar vidas acelerando un futuro energético más seguro y sostenible, y con nuestros valores claros y bien definidos, hemos fijado como meta convertirnos en lideres en soluciones innovadoras en base a energía renovable en Sudamérica.

Como parte de nuestro proceso de descarbonización en nuestra estrategia Greentegra, hemos reducido en 1.899 MW los activos de carbón de nuestro portafolio, retirando 598 MW del sistema y vendiendo 1.300 MW.

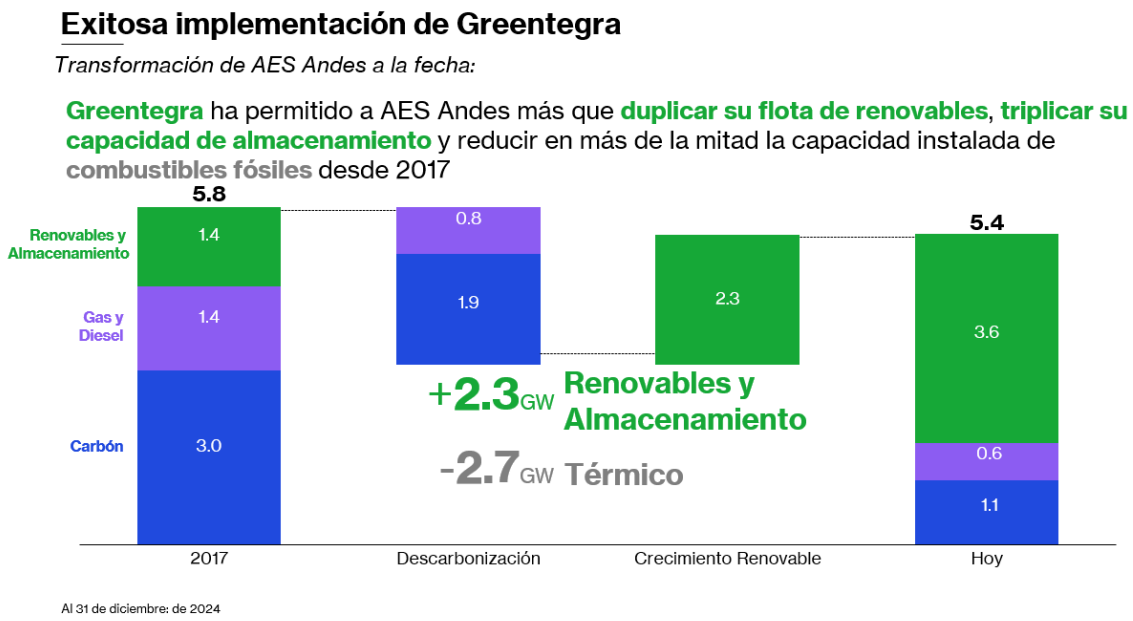
El 29 de diciembre de 2020, AES Andes solicitó formalmente el cierre de las Unidades 1 y 2 del complejo Ventanas. Ventanas 1 y Ventanas 2 fueron retiradas, desconectadas y cesaron operaciones el 30 de junio de 2022 y el 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

El 6 de julio de 2021, AES Andes acordó con el Ministerio de Energía de la República de Chile una enmienda al Acuerdo de Desconexión y Cese de Operaciones firmado el 4 de junio de 2019. En virtud de esta enmienda al Acuerdo, la Compañía ha puesto a disposición las unidades de generación Ventanas 3 y 4 (ambas propiedad de la subsidiaria Eléctrica Ventanas SpA) del Complejo Ventanas; y las unidades Angamos 1 y 2 (ambas propiedad de la subsidiaria Eléctrica Angamos SpA), para cesar la operación a carbón tan pronto como el 1 de enero de 2025, en la fecha más temprana que la seguridad, suficiencia y economía del sistema lo permitan. El 7 de diciembre de 2023, AES Andes solicitó a la CNE acelerar la desconexión definitiva de las unidades de generación a carbón Norgener 1 y 2 al 31 de marzo de 2024, y, el 15 de abril de 2024, estas unidades fueron definitivamente desconectadas, según lo aprobado por la CNE el 8 de febrero de 2024.

En enero de 2025, la venta de Eléctrica Ventanas SpA (propietaria del complejo de carbón Ventanas, que totaliza 861 MW) a Quintero Energía SpA, se completó exitosamente. Antes de esto, AES Andes ya había completado la desconexión y el cierre permanente de Ventanas 1 (114 MW) y Ventanas 2 (208 MW), mientras que Ventanas 3 (267 MW) y Ventanas 4 (272 MW) se vendieron como unidades operativas. Los compradores del complejo Ventanas manifestaron su disposición a mantener los compromisos asumidos con el Gobierno bajo el Acuerdo de Descarbonización.

Desde 2018, hemos construido o adquirido 2.115 MW de nueva capacidad en Chile y Colombia, iniciamos operaciones de 171 MW de un parque solar de propiedad de AES Pacífico y estamos construyendo 1.419 MW de proyectos de energías renovables y almacenamiento de energía en Chile (incluyendo 777 MW de proyectos que serán de nuestra propiedad y 642 MW de proyectos que no serán de nuestra propiedad, pero serán operados por nosotros, ver detalle en sección Proyectos en Construcción y Desarrollo). Nuestro

exitoso desarrollo de proyectos a lo largo de los años y nuestra demostrada capacidad de construcción se evidencian en la finalización e inicio de operaciones desde el lanzamiento de nuestra estrategia Greentegra, al 31 de diciembre de 2024 de 431 MW de capacidad eólica, 925 MW de capacidad solar (754 MW de nuestra propiedad y 171 MW de propiedad de AES Pacífico), 531 MW de capacidad hidroeléctrica y 399 MW de sistemas de almacenamiento de energía en Chile, así como 109 MW de capacidad solar en Colombia.



A la vez que hemos aumentado la capacidad renovable de nuestro portafolio, hemos reducido en más de 63% nuestra capacidad instalada de carbón y hemos retirado y vendido plantas de diésel/gas de punta no estratégicas para la compañía.

Mercados en que la compañía participa

Sistema Eléctrico Nacional en Chile (SEN)

Antes de noviembre de 2017, Chile tenía cuatro sistemas eléctricos, en gran parte debido a su forma y tamaño geográfico. El Sistema Interconectado Central ("SIC") era el más grande de estos sistemas, que se extendía desde Taltal en el norte de Chile hasta la isla de Chiloé en el sur de Chile, aproximadamente 2,100 km. El SIC atendía aproximadamente al 92% de la población chilena. Los clientes atendidos por el SIC consumían aproximadamente el 75% de la energía del país. El Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING") era la segunda red eléctrica más grande de Chile. El SING se extendía a lo largo de 700 kilómetros en la costa norte de Chile, desde el puerto de Arica, cerca de la frontera con Perú, hasta Coloso, un puerto ubicado al sur de Antofagasta, y atendía aproximadamente el 25% de la demanda eléctrica de Chile, principalmente consumida por la gran minería de la zona. Los otros dos sistemas, Magallanes y Aysén, representan menos del 1% de la capacidad instalada de Chile. El SING y el SIC se interconectaron en noviembre de 2017 para formar el SEN. El SEN se volvió completamente operativo en mayo de 2019, una vez que se completó el último segmento de la línea de transmisión Cardones-Polpaico. Al final del año 2024, la capacidad instalada en Chile alcanzó los 36,778 MW. Las líneas de transmisión instaladas al final del año 2024 totalizaban 38,760 km de líneas de transmisión. Se espera que los proyectos de generación en construcción a fines de 2024, agreguen 6,759 MW de capacidad instalada adicional para 2025.

La capacidad instalada por tecnología en el SEN, al 31 de diciembre de 2024 es:

Tipo de Tecnología	MW	%
Solar	11.191	30,4%
Hidroeléctrica	7.566	20,6%
Gas	5.282	14,4%
Eólica	5.280	14,4%
Carbón	3.510	9,5%
Diesel	3.088	8,4%
Otros	862	2,3%
Total	**36.778**	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Los principales actores del SEN, de acuerdo a la capacidad instalada al 31 de diciembre de 2024 son:

Competidores	MW	%
Enel	8.926	24,3%
AES Andes*	3.599	9,8%
Colbún	3.469	9,4%
Engie	2.667	7,3%
Guacolda	764	2,1%
Otros	17.353	47,2%
Total	**36.778**	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

* Incluye centrales de propiedad y operadas por AES Andes.

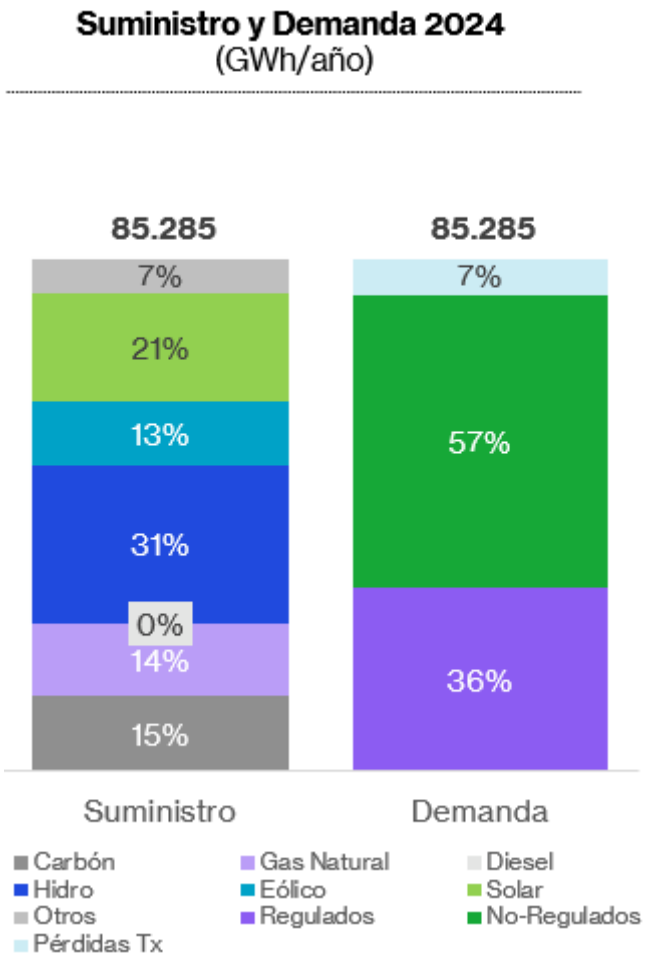
La coordinación del despacho se realiza de manera centralizada por el Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN"), organismo independiente, y se basa en el "orden de mérito" de las centrales, que se determina por el orden de costo variable ascendente, incluyendo costos de combustible y no combustible. Por ejemplo, si un generador tiene un contrato de suministro con una empresa minera y su central está fuera de servicio o solo puede generar a un costo que está por encima del punto de corte establecido por el CEN, dicho generador tendrá que comprar su energía en el mercado spot a costo marginal para cumplir con sus obligaciones contractuales. Por el contrario, un generador que tiene capacidad eficiente disponible incluso después de cumplir con sus obligaciones de contrato podrá vender su energía en el mercado spot al costo marginal prevaleciente en ese momento. Cuando las plantas que operan a su nivel de mínimo técnico no determinan el costo marginal del sistema, el costo marginal, que es el precio del mercado spot en cualquier momento, lo establece la unidad que puede proporcionar el siguiente kWh de energía al costo más bajo para minimizar los costos de energía del sistema.

Una situación análoga ocurre con las transferencias de potencia que están determinadas anualmente por el CEN y generan transferencias hacia las compañías excedentarias de potencia de suficiencia, respecto a sus compromisos de potencia de punta con sus propios clientes, desde las deficitarias.

Las transferencias físicas y monetarias de energía son determinadas por el CEN y se valorizan al costo marginal resultante de la operación del sistema. En el caso de la potencia, el precio es el costo marginal de potencia, que actualmente corresponde al precio de nudo de corto plazo de potencia de punta. La ley permite a las compañías generadoras y clientes regulados convenir reducciones voluntarias y temporales del consumo de energía eléctrica mediante incentivos, para así motivar el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica en situaciones de escasez

En 2024, la demanda total del SEN fue de 85.285 GWh/año. El 57% de la demanda provino de clientes no regulados, mientras que el 36% provino de clientes regulados, 7% corresponden a pérdidas de transmisión. Al 31 de diciembre de 2024, las ventas de energía del SEN crecieron un 2,5% y el PIB chileno aumentó un 2,3%.

El siguiente gráfico muestra la demanda por tipo de cliente y la generación para abastecerla por tipo de tecnología, al 31 de diciembre de 2024:



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Sistema Interconectado Nacional en Colombia (SIN)

El suministro de electricidad en Colombia se concentra en un sistema principal, el Sistema Interconectado Nacional ("SIN"), y varios sistemas locales aislados en Zonas No Interconectadas ("ZNI"). El SIN y las ZNI conjuntamente brindan cobertura al 96,5% de la población del país. En el SIN, la hidrología tiene un impacto significativo en el suministro, dado que aproximadamente el 62% de la capacidad instalada del sistema proviene de plantas hidroeléctricas, que dependen de las precipitaciones. La capacidad instalada del SIN era de 21.424 MW al 31 de diciembre de 2024.

Vendemos la electricidad que generamos en el SIN. Las plantas generadoras más grandes en el SIN son instalaciones hidroeléctricas. Nuestra central de embalse Chivor (1.000 MW) es la cuarta central

hidroeléctrica as grande en el SIN y nuestra capacidad instalada representaba aproximadamente el 5% de la capacidad del sistema al 31 de diciembre de 2024.

La capacidad instalada por tecnología en el SIN, al 31 de diciembre de 2024 es:

Tipo de Tecnología	MW	%
Hidroeléctrica	13.218	61,7%
Térmica	6.068	28,3%
Solar	1.928	9,0%
Otros	210	1,0%
Total	**21.424**	100%

Fuente: XM

Los principales actores del SIN, de acuerdo a la capacidad instalada al 31 de diciembre de 2024 son:

Competidores	MW	%
EPM	4.841	22,6%
Enel	4.027	18,8%
Isagen	3.142	14.7%
Celsia	1.920	9.0%
AES Colombia*	1.020	4.8%
Tebsa	911	4,3%
Otros	17.353	26,0%
Total	**21.424**	100%

Fuente: XM

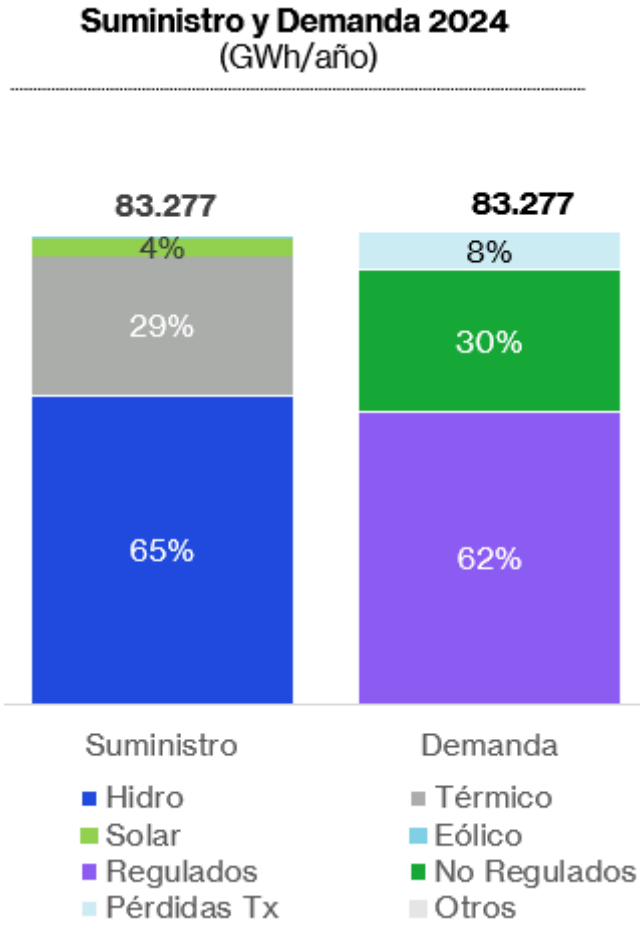
* 109 MW de capacidad de generación solar de AES Colombia no están interconectadas al SIN.

La operación de las unidades de generación de electricidad en el SIN está coordinada de manera centralizada por el CND (Centro Nacional de Despacho), con el objetivo de garantizar que la demanda se suministre al costo operativo total mínimo. Las empresas de generación declaran su disponibilidad de energía y el precio al que están dispuestas a vender.

Los recursos de electricidad que se despacharán en un momento determinado se seleccionan en función de las ofertas de precio más bajas. Este mecanismo se conoce como despacho óptimo e intenta garantizar que la demanda nacional (y la demanda internacional aplicable) se satisfaga con la combinación de unidades generadoras disponibles de menor costo posible. De esta manera, las unidades con bajos costos variables por unidad reciben ingresos que cubren sus costos variables y proporcionan ingresos adicionales que, cuando se combinan con los ingresos del cargo por confiabilidad, les permiten recuperar los costos fijos y obtener un retorno sobre la inversión.

El crecimiento anual de la demanda de energía en Colombia ha sido históricamente inferior al crecimiento del PIB. La siguiente tabla resume el crecimiento anual de la generación en el SIN en comparación con el crecimiento anual del PIB colombiano, sin embargo, en 2024 el crecimiento de la demanda fue de 2,7%, mientras que el crecimiento del PIB aumentó 1,7%. La demanda total del sistema en 2024 fue de 83.227 GWh/año, en que 62% fue demanda de clientes regulados y 30% clientes no regulados (8% fueron pérdidas de transmisión).

El siguiente gráfico muestra la demanda por tipo de cliente y la generación para abastecerla por tipo de tecnología, al 31 de diciembre de 2024:



Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

El mercado eléctrico argentino se concentra en un sistema principal, el SADI. La capacidad instalada del SADI era de 43.351 MW al 31 de diciembre de 2024, compuesta por un 58,3% de generación termoeléctrica, lo que muestra la alta dependencia del sistema en los combustibles fósiles.

La capacidad instalada por tecnología en el SADI, al 31 de diciembre de 2024 es:

Tipo de Tecnología	MW	%
Térmica	25.284	58,3%
Hidroeléctrica	10.164	20,6%
Eólica	4.319	10,0%
Nuclear	1.755	4,0%
Solar	1.673	3,9%
Otros	156	0,4%
Total	**43.351**	100%

Fuente: Cammesa

Los principales actores del SADI, de acuerdo a la capacidad instalada al 31 de diciembre de 2024 son:

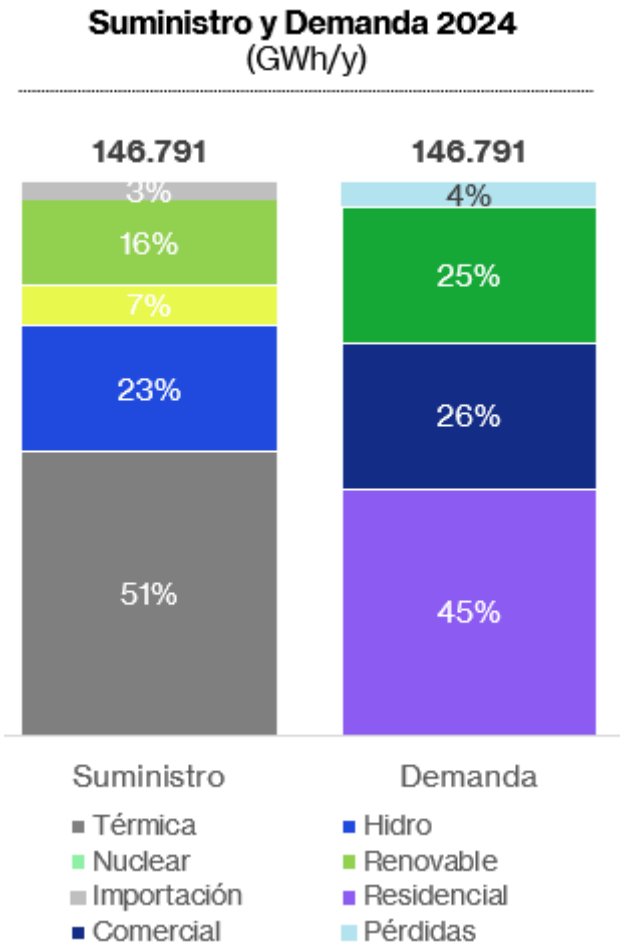
Competidores	**MW**	**%**
Gobierno Argentino	8.961	20,7%
Central Puerto	7.118	16,4%
Pampa Energía	4.782	11,0%
YPF	3.420	7,9%
AES Argentina	2.978	6,9%
Grupo Albanesi	1.736	4,0%
ENEL	1.418	3,3%
Genneia	1.389	3,2%
MSU Energy	930	2,1%
Termoandes	643	1,5%
Otros	9.976	23,0%
Total	**43.351**	100%

Fuente: Cammesa

La operación del sistema argentino está coordinada por CAMMESA, una empresa con participación privada y gubernamental. El objetivo más importante de CAMMESA es asegurar que la demanda de electricidad se suministre al costo mínimo. Actualmente, los combustibles son suministrados a los generadores por CAMMESA y las plantas son despachadas considerando el *heat rate*, el precio y la disponibilidad de combustible para cada generador.

Los ingresos recibidos por los generadores son determinados por las autoridades argentinas para cubrir todos los costos asociados con la generación de energía (O&M y costos fijos) más un margen de ganancia. Aquellos que venden bajo el Programa Energía Plus obtienen ingresos de la venta de su producción a clientes industriales.

La demanda total del sistema en 2024 fue de 146.791 GWh. El siguiente gráfico muestra la demanda por tipo de cliente y la generación para abastecerla por tipo de tecnología, al 31 de diciembre de 2024:



Descripción del Negocio

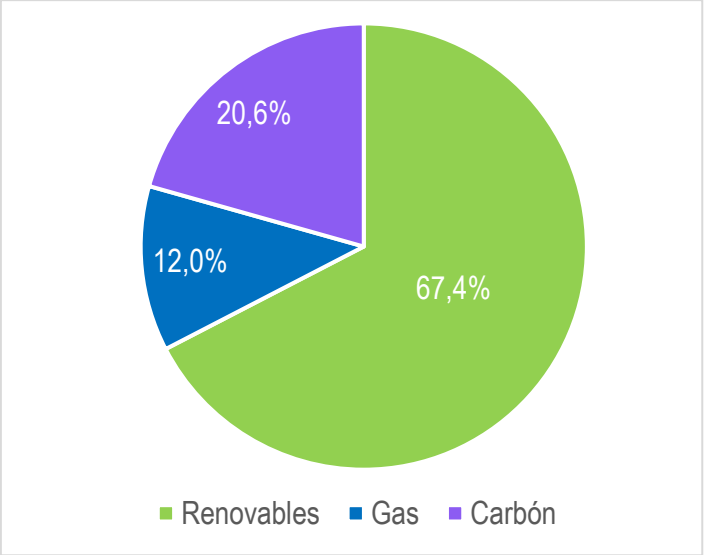
Principales Activos

AES Andes genera y vende electricidad en Chile, Colombia y Argentina con la misión de mejorar vidas acelerando un futuro energético más seguro y sostenible. La Compañía opera 5.371 MW en la región junto con un extenso portafolio de proyectos de energía renovable en desarrollo. La Compañía es una de las principales empresas de generación de energía en la región, con un portafolio diversificado que incluye plantas hidroeléctricas, eólicas, solares, de almacenamiento de energía, de gas y de carbón. En Chile, AES Andes opera 3.599 MW, compuestos por 1.108 MW de termoeléctricas, 771 MW de hidroeléctricas, 431 MW de eólicas, 838 MW de solares fotovoltaicas y 451 MW de sistemas de almacenamiento de energía en baterías, además de plantas de desalinización de agua de mar y líneas de transmisión. AES Andes también posee plantas hidroeléctricas y solares en Colombia con una capacidad total de 1.129 MW y una planta de ciclo combinado de gas natural en Argentina con una capacidad instalada de 643 MW.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada operada por AES Andes por tipo de tecnología, al 31 de diciembre de 2024:

Technología (MW)	Chile		Colombia		Argentina		Total	
	SEN		SIN		SADI		AES Andes	
Hidroeléctrica	771	21,4%	1.020	90%	-	-	1.791	33%
Solar	838	23,3%	109	10%	-	-	947	18%
Eólica	431	12,0%	-	-	-	-	431	8%
Gas	-	-	-	-	643	100%	643	12%
Carbón	1.108	30,8%	-	-	-	-	1.108	21%
Total	3.148	87,5%	1.129	100%	643	100%	4.920	92%
Baterías de Almacenamiento	451	12,5%	-	-	-	-	451	8%
Total	3.599	100%	1.129	100%	643	100%	5.371	100%

Capacidad Instalada por Tecnología:



Fortalezas Competitivas

El sector energético atraviesa un período de gran cambio y transformación, impulsado no solo por los avances tecnológicos e innovaciones, sino también por la realidad del cambio climático. En 2018, lanzamos nuestra estrategia transformacional Greentegra, centrada en la sostenibilidad y, mediante la cual buscamos gestionar eficientemente los riesgos y oportunidades del contexto actual y futuro, y generar valor para todos nuestros grupos de interés mediante tres objetivos estratégicos: (i) descarbonizar el suministro eléctrico de nuestros clientes, (ii) reducir la intensidad de carbono de nuestro portafolio y (iii) fortalecer nuestra estructura de capital y la calificación crediticia de grado de inversión de AES Andes.

Creemos que nuestras principales fortalezas competitivas son:

- Estrategia Greentegra. A través de nuestra estrategia Greentegra, cambiamos la fuente de suministro de nuestros PPAs (*Power Purchase Agreements*, contratos de suministro de energía) vinculados a nuestra capacidad de carbón a fuentes renovables, dejando las plantas de carbón como respaldo, mientras el sistema se transforma en un sistema 100% basado en energía renovable. Desde el lanzamiento de nuestra estrategia Greentegra en 2018, hemos ejecutado PPAs renovables que totalizan 15,1 TWh por año en Chile y Colombia, cambiando a un suministro de energía renovable para nuestros clientes nuevos y existentes. Uno de nuestros objetivos finales es reducir la intensidad de carbono de nuestro portafolio apoyado por nuestro portafolio de proyectos renovables. Hemos

agregado 2,3 GW de capacidad renovable desde el lanzamiento de Greentegra y tenemos 1,4 GW adicionales en construcción para comenzar operaciones entre 2025 y 2027.

- Activos de generación de alta calidad y diversificados. Tenemos un portafolio de activos de generación de alta calidad, diversificado en términos de ubicación geográfica, tecnología, clientes y fuente de energía. Operamos en tres mercados independientes, el SEN en Chile, el SIN en Colombia y el SADI en Argentina. Esta diversificación de ingresos a través de mercados nos proporciona una ventaja competitiva clave. En el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la contribución del EBITDA en Chile, Colombia y Argentina fue del 79%, 17% y 4% respectivamente.

- Presencia robusta en mercados atractivos con marcos regulatorios sólidos y estables. Nuestros principales negocios están en los mercados chileno (67% en términos de ingresos en 2024) y colombiano (29% en términos de ingresos en 2024). Hemos estado suministrando electricidad al mercado chileno desde 1981 y al mercado colombiano desde 1996, con la adquisición de nuestra planta hidroeléctrica Chivor de 1.000 MW. Chile (con grado de inversión, calificado A2 por Moody's, A por S&P y A- por Fitch) y Colombia (Baa2 por Moody's y BB+ por Fitch y S&P) son dos de las economías más atractivas y estables de América del Sur con políticas pro-empresariales sostenibles y mercados de capital desarrollados y líquidos.

- Política comercial basada en contratos con clientes de alta calidad y confiables que proporcionan flujos de efectivo estables y predecibles. Nuestra estrategia comercial, que se centra en ejecutar contratos a largo plazo para nuestra generación base esperada, nos ha permitido mantener una generación de flujos de efectivo estable. Además, la mayoría de nuestros PPAs están denominados en dólares estadounidenses, lo que alinea nuestra moneda funcional con nuestra estructura de ingresos y costos.

- Posición financiera sólida. AES Andes mantiene una posición financiera sólida con liquidez adecuada, flujos de efectivo estables y amplio acceso a mercados de capital locales e internacionales. Como emisor de deuda senior no garantizada está calificada BBB-, BBB- y Baa3, por Fitch, S&P y Moody's, respectivamente, manteniendo calificaciones de grado de inversión internacional con las principales agencias de calificación internacional.

- Desarrollo y construcción de proyectos exitosos y cartera de desarrollo atractiva. Desde 2018, hemos construido o adquirido e iniciado operaciones de 2.286 MW de nueva capacidad y estamos construyendo 1.419 MW de proyectos de energía renovable y almacenamiento de energía en Chile (incluyendo 777 MW de proyectos que serán de nuestra propiedad y 642 MW de proyectos que no serán de nuestra propiedad, pero serán operados por nosotros, ver detalle en sección Proyectos en Construcción y Desarrollo). Al 31 de diciembre de 2024, hemos finalizado e iniciado operaciones 431 MW de capacidad eólica, 925 MW de capacidad solar (754 MW de nuestra propiedad y 171 MW de propiedad de AES Pacífico), 531 MW de capacidad hidroeléctrica y 399 MW de sistemas de almacenamiento de energía en Chile y 109 MW de capacidad solar en Colombia. Nuestra estrategia de desarrollo se centra en la obtención de permisos ambientales, contratos de construcción sólidos, acuerdos de suministro de energía y financiamiento estructurado antes de iniciar nuevas inversiones. Además, somos pioneros en la construcción y operación de sistemas de almacenamiento de baterías (BESS), y nuestro primer BESS se construyó en 2009 para proporcionar servicios de reserva giratoria en nuestra antigua planta de carbón, Norgener.

- Gestión experimentada. Nuestro equipo directivo cuenta con una amplia experiencia en el sector y una probada experiencia en estrategia de negocio, operaciones, ingeniería, gestión de proyectos, construcción, adquisición de combustibles y equipos, y gestión de riesgos. La experiencia en el desarrollo y construcción de proyectos se ha demostrado con la exitosa finalización y adquisición de nuevos proyectos de generación por un total de 3.963 MW desde 2010 en Chile y Colombia. También nos beneficiamos de la amplia experiencia de nuestra controladora, The AES Corporation, y de los miembros de su equipo directivo, quienes cuentan con una amplia experiencia en otros proyectos y países donde opera.

Nuestra estrategia empresarial y objetivos se centran en proporcionar electricidad confiable y sostenible en los mercados en los que operamos, aprovechando nuestra excelencia operativa, comercial y financiera.

Nuestra estrategia se basa en los siguientes pilares:

- **Excelencia operativa**: Nos enfocamos en la seguridad, eficiencia operativa, cooperación comunitaria y gestión ambiental para lograr una generación de electricidad sostenible a largo plazo.
- **Excelencia comercial**: Nuestra política comercial busca optimizar el equilibrio entre ventas contractuales y ventas en el mercado spot para maximizar márgenes y minimizar la volatilidad de los flujos de efectivo.
- **Excelencia financiera**: Nuestra política financiera se centra en la rentabilidad, estabilidad y liquidez para mantener y desarrollar nuestro negocio.
- **Estrategia Greentegra**: Lanzada en 2018, esta estrategia busca integrar proyectos adicionales de energía renovable, con el objetivo de descarbonizar el suministro eléctrico de nuestros clientes y reducir la intensidad de carbono en nuestro portafolio.

Estrategia Comercial y Clientes

Nuestros clientes están siempre en el centro de nuestras decisiones. Nuestro objetivo es impactar positivamente en todos los resultados de nuestro negocio a través de una experiencia óptima, de calidad y con los más altos estándares para todos los clientes, enfocándonos en sus necesidades y entregarles soluciones de energía innovadoras que les agreguen valor, aumenten su competitividad, disminuyan su riesgo y les permita cumplir con sus objetivos de sostenibilidad.

En Chile y Colombia, nuestros contratos son a largo plazo, con una duración promedio de doce años, respectivamente. En Argentina, tenemos contratos con una duración máxima de uno a dos años.

Desde el lanzamiento de nuestra estrategia Greentegra, hemos firmado 15,1 TWh/año en nuevos PPA (11,2 TWh/año en Chile y 4,0 TWh/año en Colombia) que nos han permitido impulsar nuestra transformación, junto con el crecimiento de las energías renovables. Los nuevos PPA se firmaron bajo las siguientes soluciones comerciales, diseñadas para respaldar nuestra estrategia Greentegra:

Coal to Green. Partiendo de contratos PPA existentes tipo *Tolling Agreement*, es decir, en los cuales existe un cargo fijo que cubre el retorno sobre el capital invertido para construir la planta, y un cargo variable por la venta de energía que se factura a costo de suministro al cliente, se reemplaza el cargo variable por un contrato de energía renovable manteniendo cargo fijo sin cambio. De esta manera AES Andes no tiene impacto en el margen del contrato original, e incorpora un margen adicional por el contrato de energía

renovable nuevo. El cliente continúa pagando el cargo fijo del PPA original, pero reemplaza el cargo variable en base al costo de energía carbón por energía renovable a precio fijo.

Blextend. Partiendo de contratos existentes tipo convencional a vencer en los próximos años, se ofrece al cliente un descuento inmediato en el precio de su suministro de energía a cambio de una extensión de la duración del PPA o un premium al precio en los últimos años del mismo, y un cambio en la fuente de suministro de la energía a renovables. De esta forma se logra mantener la rentabilidad de contrato, manteniendo la relación con el cliente, sin perder valor, beneficiando al cliente con un suministro renovable y un costo menor de la energía a corto plazo, sin tener que esperar a que venza su contrato convencional.

Generflex. Son contratos nuevos en los cuales se ofrece todo el abanico de soluciones de energía renovable con que cuenta la empresa.

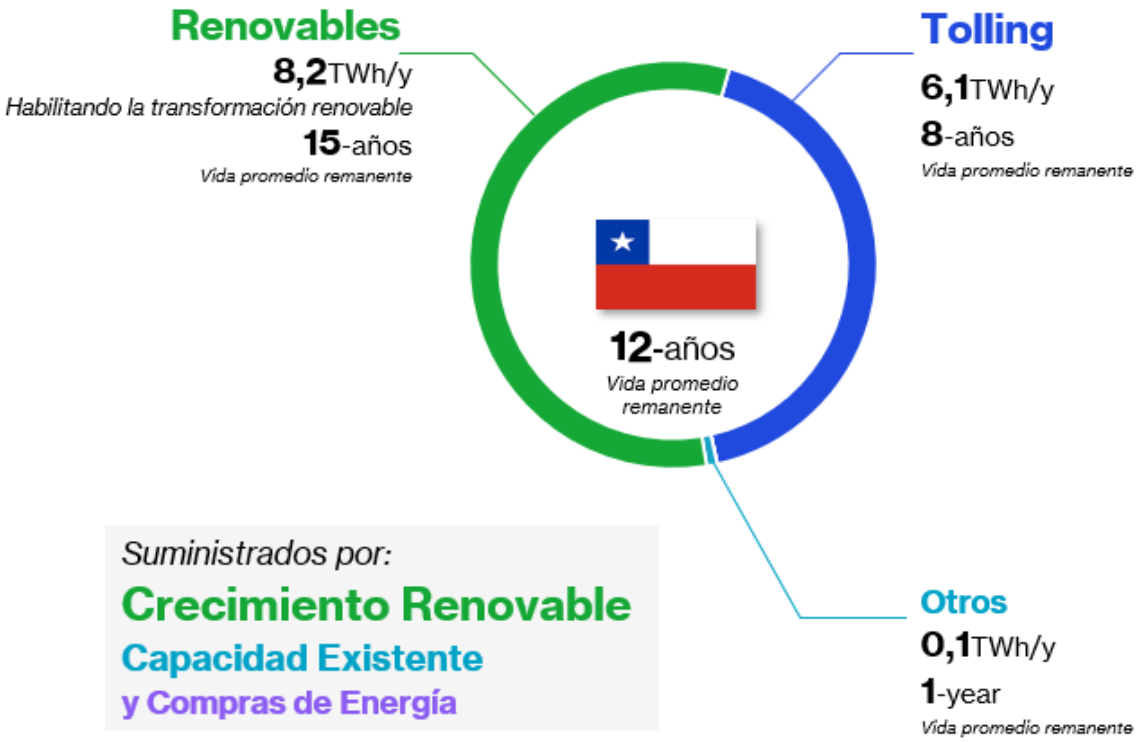
Chile

La decisión sobre la cantidad de generación actual y futura que debe comprometerse bajo contratos a largo plazo a precios regulados o no regulados y la cantidad de producción que debe dejarse sin comprometer para venderse a precios spot son importantes para nuestra rentabilidad. El nivel óptimo de compromisos contractuales es aquel que nos permite aprovechar un entorno de bajo costo marginal mientras mantenemos la rentabilidad en un entorno de alto costo marginal. Para determinar el nivel adecuado de compromisos contractuales y maximizar las ganancias con un riesgo limitado, estimamos la demanda basándonos en teoría económica estándar y los costos marginales del sistema utilizando modelos de programación dinámica. Históricamente, esta estrategia nos ha llevado a celebrar contratos a largo plazo para nuestras unidades eficientes, y a reservar nuestras unidades menos eficientes o de respaldo para ventas en el mercado spot.

A medida que hemos aumentado nuestra capacidad de generación nominal en el SEN, paralelamente, también hemos aumentado nuestros compromisos contractuales a largo plazo para suministrar electricidad en línea con nuestras expansiones de capacidad planificadas. A través de nuestra estrategia Greentegra, estamos transformando nuestro portafolio, reemplazando nuestra capacidad termoeléctrica con nueva capacidad renovable. Hemos vendido o cerrado nuestras plantas termoeléctricas de diésel y hemos cambiado la fuente de suministro de nuestros PPAs vinculados a nuestra capacidad basada en carbón a fuentes renovables, dejando algunas de estas unidades como respaldo, mientras el sistema se transforma en un sistema basado 100% en energía renovable. Estamos trabajando en una solución 24/7 para nuestros clientes, agregando capacidad eólica, solar e hidroeléctrica, así como BESS a nuestro portafolio. En términos de clientes, hemos ejecutado y pretendemos seguir celebrando nuevos contratos con empresas solventes que históricamente han demostrado un sólido desempeño financiero.

Vendemos electricidad a clientes no regulados a través de contratos a largo plazo con precios negociados directamente entre las partes. Algunos de estos contratos tienen disposiciones para traspasar costos a los clientes a través de fórmulas de indexación para mitigar posibles aumentos de costos. Nuestros clientes no regulados son empresas industriales, principalmente empresas mineras y datacenters. Actualmente no tenemos contratos con clientes regulados en Chile, los últimos contratos con clientes regulados vencieron en 2024.

El siguiente gráfico muestra un resumen de nuestros PPAs en Chile y la demanda contratada para 2025:



Colombia

En general, ejecutamos contratos para entre el 75% y 85% de la generación de energía proyectada de la planta con precios negociados directamente entre las partes o a través de procesos de licitación para clientes de distribución, comerciales e industriales y empresas de comercio en una cartera diversificada y de bajo riesgo. La generación restante se vende en el mercado spot y de regulación de frecuencia a precios de oferta diaria.

Los precios de venta de los contratos que podemos obtener dependen de muchos factores, incluyendo el tipo de cliente, la duración del contrato y el precio de ciertos combustibles, como el carbón y el gas natural, entre otros. Una referencia de precio importante en el SIN es el precio spot, que representa el costo marginal de la energía generada. Estos contratos se negocian con empresas de servicios públicos, clientes comerciales e industriales o empresas de comercialización a través de (i) licitaciones públicas en sobre cerrado para servir a su mercado regulado (minorista), o (ii) negociaciones directas para suministrar a su mercado no regulado (grandes consumidores). Todos los contratos del mercado regulado tienen un precio fijo por uno a cuatro años, están denominados en pesos colombianos e indexados al PPI colombiano. Los contratos de AES Colombia son principalmente para un volumen *take-or-pay* que varía según la variabilidad de carga del cliente.

El siguiente gráfico muestra un resumen de nuestros PPAs en Colombia y la demanda contratada para 2025:

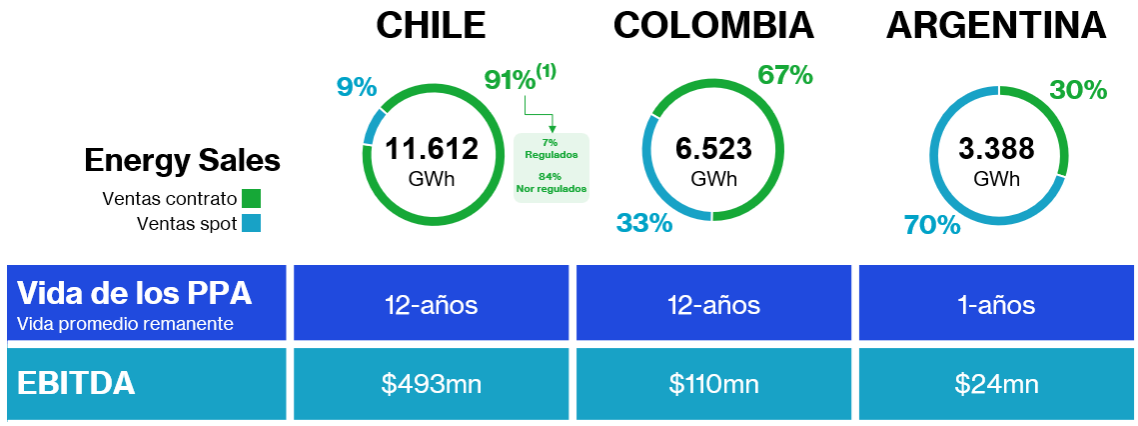
Argentina

TermoAndes vende energía exclusivamente en Argentina; una parte de su generación se vende a clientes no regulados mediante contratos a corto plazo bajo el programa Energía Plus, y el resto se vende en el mercado spot. Esta planta también está conectada al SEN a través de nuestra línea de transmisión InterAndes, autorizada en noviembre de 2022 para el intercambio bidireccional de energía entre Chile y Argentina, según la oportunidad económica. A la fecha, solo se han materializado exportaciones de Chile a Argentina.

Actualmente, TermoAndes es líder en el mercado de Energía Plus y su estrategia es maximizar la electricidad vendida bajo este programa, lo que le permite vender electricidad con márgenes más altos que los obtenidos en el mercado spot. Sin embargo,

En 2024, TermoAndes suministró a 159 clientes industriales bajo el Programa Energía Plus, con una capacidad total contratada de 243 MW, lo que representa el 79,4% de la capacidad total autorizada por la Secretaría de Energía para ser vendida bajo PPAs en el marco del Programa Energía Plus. Actualmente, TermoAndes tiene contratos que se extienden por un máximo de un año.

Distribución de ventas en 2024:



Vida de los PPA Vida promedio remanente	12-años	12-años	1-años
EBITDA	$493mn	$110mn	$24mn

Desempeño Operacional

Balance de Energía

	Chile			Colombia			Argentina		
Ventas de energía (GWh)									
	2024	**2023**	**%**	**2024**	**2023**	**%**	**2024**	**2023**	**%**
Contratos	9.757	10.612	-8%	4.362	4.137	5%	1.031	1.118	-8%
Spot	1.041	703	48%	2.161	3.121	-31%	2.357	2.603	-9%
Spot-redireccionamiento	814	1.079	-25%						
Total ventas de energóa	**11.612**	**12.394**	**-6%**	**6.523**	**7.258**	**-10%**	**3.388**	**3.721**	**-9%**
Compras de energía (GWh)									
Otros generadores	1.405	1.389	1%	729	523	39%			
Spot	1.118	1.753	-36%	2.550	2.322	10%	1.031	1.118	-8%
Total compras de energóa	**2.523**	**3.142**	**-20%**	**3.279**	**2.845**	**15%**	**1.031**	**1.118**	**-8%**
Generación neta (GWh)									
Carbón	6.372	7.209	-12%						
Gas							2.357	2.603	-9%
Hidroeléctrica	1.041	731	42%	3.084	4.262	-28%			
Biomasa	6	30	-80%						
Eólica	768	786	-2%						
Solar	902	496	82%	160	151	6%			
Generación neta total	**9.089**	**9.252**	**-2%**	**3.244**	**4.413**	**-26%**	**2.357**	**2.603**	**-9%**

En 2024, en Chile, se registró una caída de la generación a carbón de 12% explicada principalmente por la desconexión de las unidades de carbón de Norgener en abril de 2024 y por un menor despacho de las demás centrales a carbón de AES Andes en comparación con 2023. En contraste, la generación hidroeléctrica aumentó en 42% GWh debido a una hidrología favorable respecto a 2023 y a una mayor disponibilidad de las unidades hidroeléctricas de la compañía. La generación solar también creció en 82% principalmente por la incorporación de Bolero Solar al portafolio de AES Andes a fines de 2023 y el inicio de operaciones de Andes Solar IIB y Andes Solar IV. Por su parte, la generación eólica bajó en 2%.

En Colombia, la central hidroeléctrica Chivor presentó una disminución en la generación de 28% comparando 2024 y 2023, impactada por una salida forzada de la central en junio y julio, restricciones de generación en octubre y noviembre debido al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento

en el Mercado Mayorista de Energía establecido en Colombia, y una sequía extrema que se prolongó durante todo el año. La generación solar registró un aumento de 6% comparando ambos períodos.

- Chivor estuvo fuera de servicio desde principios de junio hasta finales de julio tras una inundación sin precedentes en el río Batá que trajo consigo altos niveles de sedimentos.
- El Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía se activa cuando el sistema enfrenta condiciones hidrológicas críticas para preservar el agua en embalses clave, incluido el de Chivor, a la vez que se aumenta la generación térmica. Este mecanismo se activó desde finales de septiembre de 2024 hasta finales de noviembre de 2024.

En Argentina, TermoAndes registró una disminución en la generación de 9% comparando 2024 y 2023, explicado por un mantenimiento efectuado durante el segundo trimestre de 2024 y el menor despacho de la central por una menor demanda en Argentina y por menor disponibilidad de gas desde Bolivia los primeros meses del año.

Descarbonización

Continuamos aplicando innovaciones tecnológicas para promover la transición energética, proporcionando la flexibilidad que requiere el sistema de transmisión de electricidad y permitiendo una mayor incorporación de energía renovable en la matriz energética de Chile. Como parte de nuestro compromiso con el país para reducir las emisiones de carbono, en 2018, nos comprometimos a no construir nuevas plantas de carbón y estamos comprometidos a garantizar que nuestras plantas de carbón no permanezcan en operación ni un solo día más de lo necesario, de acuerdo con las obligaciones contractuales y salvaguardando la confiabilidad del sistema.

Estamos analizando la mejor opción para cada planta de carbón entre el potencial retiro, la venta o la conversión a tecnologías sin emisiones, sujeto a mantener la confiabilidad y competitividad del sistema. Hemos avanzado significativamente en reducir la generación de carbón, y a fines de 2024 habíamos salido de la mayoría de la capacidad instalada de carbón desde el lanzamiento de Greentegra, reduciéndola en un 63% al retirar y/o vender casi 2.0 GW.

El 29 de diciembre de 2020, AES Andes solicitó formalmente el cierre de las Unidades 1 y 2 del complejo Ventanas. Ventanas 1 y Ventanas 2 fueron desconectadas y cesaron operaciones el 30 de junio de 2022 y el 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

El 6 de julio de 2021, AES Andes acordó con el Ministerio de Energía en Chile una enmienda al Acuerdo de Desconexión y Cese de Operaciones firmado el 4 de junio de 2019. En virtud de esta enmienda al Acuerdo, la Compañía ha puesto a disposición las unidades de generación Ventanas 3 y 4 (ambas de propiedad de la subsidiaria Eléctrica Ventanas SpA) del Complejo Ventanas; y las unidades Angamos 1 y 2 (ambas de propiedad de la subsidiaria Eléctrica Angamos SpA), para cesar la operación a carbón tan pronto como el 1 de enero de 2025, en la fecha más temprana que la seguridad, suficiencia y economía del sistema lo permitan.

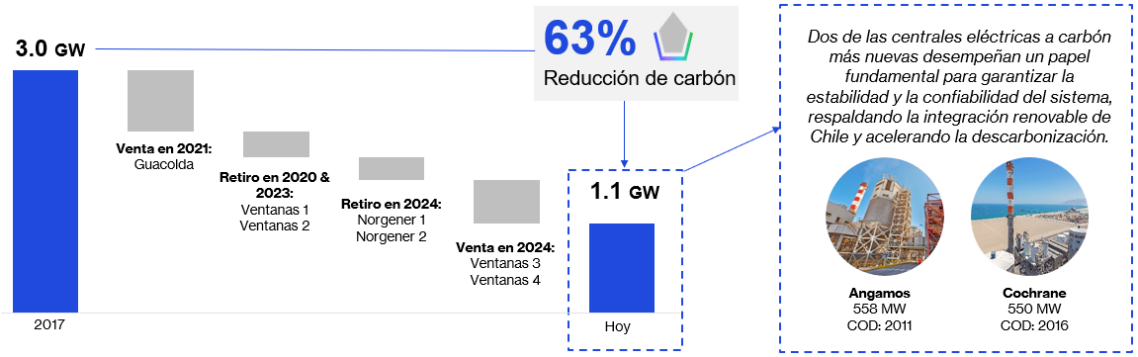
El 7 de diciembre de 2023, AES Andes solicitó a la CNE acelerar la desconexión definitiva de las unidades de generación a carbón Norgener 1 y 2 al 31 de marzo de 2024, y, el 15 de abril de 2024, estas unidades fueron definitivamente desconectadas, según lo aprobado por la CNE el 8 de febrero de 2024.

En enero de 2025, se realizó la venta de Eléctrica Ventanas SpA (propietaria del complejo de carbón Ventanas, que totaliza 861MW) a Quintero Energía SpA. Antes de esto, AES Andes ya había completado la desconexión y el cierre permanente de Ventanas 1 (114 MW) y Ventanas 2 (208 MW), mientras que

Ventanas 3 (267 MW) y Ventanas 4 (272 MW) se vendieron como unidades operativas. La venta de estas unidades contribuye a alcanzar nuestro objetivo de reducir la intensidad de carbono de nuestro portafolio sin impactar la operación, seguridad ni eficiencia del SEN, considerando que el cese de operaciones de la central aún no es viable para el sistema.

Avances importantes en la descarbonización

- Hemos logrado un progreso significativo en nuestra salida de la generación de carbón y, a fines de 2024, hemos salido de la gran mayoría de nuestras instalaciones de carbón.
  - Redujimos nuestra capacidad instalada de carbón en un 63% mediante el retiro o la venta de casi 2,0 GW.
  - También retiramos y vendimos plantas de diésel/gas de punta no estratégicas.
- Prevemos reducir aún más la intensidad de carbono de nuestra cartera a medida que continuamos ampliando nuestra capacidad renovable.

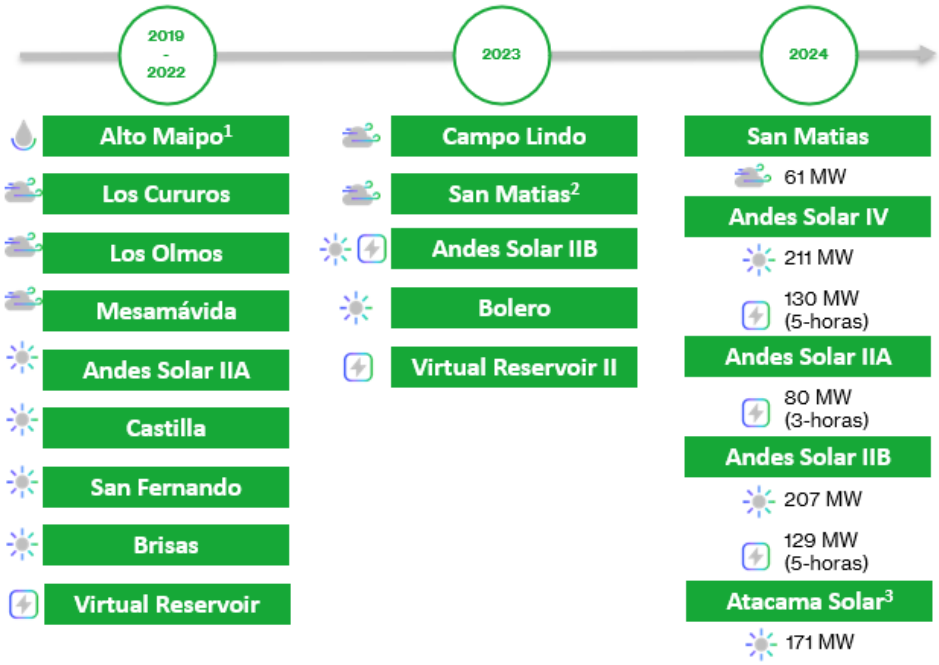


Proyectos en Construcción y Desarrollo

Desde 2018 en el lanzamiento de nuestra estrategia Greentegra, hemos construido o adquirido e iniciado operaciones de 2.286 MW de nueva capacidad y estamos construyendo 1.419 MW de proyectos de almacenamiento de energía y renovable en Chile (754 MW de nuestra propiedad y 171 MW de propiedad de AES Pacífico).

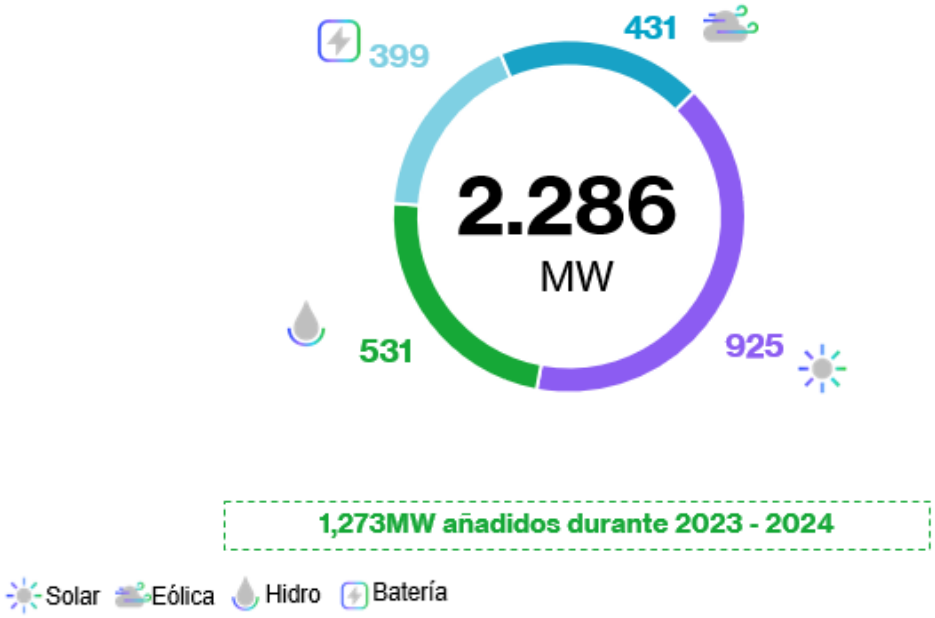
Al 31 de diciembre de 2024, hemos construido, adquirido e iniciado operaciones de 431 MW de capacidad eólica, 925 MW de capacidad solar (754 MW de nuestra propiedad y 171 MW de propiedad de AES Pacífico), 531 MW de capacidad hidroeléctrica y 399 MW de sistemas de almacenamiento de energía en Chile y 109 MW de capacidad solar en Colombia.

Agregamos 2,3 GW de nueva capacidad instalada a nuestro portafolio



(1) Filial no consolidada
(2) 78 MW eólicos de San Matías, iniciaron operación durante 2023 y 2024
(3) Activo operado por AES Andes, pero de propiedad de AES Pacífico

Adiciones de capacidad instalada por tecnología



Proyectos en construcción 31 de diciembre de 2024:

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad Instalada	Progreso	Término de Construcción
San Matías*	Los Ángeles	Wind	4 MW	70%	2025
Andes III**	Antofagasta	Solar	171 MW	66%	2026
		BESS	171 MW-3hr		
Bolero BESS	Antofagasta	Solar	146 MW-3hr	32%	2026
Arenales**	Antofagasta	BESS	300 MW-3hr	0%	2026
Cristales	Antofagasta	Solar	287 MW	0%	2026
		BESS	340 MW-4hr		
Total de Generación	**462 MW**				
Total Baterías de Almacenamiento	**657 MW**				

* 78 MW de San Matías ya están en operación.
** Propiedad de AES Pacífico, filial de The AES Corporation

Nuestra estrategia de desarrollo se enfoca en obtener permisos ambientales, sólidos contratos de construcción, acuerdos de suministro de energía y financiamiento estructurado antes de iniciar nuevas inversiones. Además, somos pioneros en la construcción y operación de sistemas de almacenamiento de baterías..

Nuestra estrategia a largo plazo es seguir siendo un actor relevante y rentable en el negocio de generación de electricidad en nuestros principales mercados. Para satisfacer la creciente demanda de clientes regulados y no regulados, hemos invertido en varios proyectos y asegurando la diversificación en términos de fuentes de energía, ubicación geográfica y cumplimiento de las regulaciones ambientales. Hemos estado agregando activamente capacidad de generación eléctrica en los últimos años.

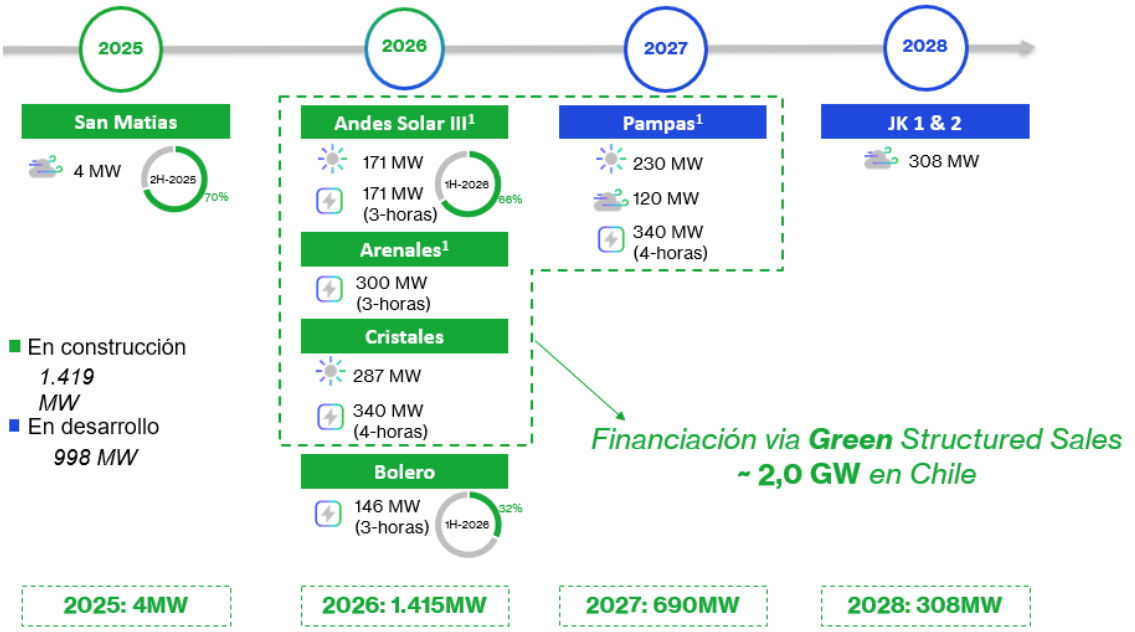
La siguiente es la descripción de nuestros principales proyectos en construcción:

San Matías: El proyecto San Matías es un parque eólico en el sur de Chile con un total de 82 MW (de los cuales ya están en operación 78 MW), ubicado en la Región del Biobío de Chile. El proyecto inyectará energía al SEN mediante la instalación de turbinas eólicas que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. El restante 4 MW del proyecto está actualmente completado al 70%.

BESS Bolero: Estamos agregando un BESS de 146 MW – 3 horas adyacente a Bolero Solar. Al 31 de diciembre de 2024, este proyecto estaba completado al 32%.

Cristales: Este proyecto incluye un total de 287 MW de Solar PV y 340 MW – 4 horas de sistema de almacenamiento de batería.

Además, estamos construyendo 642 MW de proyectos de almacenamiento de energía y renovables en Chile que no serán de nuestra propiedad, pero serán operados por nosotros. Estos proyectos incluyen Andes Solar III con un total de 171 MW de Solar PV y 171 MW de almacenamiento de batería durante 3 horas, y Arenales, un almacenamiento de batería de 300 MW durante 3 horas. Ambos proyectos están ubicados en el norte de Chile.



Green Strutured Sales: En adelante, podemos vender el 100% de la propiedad de algunos de nuestros proyectos de energía renovable junto con un acuerdo para operar y recomprar la energía que estos proyectos producen. En línea con esta estrategia, en septiembre de 2024, vendimos Andes Solar III SpA a AES Pacífico Chile SpA, una subsidiaria de AES Corporation. Este proyecto, actualmente en construcción, será operado y construido por nosotros y compraremos toda la energía, sin embargo, no será propiedad nuestra. Estos movimientos estratégicos están diseñados para optimizar nuestro portafolio, acelerar el despliegue de activos renovables y mejorar nuestra posición de mercado en el sector de energía renovable. Además, mantener el control operativo sobre estos proyectos nos permite seguir ofreciendo soluciones energéticas de alta calidad, mantener relaciones sólidas con nuestros clientes y nos permite obtener nuevos PPAs a través de activos operados por nosotros. Estos acuerdos de recompra apoyan un suministro constante de energía, alineándose con nuestro compromiso de fiabilidad y sostenibilidad, al tiempo que reducen los compromisos de inyección de capital y las necesidades de financiación.

Proyectos en Desarrollo

Actualmente tenemos un amplio portafolio de proyectos en desarrollo, que podrían ser financiados mediante *Green Structured Sales,* que tienen como objetivo responder a las necesidades de un mercado muy dinámico, que valora un suministro de energía limpio, confiable y altamente competitivo donde las fuentes de energía renovable son cada vez más relevantes. Buscamos desarrollar nuestros proyectos futuros, como lo hemos hecho en el pasado, una vez que los contratos para la producción del activo se hayan asegurado.

Para financiar el crecimiento futuro, evaluamos diferentes opciones, las cuales pueden incluir asociaciones o la venta del 100% de la propiedad accionaria en algunos de nuestros proyectos renovables junto con un acuerdo para operar y recomprar la energía que dichos proyectos producen.

Además de los proyectos mencionados que están en construcción, el siguiente es un resumen de cada uno de nuestros proyectos que está en una etapa avanzada de desarrollo:

- Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)

Buscamos fortalecer el proceso de generación de energía con el uso de baterías, con un suministro 24/7 y apoyando la entrada de capacidad renovable en el sistema eléctrico.

Junto a la central hidroeléctrica Alfalfal, cerca de Santiago de Chile, inauguramos en agosto de 2020 nuestro proyecto piloto de almacenamiento de energía, *Virtual Reservoir,* de 10 MW / 5 horas y posteriormente en diciembre de 2023, Virtual II Reservoir II de 50 MW / 4 horas. Estos sistemas de ion litio permiten que la planta hidroeléctrica de pasada almacene energía y luego la inyecte a la red durante las horas de alta demanda. Estamos evaluando expandir el sistema de Reservorio Virtual hasta 250 MW en el complejo hidroeléctrico. El 4 de noviembre de 2020, este proyecto de almacenamiento más generación de pasada ganó el prestigioso Premio Avonni por la iniciativa de energía más innovadora en Chile. Estos sistemas de baterías no solo generan ingresos por arbitraje de precios entre períodos fuera de punta y punta, sino que también aumentan los pagos por potencia de la planta donde están instalados. También hay potencial de ingresos futuros por la amplia gama de servicios auxiliares que las baterías pueden proporcionar a la red.

AES Andes es pionera y líder en América Latina en almacenamiento de energía con 451 MW en operación en Chile. En 2009, pusimos a disposición del Coordinador Eléctrico Nacional las primeras baterías para proporcionar regulación primaria de frecuencia. En nuestro Hub Andes Solar tenemos en operación 339 MW de sistemas de almacenamiento de baterías de litio adyacentes a nuestras plantas solares. Por su parte, Andes Solar III, actualmente en construcción y Pampas, que está en desarrollo, también son proyectos que incluyen baterías, que no serán de propiedad de AES Andes, pero serán operado por nosotros. Adicionalmente, esperamos incluir baterías en el proyecto Cristales, que ya inició su construcción, la adición de baterías a Bolero, una planta solar actualmente en operación, y Arenales, un BESS ubicado en el norte de Chile. Con todos estos desarrollos, agregaremos 1,297 MW de baterías para 2027.

- Proyectos Solares y Eólicos

Además de los proyectos que ya están en construcción, estamos en las etapas avanzadas de desarrollo de otros proyectos de energía renovable incluyendo el proyecto eólico Rinconada (258 MW) en la Región del Biobío, y el proyecto híbrido Pampas (120 MW de capacidad eólica, 160 MW de capacidad solar y 229 MW-4hrs BESS).

- Proyecto Jemeiwaa-Ka'I

En 2019, adquirimos un portafolio de 648 MW de capacidad proyectada en proyectos eólicos en Colombia, con capacidad de transmisión garantizada para la mayoría de sus proyectos y factores de capacidad de clase mundial del 54% en promedio. Los proyectos están ubicados en la región de Guajira en el noreste de

Colombia. Dos de nuestros proyectos, JK1 y JK2, ya han sido adjudicados con contratos de suministro y cargo por confiabilidad en subastas de energía renovable de la UPME.

Como parte de la adquisición, también obtuvimos acceso exclusivo a 549 MW de capacidad de transporte en una nueva línea de transmisión que se espera que vincule la región de La Guajira con el centro de Colombia. Esta línea de transmisión ha presentado varios retrasos, y todos los proyectos eólicos de Jemeiwaa-Ka'I dependen de dicha línea para conectarse al SIN.

- Hidrógeno Verde

Chile tiene condiciones naturales, económicas y de infraestructura que lo posicionan para convertirse en líder mundial en la producción y exportación de hidrógeno verde, un combustible libre de emisiones que desempeñará un papel fundamental en la implementación del plan de emisiones netas cero de carbono para el país.

El 27 de diciembre de 2024, INNA Soluciones Renovables SpA, una subsidiaria de AES Andes S.A., presentó un estudio de evaluación ambiental solicitando la aprobación para un gran proyecto de producción de amoníaco basado en hidrógeno verde en el país. El proyecto potencialmente requerirá más de 1.2 GW de nueva capacidad de energía renovable y actualmente está en evaluación por la autoridad ambiental.

Desempeño e Hitos Financieros

Resumen financiero (miles de US$)

	2024	2023	Var
Ingresos	2.343.011	2.741.650	-15%
Ganancia Bruta	546.407	607.090	-10%
EBITDA	627.506	685.602	-8%
Ganancia (Pérdida), atribuible a los accionistas de AES Andes	131.275	-174.866	---
Caja neta de operaciones	761.922	966.051	-21%

AES Andes reportó un EBITDA de US$628 millones en 2024, una disminución del 8% en comparación con los US$686 millones registrados en 2023. Esta disminución se debió principalmente a menores contribuciones de Colombia y Argentina de US$149 millones y US$15 millones, respectivamente, parcialmente compensadas por un aumento en la contribución de Chile de US$106 millones.

- El EBITDA en el mercado chileno alcanzó los US$493 millones, un aumento del 27% con respecto al año anterior. Este crecimiento se debió principalmente a mayores márgenes en ventas a clientes no regulados, apoyado por un aumento en la generación renovable, una reducción en la generación térmica y una mejora en la hidrología, lo que llevó a menores compras en el mercado spot a precios más bajos. Además, los costos de mantenimiento y seguros disminuyeron tras la desconexión de las centrales de carbón (la Unidad 2 de Ventanas en 2023 y Norgener in 2024). Estos efectos positivos fueron parcialmente compensados por una disminución del 68% en las ventas a clientes regulados (empresas distribuidoras) debido a la expiración programada de contratos a finales de 2023.

- El EBITDA de Colombia en 2024 alcanzó los US$110 millones, una disminución de US$149 millones respecto al EBITDA récord de US$260 millones reportado en 2023. Esta disminución se

debió principalmente a una caída del 28% en la generación, impactada por la salida forzada de Chivor en junio y julio, restricciones de generación en octubre y noviembre, y una sequía extrema prolongada durante todo el año. Estos factores llevaron a mayores compras de energía a precios elevados en el mercado spot, comprimiendo significativamente los márgenes. La planta hidroeléctrica de Chivor de 1,000 MW estuvo fuera de servicio desde principios de junio hasta finales de julio tras una inundación sin precedentes en el río Batá que trajo altos niveles de sedimentos. Las restricciones en la generación en octubre y noviembre se relacionan con la activación de un Estatuto de Confiabilidad en Colombia, decretado a raíz de las condiciones hidrológicas críticas presentes en 2024 para preservar el agua en embalses clave, incluido el de Chivor, que a la vez aumenta la generación térmica.

- El EBITDA de Argentina alcanzó los US$24 millones en 2024, una disminución de US$15 millones respecto a 2023. Esta disminución se debió principalmente a menores márgenes de Energía Plus, la reducción en el volumen de ventas de contratos y una disminución en las ventas spot a Energía Base debido a una menor generación tras el mantenimiento en el segundo trimestre de 2024. Los mayores costos de seguros y una pérdida extraordinaria registrada en el segundo trimestre de 2024 (relacionada con un acuerdo con CAMMESA para el pago de facturas de diciembre de 2023 a febrero de 2024 a través de bonos del gobierno) también contribuyeron a la reducción del EBITDA.

La utilidad neta atribuible a los accionistas de AES Andes fue de US$131 millones en 2024, una mejora significativa con respecto a la pérdida neta de US$175 millones en 2023. Esta variación se debió principalmente a menores otras pérdidas y diferencias favorables en el tipo de cambio. Las otras pérdidas registradas en ambos períodos están relacionadas con deterioros no monetarios que en 2023 estaban asociados a la desconexión de Norgener, los cuales fueron mayores que el deterioro no monetario registrado en 2024, asociado a la venta de Ventanas.

Hitos financieros de 2024

- Participación de Global Infrastructure Partners (GIP) como socio estratégico

En 2021, AES Andes y Global Infrastructure Partners (GIP) formaron una asociación estratégica en la que GIP adquirió una participación de 49% en Chile Renovables SpA, mientras que AES Andes mantuvo el 51% restante. Chile Renovables SpA abarca una cartera de proyectos de energía renovable, incluidos Los Cururos, Andes Solar IIA, Andes Solar IIB, Los Olmos, Campo Lindo y Mesamávida, con una capacidad instalada combinada de 726 MW en energía solar, eólica y almacenamiento de energía.

El 21 de diciembre de 2023, AES Andes y GIP ampliaron su asociación estableciendo Chile Renovables II SpA, con GIP adquiriendo nuevamente una participación de 49%. Esta nueva plataforma incluye los proyectos de energía renovable Parque Bolero Solar, Andes Solar IV y Parque Eólico San Matías, junto con las expansiones de Andes Solar IIA y Andes Solar IIB, agregando un total de 693 MW de capacidad solar, eólica y de almacenamiento.

Al 31 de diciembre de 2024, AES Andes ha recibido un total de US$826 millones de Chile Renovables I SpA y Chile Renovables II SpA.

- Venta de acuerdos de cuentas por cobrar asociados con el Fondo de Estabilización

En 2022, Chile introdujo la Legislación MPC, creando un nuevo mecanismo de estabilización para clientes de electricidad regulados. La ley estableció un fondo de estabilización y un mecanismo temporal para gestionar los precios de la electricidad sin alterar los precios de los contratos de suministro regulados ni trasladar los costos de financiamiento a los proveedores. En su lugar, los generadores aplican un descuento en las facturas mensuales a los distribuidores, que luego se reembolsa a través de Certificados MPC emitidos por el Tesoro Chileno bajo la dirección del Ministerio de Hacienda.

Durante 2024, AES Andes vendió cuentas por cobrar bajo este mecanismo, recaudando US$4 millones en enero de 2024, US$15 millones en mayo de 2024, US$2 millones en agosto de 2024 y US$217 millones en octubre de 2024.

- Venta de subsidiarias a AES Pacífico Chile SpA (Bajo el esquema de Green Strutured Sales)

Durante 2024, AES Andes vendió el 100% de las acciones de Andes Solar III SpA, Energía Eólica Pampas SpA y Punta del Sol SpA, correspondientes a un proyecto en construcción y dos proyectos en desarrollo, a AES Pacífico Chile SpA por un total de más de US$150 millones.

- Reducción de capital y préstamos a accionistas

El 20 de diciembre de 2024, AES Andes celebró un préstamo con Inversiones Cachagua Limitada por US$89 millones. El 13 de agosto de 2024, los accionistas de AES Andes aprobaron en una Junta Extraordinaria de Accionistas una reducción de capital de US$150 millones, que se pagó el 25 de septiembre de 2024.

Operación y Mantenimiento

El logro de la excelencia operativa es fundamental para nuestra estrategia empresarial. Nos esforzamos por ser líderes en el sector energético buscando crear un futuro energético más seguro y sostenible a un costo competitivo para nuestros clientes y el mercado. En este sentido, hemos implementado una Política de Gestión de Activos para guiar de manera consistente nuestras actividades de operación y mantenimiento en toda la Compañía. Nuestra Política de Gestión de Activos describe un proceso integrado de actividades y prácticas coordinadas que utilizamos para gestionar el rendimiento, los riesgos y los gastos de nuestros activos fijos con el fin de garantizar una vida óptima y sostenible de nuestros activos.

Nuestra Política de Gestión de Activos se basa en los siguientes principios:

- Visión Sistemática y Sostenible: Nuestras centrales de energía son críticas en cada unidad de negocio dentro de la Compañía y nos esforzamos por optimizar nuestro negocio en su conjunto considerando los intereses y requisitos financieros, comerciales, ambientales, de seguridad, legales, comunitarios y de los grupos de interés relacionados con nuestras actividades de gestión de activos para garantizar la sostenibilidad a largo plazo.

- Optimización Completa del Ciclo de Vida: Basamos nuestras actividades de gestión de activos en lograr la optimización completa del ciclo de vida de nuestros activos, incluyendo todas las etapas desde la ingeniería y el diseño, la construcción, las pruebas, las operaciones, el mantenimiento y la renovación hasta la disposición final. Nuestro objetivo es optimizar el rendimiento de nuestros activos considerando su ciclo de vida completo.

- Evaluación de Riesgos: Priorizamos la gestión de activos de nuestras actividades críticas, identificando y administrando los riesgos asociados con las interrupciones de activos y las pérdidas de producción asociadas, los riesgos de seguridad y los riesgos ambientales. En tales casos, nuestros estándares operativos incluyen definir límites operativos y requerir procedimientos especiales para operar, monitorear o probar equipos. Nuestras necesidades de mantenimiento incluyen específicamente medidas predictivas y preventivas y planificación de contingencias para fallas, como estructuras de trabajo predefinidas, almacenamiento de repuestos u otras acciones proactivas para mitigar el impacto de las fallas.

- Mejora Continua: Utilizamos una metodología de excelencia en el rendimiento desarrollada por The AES Corporation, denominada “AES Performance Excellence” o “APEX”, que es un conjunto de herramientas integral compuesto por metodologías de mejora continua, innovación y compartición de “mejores prácticas”.

Con este conjunto de herramientas, establecemos las métricas adecuadas para medir, evaluar y comparar el rendimiento de nuestras unidades de negocio y su adherencia a nuestra política de gestión de activos.

Medioambiente y Sostenibilidad

La gestión ambiental es una prioridad clave en nuestro negocio y operaciones. Actualmente, contamos con todas las licencias ambientales, permisos y autorizaciones necesarias para llevar a cabo nuestro negocio. Consideramos la protección ambiental como un área de desempeño y, como tal, los temas ambientales se incluyen entre las responsabilidades de nuestros ejecutivos clave. En 2008 se implementó un sistema de gestión ambiental en toda la empresa y en 2010 nuestro departamento ambiental se expandió para supervisar globalmente y brindar apoyo a todas nuestras operaciones y proyectos de construcción. Además, aplicamos la política ambiental de The AES Corporation en todo nuestro negocio y está alineada con los siguientes compromisos:

- Integrar normas y prácticas de gestión ambiental en todos los niveles y áreas de nuestras operaciones.
- Promover la conciencia sobre la sostenibilidad ambiental mediante la capacitación de nuestro personal, contratistas y otros grupos de interés para lograr una cultura corporativa de excelencia ambiental.
- Monitorear el desempeño ambiental y esforzarnos por mejorar continuamente nuestros Sistemas de Gestión Ambiental.
- Mantener recursos apropiados en la implementación de nuestro compromiso y políticas de sostenibilidad ambiental.
- Cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables, así como con los estándares internos y aquellos acordados contractualmente con instituciones financieras y otros Grupos de interés.
- Realizar auditorías y autoevaluaciones de nuestro cumplimiento con las regulaciones y estándares aplicables, informar periódicamente al Consejo de Administración sobre nuestro desempeño e informar a las agencias reguladoras según sea requerido.

- Identificar incidentes y no conformidades ambientales tan pronto como sea razonablemente posible, investigar sus causas, tomar acciones correctivas y, según sea requerido o apropiado, informarlas a las autoridades y/o partes afectadas relevantes.
- Mantener un compromiso adecuado con los grupos de interés clave para comunicar eficazmente los asuntos ambientales y colaborar en temas ambientales emergentes.
- Identificar y evaluar los aspectos ambientales de nuestras operaciones y, en la medida necesaria o razonablemente practicable, mitigar sus impactos ambientales.
- Esforzarnos por adoptar procesos que minimicen los impactos al medio ambiente, incluyendo el desarrollo y mejora de operaciones y tecnologías para minimizar residuos, emisiones de aire y agua; usar eficientemente los recursos naturales y gestionar los subproductos de manera segura y responsable.
- Promover la conservación de la biodiversidad y cultivar relaciones con las comunidades donde desarrollamos nuestras actividades.
- Continuar apoyando la gestión ambiental mediante la adopción de nuevas soluciones energéticas y las mejores prácticas de gestión de la industria para acelerar la transición a fuentes de energía de bajo carbono y cero carbono.
- Promover métodos de adquisición sostenibles y alentar a los proveedores a adoptar prácticas ambientalmente responsables en sus propios negocios y cadenas de suministro.

En 2011, implementamos un sistema de gestión integrado para el Medio Ambiente, Salud y Seguridad Ocupacional, que actualmente está certificado bajo ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 en todas nuestras instalaciones de generación.

Nuestro sistema de gestión ambiental es un programa interno estricto y exhaustivo utilizado para auditar los asuntos ambientales en nuestras plantas y sistemas de transmisión para garantizar el cumplimiento de estos estándares y detectar oportunidades de mejora continua. Estas auditorías forman parte de un esfuerzo por aumentar la eficiencia de los sistemas de gestión ambiental que se han implementado o están en proceso de implementación en todas nuestras áreas de negocio y han ayudado en la gestión general de la producción.

Responsabilidad Social Corporativa

En AES Andes, la gestión de la sostenibilidad es fundamental para nuestra estrategia y nuestra cultura. Nuestro objetivo es proveer soluciones energéticas innovadoras buscando fortalecer nuestra relación con los grupos de interés día tras día y contribuir al desarrollo sostenible de las comunidades donde operamos.

Trabajando con nuestras comunidades, socios y clientes, nos comprometemos a mejorar nuestra huella de carbono a través de objetivos a corto y largo plazo, y a liderar en la innovación de nuevas tecnologías que también empoderen a otros y les permitan alcanzar sus objetivos. La sostenibilidad es una parte integral de este proceso, que gestiona riesgos y oportunidades y genera un impacto material a través de los objetivos de Greentegra.

Además, en 2023 recibimos el premio "Great Place to Work" por parte de Great Place to Work® como una de las mejores empresas para trabajar en Chile, Argentina y Colombia. En el caso de Chile, se clasificó como la octava mejor empresa para trabajar entre las corporaciones con 251 a 1,000 empleados y en el 2024 alcanzó el cuarto lugar. Además, fuimos galardonados como uno de los Mejores Lugares para Trabajar para Mujeres en 2023, logrando en AES Andes en Chile el cuarto lugar.

Tenemos una relación permanente con nuestros grupos de interés basada en conocer y discutir temas relevantes de interés mutuo en relación con nuestro impacto y rendimiento social, ambiental y económico.

Nuestra estrategia de compromiso comunitario e impacto social tiene elementos comunes que comparten las operaciones en Chile, Colombia y Argentina.

Nuestro compromiso es fortalecer el impacto positivo a través de asociaciones socioeconómicas y ambientales que mejoren vidas hoy y en el futuro. Nuestras acciones de inversión social, dentro del alcance de nuestra estrategia corporativa de sostenibilidad, son consistentes con la agenda de desarrollo global liderada por la ONU (Objetivos de Desarrollo Sostenible) y el Pacto Mundial de la ONU, como un marco general que nos guiará con respecto a las estrategias de gestión social y sobre cómo contribuir al equilibrio social, económico y ambiental en las áreas en las que operamos.

Como estamos comprometidos con las personas de los países donde operamos, consideramos, como parte de nuestra estrategia, las necesidades y preocupaciones de todas los grupos de interés y las agendas tanto nacionales como internacionales en el campo de la energía limpia de acuerdo con nuestra misión de mejorar vidas acelerando un futuro energético, juntos. Estos grupos de interés incluyen empleados, accionistas, inversores, clientes, proveedores, socios y las comunidades en las que se encuentran nuestras instalaciones.

Entendemos las comunidades, como nuestros vecinos, organizaciones civiles, líderes sociales, gobierno local, entre otros. Con ellos, construimos y mantenemos un vínculo equilibrado, basado en el compromiso comunitario, cuyo propósito principal es actuar de manera responsable y garantizar que esta responsabilidad se reconozca y genere formas legítimas, efectivas, eficientes y sostenibles para una mejor relación.

Las áreas de acción de nuestros programas están relacionadas con el desarrollo local. A través de ellos contribuimos al crecimiento y sostenibilidad de las comunidades en tres áreas de acción: educación y formación técnica, desarrollo de proyectos de infraestructura comunitaria, junto con el desarrollo económico local, con un enfoque transversal en la igualdad de género.

Algunos ejemplos de nuestros programas sociales actuales incluyen:

Programa de Formación para la Empleabilidad

Desde 2012, nuestro programa de formación para la empleabilidad ha ofrecido varios cursos para los miembros de la comunidad, enfocados en oficios de interés local. Durante 2024, hemos ofrecido cursos como capacitación para buceador de mariscos, análisis de técnicas de mantenimiento industrial, capacitación para guardia de seguridad, operación de equipos de transporte en pequeña y mediana minería, operación de planta desalinizadora de agua, programa de emprendimiento y gestión empresarial, electricidad básica del hogar, entre otros. El programa tiene como objetivo contribuir al desarrollo económico de las comunidades donde estamos presentes proporcionando las herramientas necesarias a los miembros de la comunidad, para que puedan acceder a empleos de calidad. Para aumentar las posibilidades de inserción laboral temprana, la formación realizada debe estar asociada a la actividad económica local. En Chile, estas actividades de formación se llevan a cabo en conjunto con el Servicio Nacional de Capacitación y Empleo (Sence) y las Oficinas Municipales de Información Laboral (OMIL) de los municipios donde operamos. Durante 2024, se llevaron a cabo 19 cursos para más de 600 beneficiarios.

Subvenciones Competitivas y otras Iniciativas

A través de las Subvenciones Competitivas que ejecutamos en las comunidades de Puchuncaví y San José de Maipo, apoyamos proyectos de organizaciones sociales y emprendedores para promover el desarrollo local.

El Fondo Competitivo de Puchuncaví se lleva a cabo en conjunto con el Municipio de Puchuncaví. El Fondo financia proyectos en las áreas de: 1) cuidado del medio ambiente, 2) desarrollo social e iniciativas que promuevan la cultura y protejan el patrimonio en la comunidad, 3) apoyo a iniciativas para promover la vida saludable y el deporte, 4) eficiencia energética e hídrica, 5) seguridad comunitaria, y 6) emprendimiento y desarrollo de actividades productivas o de servicios que generen empleo local, turismo. Durante 2024, se completó la décima y última versión del fondo competitivo de Puchuncaví.

El Fondo Competitivo de San José de Maipo es parte del Acuerdo Social celebrado por Alto Maipo, la Ilustre Municipalidad de San José de Maipo y la Unión Comunal de Juntas de Vecinos. Se ha desarrollado desde 2012 y tendrá una duración de 30 años. A través de este fondo, se financian proyectos de organizaciones sociales y emprendedores en diversas áreas de desarrollo: educación y formación; programas sociales, desarrollo turístico, cultural e infraestructura para uso comunitario; apoyo a diversos deportes; promoción y desarrollo de actividades productivas o de servicios que empoderen a la comunidad: en las áreas para las cuales tiene una fortaleza especial. Durante 2024, los beneficiarios del fondo fueron 4,570 personas a través de 81 proyectos (30 organizaciones sociales y 51 emprendedores).

Otras iniciativas comunitarias se desarrollan en Mulchén, Los Ángeles y Ovalle. Son iniciativas comunitarias que surgen a partir del inicio de operación de los parques eólicos en 2022. Las áreas de acción son: 1) educación y capacitación, 2) infraestructura comunitaria o equipamiento, 3) fortalecimiento de la identidad local, 4) apoyo e iniciativas para promover la vida saludable y el deporte, 5) promoción del emprendimiento local, y 6) cuidado del medio ambiente y eficiencia energética. Durante 2024, más de 6,780 personas se beneficiaron de estas iniciativas comunitarias a través de diferentes organizaciones sociales.

Educación Dual

Para contribuir a la formación de estudiantes de liceos técnicos, acogemos en nuestras plantas de energía a jóvenes estudiantes de los establecimientos educativos técnicos de las comunas donde estamos presentes, para que puedan realizar sus prácticas en un entorno industrial real. Desde nuestra perspectiva, permite tener personal técnico mejor preparado y adaptado a las condiciones industriales reales. De esta manera, también contribuimos a la empleabilidad local a medida que adquieren experiencia práctica y, además, algunos de ellos continúan trabajando en AES Andes en Chile después de terminar sus estudios.

Programa de Café y Cacao Sostenibles y Especiales en el Valle de Tenza

Colombia es el mayor productor de café suave y uno de los pocos países que produce cacao fino en todo el mundo.

El Embalse Esmeralda, donde se encuentra nuestra instalación hidroeléctrica, está rodeado de áreas óptimas para cultivos de café y cacao que históricamente no se han utilizado adecuadamente y cuyo potencial no se ha realizado. El programa de Café y Cacao Sostenibles y Especiales desarrolla productos de alta calidad y alto valor a través de sistemas agroforestales sostenibles mientras promueve simultáneamente la conservación de la biodiversidad, la protección de los recursos hídricos y el fortalecimiento de las estructuras sociales para apoyar a las nuevas generaciones en la región.

Al asociarse y compartir conocimientos con los productores de café y cacao, AES Colombia está empoderando a los productores locales y mejorando el conocimiento, las habilidades, la actitud y la motivación de la comunidad para el manejo de los cultivos.

Acciones en los Distritos Regionales de Gestión Integrada (DRMI)

Para proteger y preservar las fuentes de agua que alimentan el Embalse Esmeralda, AES Colombia invierte en territorios identificados como áreas de conservación por la autoridad ambiental que lo gobierna. Estas áreas se llaman Distritos Regionales de Gestión Integrada. Proteger este territorio vital no solo garantiza la conservación de las fuentes de agua para fines de generación eléctrica, sino que también preserva la biodiversidad que habita en estas tierras.

Programas de Becas

Financiamos varios programas de becas que permiten a los estudiantes de las comunidades donde operamos tener mayores oportunidades de acceso a la educación.

A través de la Beca Preuniversitaria que hemos financiado desde 2011 en asociación con el Municipio de Puchuncaví, los estudiantes de los establecimientos educativos Sargento Aldea de las Ventanas y General Velásquez de Puchuncaví pueden realizar estudios de preparación para la Prueba de Selección Universitaria. Con la beca Movilízate con la Beca promovemos la continuidad de la educación superior de los jóvenes en Puchuncaví apoyando a los estudiantes con el transporte a sus escuelas. AES Andes en Chile, junto con otras empresas vecinas en la comunidad de Puchuncaví, han brindado apoyo financiero destinado al transporte de estudiantes a la capital regional donde se encuentran los principales centros de educación superior desde 2012. Este programa representa un apoyo real para las familias dada la realidad rural de gran parte de la comunidad de Puchuncaví y las largas distancias que los estudiantes deben recorrer para tener acceso al transporte público. La Beca Alto Maipo tiene como objetivo apoyar el acceso a la educación superior, a través de apoyo económico para cubrir gastos asociados a los estudios, como: pago de matrícula, materiales, conexión a internet, entre otros. El programa beneficia a estudiantes de educación superior de San José de Maipo, que tienen un fuerte rendimiento académico y pertenecen a hogares vulnerables según la caracterización del Registro Social de Hogares del Ministerio de Desarrollo Social. Desde 2018, este programa también ha apoyado a deportistas destacados y talentos artístico-culturales.

Durante 2024, otorgamos 104 becas para cubrir gastos asociados con estudios de educación superior.

Programa de Eficiencia Energética

El programa tiene como objetivo mejorar el confort de vida de 53 familias, en el área de influencia directa del territorio del parque eólico Mesamávida en la comuna de Los Ángeles, mejorando la temperatura de sus hogares. Esto contribuirá a ahorrar electricidad para estas familias y reducir las tasas de contaminación extraprevencionista.

Fondo de Programa Juntos con Energía

Este fondo tiene como objetivo contribuir a la financiación de iniciativas comunitarias en las siguientes áreas de acción: (1) energía asequible y segura para uso doméstico, (2) uso de energías renovables complementarias para que los residentes puedan tener acceso a mejor calefacción, agua caliente y electricidad, y (3) eficiencia energética en el área de influencia directa del territorio del parque eólico Los Olmos en la comuna de Mulchén.

Empleados y Recursos Humanos

Teníamos un total de 1,023 empleados al 31 de diciembre de 2024. La siguiente tabla proporciona un desglose del número de personas empleadas por nosotros y cada una de nuestras subsidiarias al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

	Al 31 de dciembre de			
Empleados de AES Andes	**2024**	**2023**	**2022**	**2021**
Ejecutivos	8	9	9	8
Profesionales	468	470	475	485
Técnicos y Administrativos	352	415	448	462
Subtotal Chile	**828**	**894**	**932**	**955**
Colombia	143	137	135	136
Argentina	52	53	53	50
Subtotal	**195**	**190**	**188**	**186**
Total	**1.023**	**1.084**	**1.120**	**1.141**

En la promoción de la sostenibilidad a largo plazo de la empresa y el desarrollo profesional, desarrollamos y capacitamos a nuestros empleados para que puedan enfrentar adecuadamente los desafíos presentes y futuros. Para operar de manera efectiva y eficiente nuestras plantas de generación, administrar nuestro negocio y construir e implementar nuestros proyectos de desarrollo, buscamos estimular y retener a nuestro personal mientras fortalecemos nuestro equipo con personas adecuadas que tengan el potencial de asumir nuevos proyectos y reemplazar con éxito a los profesionales existentes. Dentro de este marco, en los últimos años, hemos centrado nuestros esfuerzos en desarrollar las habilidades de nuestros empleados existentes y recientemente contratados para poder ocupar puestos en las plantas en construcción una vez que comiencen a operar.

Buscamos mantener un ambiente de trabajo agradable y fomentar la comunicación entre los líderes de equipo y los profesionales que supervisan. Se han llevado a cabo talleres de liderazgo desde 2008 como parte de un programa continuo para promover habilidades de liderazgo en equipo y ayudar a los líderes a adquirir las herramientas que necesitan para la excelencia en la gestión.

Sindicatos

Al 31 de diciembre de 2024, el 76% de nuestros empleados estaban representados por sindicatos bajo 19 convenios colectivos separados, el mismo porcentaje que en 2023 y 2022. Nuestros convenios colectivos se renegocian cada dos años. Todos ellos se negociaron durante 2020 y 2021 y hemos cerrado negociaciones con algunos de los restantes en 2023 y 2024. Históricamente, hemos tenido buenas relaciones con nuestros sindicatos y, desde 2002, no hemos experimentado huelgas significativas.

Seguros

Creemos que el nivel de cobertura de seguros que mantenemos para nuestras propiedades, operaciones, personal y negocios es razonablemente apropiado para los riesgos que enfrentamos y es comparable al nivel de cobertura de seguros mantenida por otras empresas de tamaño similar que operan en los negocios en los que estamos involucrados.

Para daños a la propiedad e interrupción del negocio, mantenemos pólizas de seguros para nosotros y las plantas de nuestras subsidiarias con AES Global Insurance Company, una subsidiaria de The AES Corporation. Estas pólizas cubren nuestros activos físicos, como plantas de energía, oficinas, subestaciones y equipos móviles, así como el costo de la interrupción del negocio. Además, tenemos un programa de control de pérdidas que se centra en hacer mejoras que disminuirán el impacto de un evento catastrófico.

También mantenemos cobertura para todos los riesgos de nuestros proyectos de construcción durante el período de construcción, que incluye cobertura de daños materiales, retraso en el inicio, carga marítima, responsabilidad civil y terrorismo. Una vez iniciadas las operaciones, los proyectos se incluyen en nuestras pólizas corporativas de daños a la propiedad e interrupción del negocio.

Localmente, también mantenemos cobertura de responsabilidad civil para los daños causados a terceros, nuestros contratistas y subcontratistas. Además, mantenemos cobertura para nuestras actividades de transporte bajo una póliza de carga marítima para todo tipo de bienes transportados. Para las compras de carbón, mantenemos un seguro de responsabilidad del fletador. También tenemos cobertura para nuestros vehículos, edificios, equipos electrónicos y accidentes personales, incluyendo un seguro de salud complementario para nuestros empleados.

Principales Instalaciones

Activos de Generación

Los activos de generación operados al 31 de diciembre de 2024 son los siguientes:

Activos de Generación – SEN						
Central	**Ubicación**	**Inicio de Operaciones**	**Tipo**	**Fuente Primaria de Energía**	**Unidades**	**Capacidad Instalada (MW)**
AES Andes						
Queltehues	Los Queltehues, Cajón Río Maipo, Región Metropolitana	1948	Hidroeléctrica de Pasada	Deshielos	3	49
Volcán	Cajón Río Maipo, Región Metropolitana	1949	Hidroeléctrica de Pasada	Deshielos	1	13
Alfalfal	Cajón Río Colorado, Región Metropolitana	1991	Hidroeléctrica de Pasada	Deshielos	2	178
Chile Renovables						
Los Cururos	Ovalle, Región de Valparaíso	2014 (Adquirida en 2019)	Parque Eólico	Viento		109
Andes Solar IIA	Calama, Región de Antofagasta	2020	Solar	Sol		81
Los Olmos	Los Angeles, Región de Biobío	2022	Parque Eólico	Viento		110
Campo Lindo	Los Angeles, Región de Biobío	2023	Parque Eólico	Viento		66
Andes Solar IIB	Calama, Región de Antofagasta	2023	Solar	Sol		180
Mesamávida	Los Angeles, Región de Biobío	2022	Parque Eólico	Viento		68
Chile Renovables II						
Bolero	Sierra Gorda, Región de Antofagasta	2018 (Adquirida en 2023)	Solar	Sol		146
San Matías	Los Angeles, Región de Biobío	2023	Parque Eólico	Viento		78
Andes Solar IV	Calama, Región de Antofagasta	2024	Solar	Sol		211
Andes Solar IIB exp	Calama, Región de Antofagasta	2024	Solar	Sol		27
AES Pacifico*						
Atacama Solar	Pica, Tarapaca Region	2021 (Adquirida en 2024)	Solar	Sol		171
Eléctrica Angamos						
Angamos	Mejillones, Región de Antofagasta	2011	Carbón-Vapor	Carbón	2	558
Eléctrica Cochrane						
Cochrane	Mejillones, Región de Antofagasta	2016	Carbón-Vapor	Carbón	2	550
Andes Solar						
Andes Solar	Calama, Región de Antofagasta	2015	Solar	Sol		22
Alto Maipo						
Alto Maipo	Cajón Río Maipo, Región Metropolitana	2022	Hidroeléctrica de Pasada	Deshielos	4	531
Total						**3.148**

* Activos que no son de propiedad, pero son operados por AES Andes.

Activos de Generación – SIN						
Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo	Fuente Primaria de Energía	Unidades	Capacidad Instalada (MW)
AES Colombia						
Chivor	Boyacá, Colombia	1977-1982	Hidroeléctrica de Embalse	Agua	8	1000
Tunjita	Boyacá, Colombia	2016	Hidroeléctrica de Pasada	Agua	1	20
Castilla	Meta, Colombia	2020	Solar	Sol		21
San Fernando	Meta, Colombia	2024	Solar	Sol		61
Brisas	Huila, Colombia	2028	Solar	Sol		27
Total						**1.129**

Activos de Generación – SADI						
Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo	Fuente Primaria de Energía	Unidades	Capacidad Instalada (MW)
TermoAndes						
Salta	Salta, Argentina	1999	Ciclo Combinado	Gas Natural / Diesel	2 turbinas de gas / 1 turbina de vapor	643
Total						**643**

Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)

AES Andes es pionera y líder en América Latina en almacenamiento de energía con 451 MW de baterías en operación en Chile. En 2009, iniciamos operación de las primeras baterías asociadas a nuestras plantas a carbón, poniéndolas al servicio del Coordinador Eléctrico Nacional para proporcionar servicios de regulación primaria de frecuencia.

Además, buscamos fortalecer y flexibilizar el proceso de generación y transmisión de energía con el uso de baterías, apoyando la entrada de capacidad renovable en el sistema eléctrico.

Nuestros activos de almacenamiento de energía en baterías (BESS) al 31 de diciembre de 2024 son:

- Andes BESS, adyacente a la Subestación Andes y con una capacidad de 12 MW - 15 min.
- Angamos BESS, adyacente a la Central Angamos, con una capacidad de 20 MW - 15 min.
- Cochrane BESS, adyacente a la Central Cochrane, con una capacidad de 20 MW - 15 min.
- Virtual Reservoir, integrado a la Central Alfalfal, con una capacidad de 10 MW – 5 hr.
- Virtual Reservoir 2, segunda fase del proyecto Virtual Reservoir, con una capacidad de 50 MW – 4 hr
- BESS integrados al parque Andes Solar:
    - Andes Solar IIA BESS, con una capacidad de 80 MW – 3 hr.
    - Andes Solar IIB BESS, con una capacidad de 129 MW – 5hr.
    - Andes Solar IV BESS, con una capacidad de 130 MW – 5hr.

Activos de Transporte de Gas

Tenemos una participación minoritaria en Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes Argentina S.A.

Unidades de Desalinización de Agua

La ampliación de la producción de agua desalada en el marco de la descarbonización ha significado la valorización de activos como parte de la reconversión tecnológica y las necesidades hídricas de la zona norte de Chile.

En ese contexto, desde 2015 operamos una unidad de desalación de osmosis inversa de 56 l/s en la central térmica Angamos. Esta unidad es utilizada para la generación eléctrica, y los excedentes son vendidos a industriales de Mejillones y Antofagasta.

Por otra parte, contamos con un suministro complementario de energía renovable al proceso de desalación el cual consta de paneles fotovoltaicos que permiten disminuir la huella de carbono de éste.

Adicionalmente, contamos con cuatro unidades desaladoras TVC de 30 l/s cada una (dos en Central Angamos y dos en Central Cochrane) y seis unidades desmineralizadoras EDI de 7 l/s cada una (tres en la central Angamos y tres en la central Cochrane).

Activos de Transmisión y Subestaciones

Chile

Actualmente poseemos 1,061 km de líneas de transmisión de circuito simple y doble y 21 subestaciones para conectar nuestras plantas de energía y las de algunos de nuestros clientes al sistema SEN. También tenemos varios contratos con empresas que utilizan nuestros sistemas de transmisión, incluidos acuerdos con Minera Lomas Bayas y SQM, entre otros. Además, tenemos contratos con Transelec para el uso de sus sistemas e instalaciones de transmisión.

A continuación, se presenta información sobre nuestras líneas de transmisión y subestaciones en el SEN al 31 de diciembre de 2024:

Líneas de Transmisión y Subestaciones	
Longitud de Líneas de 345	140 km (1)
Longitud de Líneas de 220	388 km (1), 152 km (2), 11 km (3), 9 km (4), 20 km (6), 5 km (10)
Longitud de Líneas de 154	1.1 km (7)
Longitud de Líneas de 110	106.7 km (1)
Longitud de Líneas de 66 k	0.1 km (1)
Subestaciones de Propied	Alfalfal (1), Maitenes (1), Queltehues (1), Tap off La Laja (1), (1), Norgener (1), Oeste (1), Minsal (1), La Cruz (1), Andes (1), Nueva Zaldívar (1) Laberinto (1), Enlace (1), Alto Maipo (4), Andes Solar (1), Tap Off Barriles (1), Cochrane (2) Angamos (3), La Cebada (5)
Conexión a Subestaciones	Los Almendros (1), Florida (1), Nogales (1), Charrúa (1), Mantos Blancos (1), Lomas Bayas (1), Crucero (1), Ermita (1), Vizcachas (1), GNL Quintero, Kapatur, Zaldívar y Encuentro (2) Santa Clara (6), Mesamávida (7), Los Olmos (8), Campo Lindo (9) Futuro (10)
Líneas de Transmisión Arrendadas	
Longitud de Líneas de Circ	228 km (1)

(1) Las instalaciones son propiedad de AES Andes.

(2) Las instalaciones son propiedad de Eléctrica Cochrane.

(3) Las instalaciones son propiedad de Eléctrica Angamos.

(4) Las instalaciones son propiedad de Alto Maipo.

(5) Las instalaciones son propiedad de Compañía Transmisora La Cebada.

(6) Transmisora Sur.

(7) Energia Eólica Mesamávida SpA.

(8) Energía Eólica Los Olmos SpA.

(9) Parque Eólico Campo Lindo SpA.

(10) Andes Solar II Spa y Andes Solar IV SpA.

Argentina

Nuestra subsidiaria InterAndes posee la subestación ES Altiplano y ET La Puna y una línea de transmisión de 345 kV de 268 km de longitud que se extiende desde nuestra planta TermoAndes en Argentina hasta el Paso Sico en la frontera chilena. Además, poseemos una línea de transmisión de 345 kV de 140 km que se extiende desde Paso Sico hasta la subestación Andes en el SEN. Estas líneas de transmisión, que utilizamos hasta 2011 para exportar energía generada por nuestra planta TermoAndes al SEN, son actualmente las únicas líneas que conectan ambos países. En junio de 2015, el Ministerio de Energía de Chile emitió el Decreto No.7, en virtud del cual se nos autorizó a exportar e importar energía entre el SEN y el SADI.

Las operaciones de exportación desde Chile a Argentina comenzaron el 15 de diciembre de 2022. A lo largo de 2023, las exportaciones de energía totalizaron 47,8 GWh, de los cuales el 76% del total de exportaciones ocurrió durante la temporada de verano. Durante este período de 300 días,

aproximadamente la mitad de los días registraron exportaciones. Hubo un 71% de días de verano con exportaciones en comparación con un 25% de días de invierno, lo que muestra cuánto más recorte hay durante la temporada de verano.

PROPIEDAD Y ACCIONES

Somos una sociedad anónima cerrada. Al 31 de diciembre de 2024, el patrimonio neto ascendía a US$611 millones. Nuestro capital emitido está dividido en 10.376.645.776 acciones al 31 de diciembre de 2024.

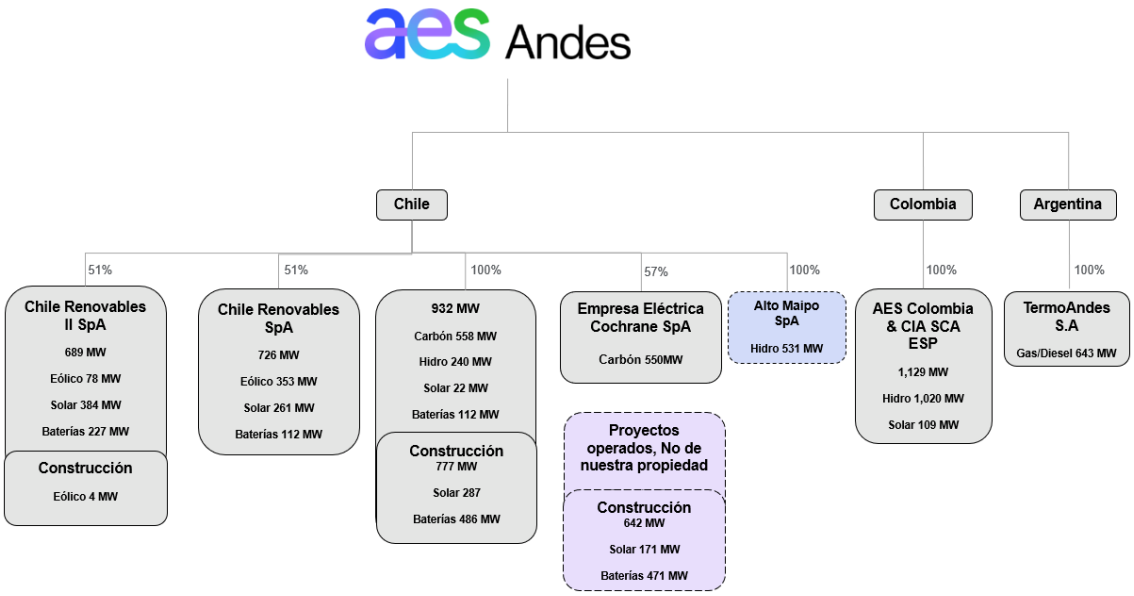
Al 31 de diciembre de 2024, Inversiones Cachagua SpA poseía una participación del 99,50% en AES Andes. Inversiones Cachagua SpA tiene control directo sobre la compañía, no tiene un acuerdo de voto común con otros accionistas y es una subsidiaria de propiedad de The AES Corporation, que posee aproximadamente el 100% de la propiedad. Por lo tanto, The AES Corporation tiene el control final sobre AES Andes.

Principales accionistas al 31 de diciembre de 2024:

NOMBRE	ACCIONES	%
Inversiones Cachagua SpA*	10.185.425.333	98,16
Larraín Vial Corredora de Bolsa	105.102.479	1,01
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	40.518.671	0,39
AES Andes S.A.**	6.809.063	0,07
Santander Corredores de Bolsa Ltda.	6.400.413	0,06
Itaú Corredores de Bolsa Ltda.	5.844.702	0,06
Inversiones Guallatiri Ltda.	4.058.819	0,04
Inversiones Tacora Ltda.	2.860.522	0,03
BCI Corredor de Bolsa S.A.	2.699.777	0,03
BICE Inversiones Corredores de Bolsa S.A.	914.158	0,01
Total 10 mayores	**10.360.633.937**	**99,85**
Otros	16.011.839	0,15
Total acciones	**10.376.645.776**	**100,00**

* Acciones de Cachagua no incluyen aquellas en custodia de Banchile Corredores de Bolsa S.A. y Larraín Vial S.A Corredora de Bolsa, que suman 139.643.160 acciones al 31 de diciembre de 2024.
** compras a propósito del Derecho a Retiro que se gatilló luego de la Junta Extraordinaria de Accionistas del 10 de agosto de 2023.

Estructura Organizacional Simplificada



Cambios importantes en la propiedad

No se registraron cambios materiales en la propiedad de la Compañía en el año 2024.

Dividendos

Política de Dividendos

Históricamente, AES Andes ha tenido una política de dividendos de pagar hasta el 100% de la utilidad neta recurrentes del año anterior, sujeto a las necesidades de caja del negocio.

Nuestra política de pago de dividendos es establecida por nuestros accionistas anualmente, y el pago de dividendos para cada año se basa en el desempeño financiero del año, nuestro saldo de efectivo disponible y las necesidades de financiamiento proyectados para gastos de capital e inversiones para los años siguientes. El pago de dividendos es determinado por nuestro directorio y posteriormente sometido a aprobación en la junta ordinaria anual de accionistas, según lo establecido por la ley chilena. Al 31 de diciembre de 2024, dado los deterioros realizados en Propiedades, Planta y Equipo durante 2020, 2021 y 2023, tenemos pérdidas no absorbidas de años anteriores. Si nuestros accionistas decidieran absorber estas pérdidas, necesitaría ser aprobado en una junta de accionistas.

En agosto de 2024, nuestros accionistas aprobaron una reducción de capital de U.S.$150.0 millones pagados en septiembre de 2024.

Además, en abril de 2024, nuestros accionistas también establecieron nuestra política de dividendos para 2024, que será distribuir hasta el 100% de nuestros ingresos netos generados durante el año fiscal, incluidos los dividendos interinos, sujetos a los factores descritos anteriormente. Tenemos la intención de maximizar las distribuciones a nuestros accionistas en línea con la política que hemos mantenido en el

pasado, las cuales se realizarán en forma de dividendos o capital, previa aprobación de reducciones de capital.

En línea con lo anterior, aprobamos reducciones de capital para AES Andes durante 2022, 2023 y 2024.

Dividendos y otras distribuciones

Las distribuciones pagadas durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 y los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 se muestran en la siguiente tabla:

Dividendos y otras distribuciones			
Fecha de pago	Tipo de distribución	Monto en millones de US$	Monto US$/acción
25 de septiembre de 2024	Reducción de capital	150,0	0,0144556
19 de diciembre de 2023	Reducción de capital	132,0	0,0127209
26 de septiembre de 2023	Reducción de capital	120,0	0,0115645
20 de diciembre de 2022	Reducción de capital	83,9	0,0080951
25 de noviembre de 2022	Reducción de capital	40,0	0,0038549
10 de junio de 2022	Reducción de capital	132,0	0,0127209
31 de mayo de 2021	Dividendo provisorio	47,7	0,0046083

El 20 de diciembre de 2024, otorgamos un préstamo a Inversiones Cachagua SpA, nuestro accionista controlador, por un monto de U.S.$89 millones, que fue negociado en condiciones de mercado y tiene términos estándar de mercado.

Filiales

Nuestras principales subsidiarias operativas consolidadas incluyen:

- AES Colombia & CIA S.C.A. E.S.P., o “AES Colombia”, que es propiedad en un 99.978% de Norgener Foreign Investment SpA y opera (i) una planta hidroeléctrica de 1,000 MW y una planta hidroeléctrica de 20 MW de pasada, (ii) la planta de energía solar Castilla de 21 MW, la planta de energía solar San Fernando de 61 MW y la planta de energía solar Brisas de 27 MW y (iii) 1,149 MW de proyectos eólicos en desarrollo, todos ubicados en Colombia;

- Andes Solar SpA, o “Andes Solar”, que es propiedad al 100% de AES Andes y opera una planta solar de 22 MW en la parte norte de Chile;

- Andes Solar II SpA o “Andes Solar II”, que es propiedad indirecta en un 51% de AES Andes a través de Chile Renovables SpA, que opera y posee (a) la planta Andes Solar IIA de 81 MW (que incluye un proyecto BESS de 80 MW – 3 horas), (b) la planta solar Andes Solar IIB de 180 MW (que incluye un proyecto BESS de 112 MW – 5 horas) con una capacidad total de 373 MW en la parte norte de Chile, y (c) la expansión Andes Solar IIB de 27 MW (que incluye un proyecto BESS de 17 MW – 5 horas);

- Chile Renovables SpA o “Chile Renovables”, que es propiedad en un 51% de AES Andes, posee el 100% de Los Cururos; el 100% de Andes Solar II SpA, el 100% de Energía Eólica Los Olmos SpA, el 100% de Parque Eólico Campo Lindo SpA, el 99.9% de Bolero Solar SpA y el 100% de Energía Eólica Mesamávida SpA;

- Chile Renovables II SpA, o “Chile Renovables II”, que es propiedad en un 51% de AES Andes, posee el 99.9% de Energía Eólica San Matías SpA y el 100% de Andes Solar IV SpA;

- Compañía Transmisora La Cebada S.A o “La Cebada”, que es propiedad en un 99.99% de AES Andes y posee una subestación eléctrica en la Región de Coquimbo en el norte de Chile;

- Empresa Eléctrica Angamos SpA, o “Eléctrica Angamos”, que es propiedad directa al 100% de AES Andes y opera dos unidades de carbón con una capacidad total de 558 MW y una instalación BESS de 20 MW en la parte norte de Chile y posee el 100% de Compañía Transmisora Angamos SpA;

- Empresa Eléctrica Cochrane SpA, o “Eléctrica Cochrane”, que es propiedad indirecta en un 57% de AES Andes y opera una planta de carbón de 550 MW y una instalación BESS de 20 MW en la parte norte de Chile;

- Energía Eólica Los Olmos SpA o “Los Olmos”, que es propiedad en un 51% de AES Andes a través de Chile Renovables SpA y posee un parque eólico de 110 MW en la parte sur de Chile;

- Energía Eólica Mesamávida SpA o “Mesamávida”, que es propiedad en un 51% de AES Andes a través de Chile Renovables SpA y posee un parque eólico de 68 MW en la parte sur de Chile;

- Energía Eólica San Matías SpA o “San Matías”, para la cual AES Andes posee, indirectamente, el 51% de sus acciones de la Serie A que están relacionadas con un parque eólico de 78 MW propiedad de San Matías; y, directamente, el 100% de sus acciones de la Serie B que están relacionadas con un proyecto de 4 MW actualmente en construcción; ambos proyectos están en la parte sur de Chile;

- Gener Argentina, S.A. o “Gener Argentina”, que posee el 86.9% y el 66.9% de InterAndes y TermoAndes, respectivamente;

- InterAndes S.A., o “InterAndes”, que posee una línea de transmisión de 345 kV y 268 km que conecta TermoAndes con el SEN;

- Norgener Foreign Investment SpA, o “NFI”, que es propiedad al 100.00% de AES Andes y posee el 99,978% de AES Colombia (como se define anteriormente) y el 7,96% de Gener Argentina S.A;

- Parque Eólico Campo Lindo SpA o “Campo Lindo”, que es propiedad indirecta en un 51% de AES Andes y posee un parque eólico de 66 MW en la parte sur de Chile;

- Parque Eólico Los Cururos SpA o “Los Cururos”, que es propiedad indirecta en un 51% de AES Andes, a través de Chile Renovables SpA y opera un parque eólico de 109 MW en la parte norte de Chile;

- TermoAndes S.A., o “TermoAndes”, que es propiedad directa e indirecta al 100% de AES Andes y posee y opera una planta de ciclo combinado de 643 MW en Argentina que está conectada al SADI y al SEN;

- Inversiones Cochrane SpA o “Inversiones Cochrane”, que es propiedad indirecta en un 51% de AES Andes y que posee el 60% de Empresa Eléctrica Cochrane SpA;

- Compañía Transmisora Sur SpA o “Transmisora Sur”, que es propiedad directa al 100% de AES Andes y opera un sistema de líneas de transmisión de 220Kv en la parte sur de Chile;

- Bolero SpA o “Bolero”, para la cual AES Andes posee, indirectamente, el 51% de sus acciones de la Serie A a través de Chile Renovables SpA y opera una planta solar de 146 MW en la parte norte de Chile; y, directamente, el 100% de las acciones de la Serie B en Bolero relacionadas con un sistema de almacenamiento de energía en baterías actualmente en construcción;

- Andes Solar IV SpA o “Andes IV”, que es propiedad indirecta en un 51% de AES Andes y opera una planta solar de 211 MW y un BESS de 130 MW – 5 horas.

Además, las siguientes subsidiarias de AES Andes S.A. poseen proyectos de energía renovable y líneas de transmisión, que forman parte de nuestro pipeline y están en diferentes fases de desarrollo: (i) Energía Eólica Paposo SpA; (ii) Energía Eólica Curauma SpA; (iii) Cristales SpA; (iv) Chagual Energía SpA; (v) Energía Eólica Rinconada SpA; (vi) Energía Eólica Don Álvaro SpA; (vii) Transmisora Tal Tal SpA; (viii) Empresa Eléctrica Lagunas SpA (ix) San Carlos SpA; (x) Solar Oriente SpA; (xi) Llanos del Sol SpA; (xii) Cerro Los Dorados SpA; (xiii) Konavle SpA; (xiv) El Trébol SpA y (xv) La Baluma SpA.

No consolidamos la posición financiera ni los resultados operativos de Alto Maipo SpA, o “Alto Maipo”, el 100% del capital social del cual es propiedad, directa e indirectamente, de AES Andes. Alto Maipo posee y opera una planta hidroeléctrica de pasada de 531 MW en la parte central de Chile, que se completó al 100% el 26 de marzo de 2022 (2 unidades de la planta Volcán) y el 14 de abril de 2022 (2 unidades de la planta Alfalfal II). En mayo de 2022, Alto Maipo completó un procedimiento de reorganización en los Estados Unidos de América de acuerdo con las reglas establecidas en el Capítulo 11 del Título 11 del Código de los Estados Unidos. Al final del proceso de reestructuración, nuestra administración determinó que, aunque el capital social de Alto Maipo era propiedad al 100% de AES Andes, debido a que el poder de toma de decisiones sobre los asuntos que más impactan significativamente el desempeño económico de Alto Maipo es compartido entre los prestamistas y los accionistas, AES Andes no controla Alto Maipo y AES Andes ya no consolida esta entidad.

También tenemos inversiones en otros valores de capital. Dado que tenemos menos del 20% de propiedad, no tenemos una influencia significativa sobre estas entidades y, por lo tanto, se presentan como activos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas. Estas inversiones son:

- Gasoducto GasAndes Argentina S.A., o “GasAndes Argentina”, una empresa argentina que es propiedad en un 13% por nosotros y transporta gas natural a través de un gasoducto desde la Provincia de Mendoza en Argentina hasta la frontera chilena; y
- Gasoducto GasAndes S.A., o “GasAndes Chile”, una empresa chilena que es propiedad en un 13% por nosotros y transporta gas natural a través de un gasoducto desde la frontera argentina hasta la Región Metropolitana de Santiago.

GOBIERNO CORPORATIVO

Marco Ético

En AES Andes contamos con un Código de Conducta y Ética, un Código de Ética para Proveedores AES y un Programa de Ética y Cumplimiento, aprobados por el Directorio, que tienen por objetivo que nuestros negocios se conduzcan con los más altos estándares de integridad y excelencia.

El Código de Ética y Conducta regula las acciones de todas las personas que trabajan en la compañía, incluyendo nuestras empresas filiales, así como también nuestro Código de Conducta para Proveedores de AES Andes, el cual define los requisitos y expectativas básicas aplicables a todos los proveedores, contratistas, consultores e intermediarios externos nuestros y de nuestras filiales.

El Código de Conducta para Proveedores de AES Andes está incorporado en nuestros contratos con proveedores, quienes son responsables de garantizar que sus subcontratistas cumplan también con dicho código. El Código de Conducta para proveedores de AES Andes establece requisitos respecto de cumplir con todas las leyes aplicables, cumplir íntegramente el contrato, proporcionar un entorno de trabajo seguro, competir de manera justa, mantener libros y registros comerciales exactos, evitar la corrupción y el soborno, evitar conflictos de intereses, evitar regalos y entretenimientos exagerados, seguir los controles comerciales, respetar los derechos humanos (en específico cumplir con todas las leyes de trabajo infantil aplicables y solo emplear a trabajadores que cumplan con el requisito de edad mínima legal aplicable en el país), crear un negocio sostenible, proteger la información confidencial, evitar el uso de materias primas extraídas en una zona de conflicto armado o comercializadas ilícitamente, respetar la propiedad intelectual, garantizar la ciberseguridad, proteger la privacidad, y cómo plantear una pregunta o preocupación respecto de alguna violación a este código.

Por su parte, nuestro Programa de Ética y Cumplimiento recoge los requisitos legales y reglamentarios de Chile, Colombia y Argentina en materia de cumplimiento, tales como los estipulados en la Ley N°20.393 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas (en el caso chileno), la U.S. Foreign Corrupt Practices Act (ley de Estados Unidos sobre Prácticas Corruptas en el Extranjero) y demás legislación aplicable. El Código de Conducta, sumado al Programa de Ética y Cumplimiento, definen nuestras prácticas de negocio y son parte integral de nuestra cultura. Para asegurar su adhesión y cumplimiento, se llevan a cabo las siguientes acciones:

- Los programas educativos de ética y cumplimiento actualmente vigentes forman parte integrante del Programa de Ética y Cumplimiento. Se exige la asistencia periódica (de manera presencial o virtual) de todas las personas de la compañía a los programas de capacitación y educación sobre ética y cumplimiento que sean adecuados para sus responsabilidades.
- El objetivo de los programas de capacitación y educación en virtud del Programa de Ética y Cumplimiento consiste en educar a las personas de la compañía en materia de políticas y procedimientos específicos establecidos en el Programa de Ética y Cumplimiento, y en el Código de Conducta, además de facilitar a las personas de la compañía todas las herramientas necesarias para tomar buenas decisiones al momento de enfrentarse con dilemas de ética o situaciones comerciales desafiantes.
- Los programas de capacitación sobre Ética y Cumplimiento son administrados desde nuestra matriz en Arlington, y son implementados en forma local por el Oficial de Cumplimiento.
- El Código de Conducta es difundido, certificando su recepción, a todos los colaboradores/as, contratistas, proveedores y socios comerciales. Cada dos años se solicita ratificar que todas las

personas que trabajan en la compañía han leído y entendido el Código de Conducta, y que se comprometen a cumplirlo.
- Nuestros trabajadores aceptan expresamente el Código de Conducta al momento de su incorporación a la compañía, certificando el haberlo leído y comprendido correctamente.
- El Programa de Ética y Cumplimiento contempla que, previa celebración de cualquier tipo de transacción con terceros, el /la colaborador/a de AES Andes y sus filiales debe completar el proceso de revisión de cumplimiento contractual respecto del socio comercial propuesto.

Departamento de Ética y Cumplimiento

Nuestro Departamento de Ética y Cumplimiento (E&C), liderado por la Gerente de Ética y Cumplimiento, es el encargado de velar por la adherencia al Código de Conducta, y al Programa de Ética y Cumplimiento. Proporciona capacitaciones, información y programas de certificación para nuestros/as colaboradores/as, con el propósito de difundir el Código de Conducta, y promover una cultura organizacional que fomente el comportamiento ético y el compromiso con el cumplimiento de las leyes. Además, monitorea y hace cumplir nuestras políticas sobre corrupción, soborno, lavado de dinero y asociaciones con grupos terroristas.

Algunas de las capacitaciones y programas de apoyo a la ética y su cumplimiento son:

- Programa Campeones de Ética: Fomenta y promueve el debate en torno a temas contingentes y desafiantes a los que podemos vernos enfrentados.
- Capacitación sobre el Código de Conducta de la empresa: Promueve la importancia de ejercer el buen criterio en la toma de decisiones comerciales con la mirada puesta en la compañía en su totalidad. Brinda orientación ante situaciones prácticas de negocios, e informa dónde acudir en caso de dudas o situaciones difíciles al momento de la toma de decisiones comerciales.

El proceso de revisión de cumplimiento contractual incluye evaluar el riesgo que conlleva una operación en particular, llevar a cabo un due diligence (diligencia debida) de cumplimiento adecuado para cada operación con la posible contraparte, incorporar términos en virtud de las pautas de cumplimiento contractual en el contrato escrito con la contraparte, y obtener la aprobación del Departamento de Cumplimiento que corresponda antes de contratar al socio comercial.

Políticas que resguardan nuestro actuar

- Política anticorrupción

Nuestra Política de Anticorrupción establece la prohibición de ofrecer o dar objetos de valor a cualquier persona incluyendo funcionarios de gobierno o empresas comerciales particulares, ya sea directa o indirectamente, que busquen influir indebidamente en cualquier decisión. Como parte de nuestro compromiso con nuestros valores, nuestra política anticorrupción prohíbe estrictamente la corrupción en cualquier forma, incluyendo dar o aceptar sobornos, incluso si esta prohibición resulta en que AES Andes pierda una oportunidad de negocio. Los pagos de facilitación, definidos como pequeños pagos a funcionarios gubernamentales de bajo nivel, destinados a acelerar o asegurar el desempeño de una acción gubernamental de rutina, no discrecional, también están prohibidos por la política.

La política también establece que todas las contribuciones benéficas y donaciones políticas deben cumplir con las leyes locales aplicables y la Política de Contribuciones Benéficas y Donaciones Políticas de AES, que exige que todas las contribuciones caritativas y donaciones políticas realizadas por AES Andes, o en nombre de AES Andes, sean enviadas con antelación al Departamento de Ética y Cumplimiento para su revisión.

También se prohíbe solicitar o aceptar objetos de valor de parte de socios comerciales, actuales o futuros, a cambio de hacer negocios o tener un trato favorable con AES Andes.

- Modelo de prevención de delitos de la Ley 20.393 sobre responsabilidad penal de las personas jurídicas

La Ley N° 20.393 establece sanciones a aquellas empresas que cometan delitos de i) lavado de activos, ii) financiamiento del terrorismo, iii) cohecho de funcionarios públicos nacionales o extranjeros, cuando los mismos fueran cometidos en interés o beneficio de la empresa, iv) receptación, v) corrupción entre particulares, vi) negociaciones incompatibles, vii) administración desleal, viii) apropiación indebida, ix) contaminación de aguas, causando daño a los recursos hidrobiológicos, x) procesamiento, apozamiento, transformación, transporte, comercialización y almacenamiento de recursos hidrobiológicos vedados y la elaboración, comercialización y almacenamiento de productos derivados de estos, xi) realización de actividades extractivas en áreas de manejo y explotación de recursos bentónicos sin los derechos correspondientes y xii) procesamiento, elaboración o almacenamiento de recursos hidrobiológicos o productos derivados de ellos, respecto de los cuales no se acredite su origen legal, y correspondan a recursos en estado de colapsado o sobreexplotado; y su comercialización, xiii) ordenar concurrir al trabajo a un trabajador, a sabiendas que se encuentra en cuarentena o aislamiento sanitario obligatorio decretado por la autoridad sanitaria, xiv) obtención fraudulenta de subsidio de desempleo, xv) organizar, financiar o inducir a la creación y funcionamiento de milicias privadas o similares, poseer ciertas armas, químicos o explosivos sin la correspondiente inscripción y otras conductas similares, xvi) trata de personas. captar, trasladar, acoger o recibir personas para que sean objeto de explotación sexual, trabajos forzados, servidumbre o esclavitud o extracción de órganos, xvii) robo, hurto de madera, xviii) posesión de madera sin acreditar origen legal, xix) delitos informáticos.

Durante 2022, la compañía finalizó su proceso de certificación de su modelo de prevención de delitos conforme a la Ley 20.393. En 2023 y a raíz de la publicación de la ley 21.595 que regula los delitos económicos, el área de Compliance de AES Andes comenzó la actualización del Modelo de Prevención de Delitos que incluye una revisión de la matriz de riesgos e impulsar los cambios relacionados con controles internos que sean necesarios para continuar con nuestro compromiso por la transparencia y el cumplimiento normativo.

- Política de donaciones

Como compañía, entendemos como donaciones, cualquier objeto de valor entregado a individuos, empresas u organizaciones con fines caritativos o altruistas. No permitimos donaciones a cambio de beneficios financieros, recomendaciones, trato preferente u otra influencia inapropiada. Previo a comprometer un aporte o donación, se debe obtener la aprobación del Departamento de Ética y Cumplimiento.

- Política de regalos y entretenimiento

Bajo ninguna circunstancia, los colaboradores de AES Andes recibimos u ofrecemos regalos que comprometan o parezcan comprometer la capacidad de actuar de acuerdo a los mejores intereses de la empresa. Los regalos deben ser legales y de costumbre en la jurisdicción donde se entreguen o reciban. También deben ser razonables, apropiados a la ocasión y no excesivos en cuanto a su valor.

- Política de conflictos de intereses

Un conflicto de interés puede surgir cuando el actuar o la toma de decisiones de un colaborador o colaboradora, al ejecutar sus responsabilidades profesionales, se ve afectado o influido por alguna situación de carácter personal. Por lo anterior, deberán evitarse situaciones que pudieran crear o inclusive dar la apariencia de crear un conflicto entre los intereses personales y los intereses de la empresa.

- Política de prevención de la discriminación y el acoso

Nuestra fuerza laboral está conformada por personas de diversos orígenes y culturas, y para nosotros la diversidad forma parte de nuestro ADN. Por esto, los procesos de reclutamiento, contratación, capacitación, desarrollo y compensación en la compañía se basan en las calificaciones, el desempeño, las habilidades y la experiencia, entendiendo que la diversidad e inclusión, es una ventaja competitiva que agrega valor a la gestión, en un contexto que requiere cada vez mayor capacidad de competitividad, innovación y flexibilidad.

Así, nuestras filiales se comprometen a:

- Promover la diversidad y el respeto por las diferencias, con el fin de asegurar la sinergia de visiones e ideas en sus equipos de trabajo.
- Respetar los derechos básicos de todos los/as colaboradores/as, sin que haya discriminación por raza, etnia, color, género, idioma, nacionalidad o por cualquier otro motivo como religión, edad, orientación e identidad sexual, opinión política, condición social o discapacidad.
- Promover una cultura con igualdad de oportunidades, garantizando el desarrollo y retención de personas talentosas que se desenvuelvan en un ambiente armónico y desafiante para poder seguir creciendo en la compañía.
- Incorporar lenguaje inclusivo en las comunicaciones y actividades corporativas para evitar sesgos y estereotipos.
- Mantener los esfuerzos para que los/as colaboradores/ as puedan conciliar su vida laboral, familiar y personal, brindando apoyo tanto a la maternidad como a la paternidad para favorecer la vida integral de las personas.

- Política de libre competencia

Nuestra Política de Libre Competencia brinda pautas internas respecto a las formas correctas de prevención en la ocurrencia de conductas riesgosas o lesivas para la libre competencia, y busca el cumplimiento de la legislación chilena aplicable. Mediante esta política, nuestra compañía busca garantizar que su participación y desempeño en el mercado no constituya una condición que impida o dificulte injustamente la competencia en él, desincentivando y previniendo toda conducta que pueda considerarse contraria a la libre competencia en el mercado, además de buscar formas de facilitar e incrementar la competencia mediante la promoción de prácticas procompetitivas.

Todos los colaboradores de AES Andes tienen estrictamente prohibido, ya sea directa o indirectamente, realizar cualquier tipo de conducta que impida, restrinja o entorpezca la libre competencia, o que tienda a producir dichos efectos.

- Política de Derechos Humanos

Manifestamos nuestro compromiso con la Declaración de Derechos Humanos adoptada por la 3ra Asamblea General de las Naciones Unidas, el 10 de diciembre de 1948, en París. Formalizamos las herramientas que la empresa ya utilizaba para realizar negocios (como promover que se lleven a cabo evaluaciones de riesgos, asegurar ambientes laborales sanos y seguros, y trabajar en conjunto con las comunidades), mediante nuestra Política de Derechos Humanos guiada por nueve principios para la gestión cotidiana de los negocios en toda su cadena de valor:

1. Equidad de trato y dignidad de la persona.
2. No permitir el trabajo infantil y no emplear a adolescentes en actividades nocturnas, peligrosas e insalubres, respetando siempre las leyes locales sobre la materia.
3. Combatir la práctica de discriminación en todas sus formas y valorar la diversidad.
4. Prevención del acoso moral y acoso sexual.
5. Respeto a la libre asociación y derecho a la negociación colectiva.
6. Derechos laborales de los/as colaboradores/as.
7. Acceso a actividades de educación y desarrollo.
8. Ofrecer un lugar de trabajo seguro y saludable.
9. Diálogo interno y libertad de opinión y expresión, sin que derive en ningún tipo de represalia.

Reconocemos la importancia del diálogo con nuestras comunidades y grupos de interés que son o podrían verse afectadas por nuestras acciones, para encontrar formas de ofrecer una solución efectiva dondequiera que ocurran impactos sobre los derechos humanos. No toleramos ninguna forma de amenaza, espionaje, acoso, violencia o acción de represalia contra cualquier individuo, grupo, u organización (tales como colaboradores/as, contratistas, comunidades o miembro de cualquier grupo, activista, defensor de los derechos humanos u organización de la sociedad civil). Los alentamos a hablar, sin temor a represalias, sobre cualquier inquietud que puedan tener, incluso a través de nuestra línea de ayuda.

Sistema de gestión de Derechos Humanos de AES Colombia

Desde el año 2020, AES Colombia comenzó a realizar AES Colombia posee un Sistema de Gestión en Derechos Humanos (DDHH) de conformidad con los Principios Rectores de las Naciones Unidas que les permite reafirmar su responsabilidad y compromiso de respetar los derechos humanos de todas las personas con las que se relacionan.

Mecanismos de reclamación

La compañía cuenta con distintos mecanismos de reclamación para sus diversos grupos de interés, entre ellos:

- Línea de ayuda de AES

La Línea de Ayuda AES es un instrumento de uso público, disponible vía telefónica y web las 24 horas los siete días de la semana, para que nuestros colaboradores y colaboradoras, proveedores, clientes, personas de la comunidad o cualquier otro interesado realice consultas, solicite asesoramiento, denuncie violaciones a la ley, o al Programa de Ética y Cumplimiento, o al Código de Ética y Conducta. La línea es administrada por un proveedor externo, quien deriva los reportes al Departamento de Ética y Cumplimiento para que sean investigados; además, permite hacer contacto de manera anónima, asignando un número de asunto y un número de identificación personal (PIN) a la persona que está reportando para que pueda seguir comunicándose anónimamente con el departamento en el curso de la investigación que corresponda.

- Procedimientos de consulta y reclamos

El Departamento de Ética y Cumplimiento también recibe y gestiona preguntas e inquietudes directamente vía teléfono, correo electrónico o de manera presencial, además de investigar y brindar asesoramiento cuando la gerencia u otros departamentos reciben y les refieren asuntos de esa índole.

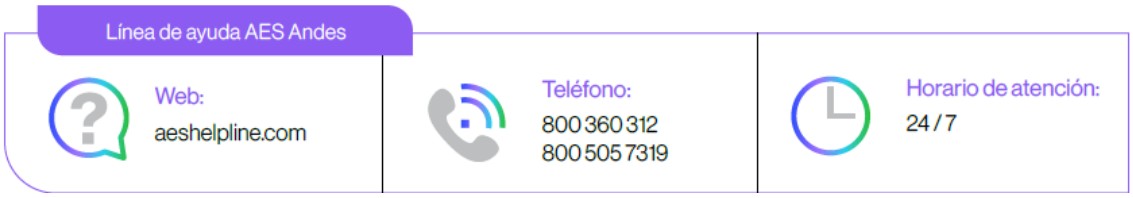
Todo lo que se comunica a través de cualquiera de las vías, tiene debido seguimiento y respuesta. Los pasos correspondientes a la investigación, los hallazgos y las acciones correctivas resultantes, se consignan en la base de datos confidencial de investigaciones del departamento. Para propósitos de seguimiento, los reportes se categorizan en denuncias (incluyen preocupaciones con respecto a actividades impropias o ilegales que requieran investigación,) o en consultas (incluyen solicitudes de asesoramiento sobre cuestiones sustantivas, como conflictos de interés y donaciones). Estos datos son útiles en el trabajo con la gerencia para identificar tendencias y desarrollar pasos proactivos para prevenir incidentes futuros.

Como parte de este análisis, las denuncias se clasifican en cinco tipos:

1. Informes y controles financieros.
2. Comportamiento y políticas de personal.
3. Interacciones comerciales.
4. Propiedad y activos de la compañía.
5. Seguridad, medio ambiente y derechos humanos.

Cuando se confirma una alegación, el área de Compliance trabaja con las áreas relevantes para definir las acciones correctivas apropiadas, a fin de resolver problemas existentes, solucionar problemas pasados y, en lo posible, evitar controversias similares en el futuro. Compliance investiga y responde todas las acusaciones y preguntas, colaborando con las distintas gerencias respecto a medidas disciplinarias y correctivas para garantizar la coherencia con las leyes y regulaciones del país, nuestros valores y políticas.

Cada investigación y consulta se documenta cuidadosamente en la línea de ayuda. AES Andes se compromete a realizar todos los esfuerzos razonables para proteger la confidencialidad de los reportes y no tolerar represalias en contra de ninguna persona que plantee dudas o informe de buena fe una conducta inapropiada.



Estructura de Gobierno Corporativo

Contamos con lineamientos de Gobierno Corporativo para que las partes interesadas, y el público en general, tengan acceso a nuestras prácticas corporativas.

Órganos de Gobierno Corporativo

Junta Ordinaria de Accionistas

Nuestros accionistas se reúnen en una Junta Ordinaria y, de ser necesario, en Juntas Extraordinarias. La primera se celebra una vez al año, dentro del primer cuatrimestre de cada año, para decidir respecto a las materias propias de su conocimiento, donde pueden participar y ejercer su derecho a voz y voto los titulares

de las acciones que al momento de iniciarse la respectiva Junta figuren como accionistas en el Registro de Accionistas. La citación a la junta se efectuará por medio de un aviso destacado que se publicará, a lo menos, por 3 veces en días distintos en el periódico de domicilio social que haya determinado la junta de accionistas –los últimos años se ha utilizado El Pulso-, a falta de acuerdo o en caso de suspensión o desaparición de la circulación del periódico designado, en el Diario Oficial. Los avisos de citación se deben publicar dentro de los 20 días anteriores a la fecha de su celebración, el primer aviso no podrá publicarse con menos de 10 días de anticipación a la respectiva junta.
Las juntas se constituyen en primera citación con la mayoría absoluta de las acciones emitidas con derecho a voto, y, en segunda citación, con las que se encuentren presentes o representadas, cualquiera sea su número. Los acuerdos se adoptan por mayoría absoluta de las acciones presentes o representadas con derecho a voto, a menos que la ley o los estatutos de la sociedad contemplen una mayoría mayor.

En 2024, la Junta Ordinaria se celebró con fecha 29 de abril. Se realizaron también Juntas Extraordinarias el 29 de abril, y el 13 de agosto de 2024.

Durante el año en reporte no recibimos comentarios o proposiciones relativas a la marcha de los negocios sociales de parte de accionistas que poseen o representan 1% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 74 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas y el artículo 13 del reglamento de la ley.

Directorio

El Directorio es el órgano colegiado al que, de acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas y nuestros estatutos, le corresponde la administración de AES Andes. Está compuesto por siete miembros titulares, todos ellos elegidos por un período de tres años en la junta general ordinaria de accionistas.

En caso de producirse una vacante, el Directorio podrá o no elegir a un director temporal para cubrirla. Las reuniones ordinarias del consejo de administración se celebran trimestralmente, mientras que las reuniones extraordinarias se celebran cuando las cite especialmente el Presidente del Directorio, por sí o a petición de uno o más directores. No existe ningún requisito para que los directores posean acciones de la compañía, ni se ha establecido un límite de edad para su jubilación.

El domicilio social de cada uno de nuestros directores es el de nuestras oficinas ejecutivas principales, ubicadas en Los Conquistadores 1730, Piso 10, Providencia, Santiago, Chile.

El Directorio designa al Gerente General, quien asume todas las obligaciones inherentes a un agente comercial y otras que le impone la ley, así como aquellas que el directorio establezca expresamente.

- Directores Titulares al 31 de diciembre de 2024:

Juan Ignacio Rubiolo **Presidente del Directorio** - Licenciado en Ciencias Empresariales, Universidad Austral, Argentina. - MBA Universidad de Virginia, USA. - Máster en Administración de Proyectos, Universidad de Quebec, Canadá. - Nacionalidad: Argentino - En el cargo desde abril 2019	**Arminio Borjas** **Director Titular** - Abogado, Universidad Católica Andrés Bello, Venezuela. - Maestría en Estudios Internacionales, American University, Washington D.C. - Nacionalidad: Venezolano - En el cargo desde abril 2008
Ricardo Manuel Falú **Director Titular** - Contador Público Nacional con un Executive MBA (Maestría Ejecutiva en Administración de Empresas) del IAE Business School graduado con grado en Administración y Estudios Ejecutivos Financieros y de Gestión en Darden, Wharton y Harvard. - Advanced Management Program de Wharton. - Nacionalidad: Argentina - En el cargo desde agosto 2022	**Giselle Leger** **Directora Titular** - Título en derecho de la Pontifica Universidad Católica Madre y Maestra de la República Dominicana. - Máster en Negocios y Legislación Económica de la Pontifica - Universidad Católica Madre y Maestra de la República Dominicana. - Nacionalidad: Dominicana - En el cargo desde agosto 2022
Madelka McCalla **Directora Titular** - Bachelor's Degree Ciencia Política y Sociología. McGill University, Canadá. - Masters Degree en Global Governance and International Relations, TU Darmstadt, Alemania. - Nacionalidad: Panameña - En el cargo desde abril 2019	**Taylor Sloane** **Director Titular** - MBA INSEAD Business School, USA - Nacionalidad: Estadounidense - En el cargo desde octubre 2024
Bernerd da Santos **Director Titular** - Licenciado en Administración Comercial, Universidad José María Vargas, Venezuela. - Máster en Finanzas y Gerencia Empresarial Universidad José María Vargas, Venezuela. - Nacionalidad: Venezolano - En el cargo desde abril 2024	

- Remuneración del Directorio

De acuerdo con nuestros estatutos, nuestro Directorio no recibe remuneración. Durante el ejercicio 2024, no recibió remuneración ni estipendio por funciones o gastos adicionales, como representación, viajes o regalos.

Durante los ejercicios 2024 y 2023, las remuneraciones pagadas a los miembros del Comité de Directores, en miles de dólares, ascienden a los montos detallados en el siguiente cuadro:

Nombre	Cargo	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Gonzalo Parot Palma	Director	48	117
Radovan Roque Razmilic Tomicic	Director	48	117
Daniel Mauricio Fernandez Koprich	Director	48	117
	Total	**144**	**351**

- Conflictos de intereses

Nuestras normas de gobierno corporativo y las leyes aplicables requieren la separación de los cargos del Presidente del Directorio y el Gerente General. A la vez, ningún ejecutivo de la compañía puede actuar como Director de AES Andes. Creemos que esta separación proporciona un fuerte liderazgo al Directorio, y, a su vez, posiciona al Gerente General como cabeza de la compañía frente a inversores, contrapartes, empleados y partes interesadas, evitando así posibles conflictos de interés entre la gerencia y el Directorio.

Contamos con una Política de Conflicto de Intereses, ya mencionada en este capítulo, guiada por estrictos estándares respecto a operaciones con personas que guarden un grado de relación o parentesco entre sí. De existir, éste debe ser revelado y la gerencia trabajará con su Departamento de Ética y Cumplimiento para encontrar soluciones apropiadas al conflicto de interés.

- Funcionamiento sesiones del Directorio

Contamos con Lineamientos de Gobierno Corporativo de AES Andes que contemplan guías para el funcionamiento de las sesiones del Directorio y establecen que la asistencia mínima para éstas es del 75%.

El Directorio se reúne trimestralmente, periodicidad establecida en los estatutos de la sociedad según un calendario prefijado anualmente, y, adicionalmente, cada vez que las necesidades de la Sociedad lo requieren.

Los directores dedican tiempo adecuado tanto en forma presencial como remota a las sesiones de Directorio. La compañía permite que los directores puedan participar en forma permanente en las sesiones de Directorio mediante medios remotos, ya que hemos implementado sistemas de telecomunicación que permiten el desarrollo de las reuniones en forma segura, y que garantizan la adecuada participación de sus miembros.

Las materias que se tratarán, junto con toda la información necesaria para adoptar decisiones, son puestas a disposición de los miembros del Directorio con la anticipación adecuada (entre 3 y 5 días) por parte de la administración. Las actas de cada sesión son puestas a disposición de los directores para su firma mediante medios tecnológicos.

Los miembros del Directorio están facultados para contactar o reunirse directamente con la administración de la sociedad, con el objeto de recabar información o discutir las materias que estimen del caso.

Adicionalmente, el Directorio se reúne al menos tres veces al año con la empresa de auditoría externa a cargo de auditar los estados financieros, para revisar, entre otras materias:

1) El Programa de Auditoría y avance del mismo.
2) La carta a la administración: ambiente de control interno, deficiencias identificadas y planes de remediación.
3) Enfoque, impactos y procedimientos de auditoría realizados para las principales transacciones del período.
4) Informes de revisión limitada y de auditoría anual a los Estados Financieros.
5) Otras consideraciones respecto a las prácticas de Gobierno Corporativo de acuerdo a lo establecido por la Norma de Carácter General N° 385.

- Delegación de autoridad del Directorio

Nuestro Directorio delega su autoridad para la administración y gestión de la compañía en la figura del Gerente General y los ejecutivos, quienes son designados conforme a las necesidades del negocio. Éste entrega algunas de sus facultades mediante un esquema de poderes, validado por el Directorio, en el cual se establecen protocolos sobre los niveles de competencias, acorde a la materia tratada.

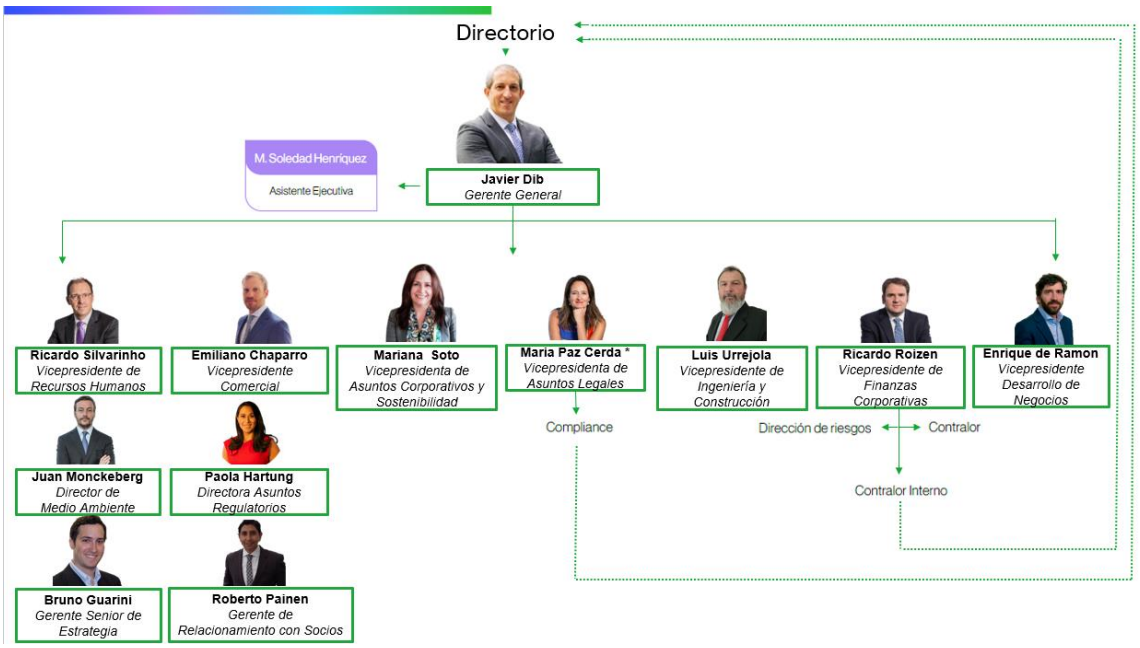
Ejecutivos

- Ejecutivos principales al 31 de diciembre de 2024:

Javier Dib **Gerente General** - En el cargo desde agosto de 2022 - Contador, Universidad Nacional de Tucumán - Maestría Darden Business School University of Virginia - Maestría Universidad de Belgrano - Nacionalidad: Argentina	**Ricardo Roizen Gottlieb** **Vicepresidente de Finanzas Corporativas** - En el cargo desde mayo de 2018 - Ingeniero comercial, Pontificia Universidad Católica de Chile - MBA de la Universidad de Chile - Nacionalidad: Chilena
Emiliano Chaparro **Vicepresidente Comercial** - En el cargo desde octubre de 2020 - Ingeniero Industrial, Instituto Tecnológico de Buenos Aires - Emerging Leaders Program, Darden University, Virginia, Estados Unidos - Nacionalidad: Argentina	**María Paz Cerda Herreros *** **Vicepresidenta de Asuntos Legales** - En el cargo desde agosto de 2018 - Abogada Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile. - Master of Law (LLM) degree in Commercial and Corporate Law, London School of Economics and Political Science, Reino Unido. - Nacionalidad: Chilena
Luis Urrejola Martelli **Vicepresidente de Ingeniería y Construcción** - En el cargo desde junio de 2022 - Ingeniero Civil Licenciado en Ciencias, Pontificia Universidad Católica de Chile - Nacionalidad: Chilena	**Enrique De Ramón Herranz** **Vicepresidente Desarrollo de Negocios** - En el cargo desde junio de 2022 - Ingeniero Industrial con Maestría en Ciencias, Universidad Politécnica de Madrid - Maestría en Administración de Negocios, Universidad San Pablo CEU - Nacionalidad: Española
Ricardo Silvarinho **Vicepresidente de Recursos Humanos** - En el cargo desde septiembre de 2018 - Abogado, Universidad Católica de Petrópolis, Brasil - Nacionalidad: Brasileña	**Mariana Soto Espinosa** **Vicepresidenta de Asuntos Corporativos y Sostenibilidad** - En el cargo desde mayo de 2022 - Abogada, Universidad de Chile - Nacionalidad: Chilena

* El 1 de marzo de 2025 se designó a Alfredo del Carril en reemplazo de María Paz Cerda como Fiscal de la Compañía.

- Organigrama de reportes del Gerente General



* El 1 de marzo de 2025 se designó a Alfredo del Carril en reemplazo de María Paz Cerda como Fiscal de la Compañía.

- Proceso para determinar la remuneración del Gerente General

El Comité de directores revisa anualmente la política de remuneración y compensaciones del Gerente General, los ejecutivos principales y los colaboradores, donde se establecen los lineamientos que nos permiten mantener la competitividad con respecto al mercado salarial y equidad interna.

La estructura de remuneración y compensaciones del Gerente General y ejecutivos principales se encuentra disponible en el documento Lineamientos de Gobierno Corporativo.

- Visión general de la compensación de la alta gerencia

La compensación ejecutiva de AES Andes recoge las “mejores prácticas” del mercado. La filosofía de compensación de la Alta Gerencia hace hincapié en la retribución en función de los resultados (pay-for-performance), que son obtenidos por cada integrante de la compañía. Nuestro objetivo es ofrecer a los ejecutivos oportunidades de retribución que nos permitan mantener, tanto la competitividad con el mercado comparable, como la equidad interna. Nuestros planes de incentivos están diseñados para recompensar y vincular los resultados por desempeño obtenidos por los ejecutivos y colaboradores/as de la compañía.

La remuneración de la Alta Administración de la Compañía durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 ascendió a MUS$3.885 y MUS$4.106, respectivamente.

Los principales elementos de la compensación son los siguientes:

Componentes de la compensación - Alta Gerencia

Concepto	Descripción
Remuneración Fija	Proporcionar una compensación que refleje la experiencia, responsabilidad y conocimientos. En el caso de la Alta Gerencia, en promedio, este componente representa el 50% de su compensación total anual target.
Bono Anual	Proporcionar una compensación a corto plazo en función de la consecución de objetivos y resultados preestablecidos. En el caso de Alta Gerencia, en promedio, este componente representa el 24% de su compensación total anual target.
Compensación de Largo Plazo (LTC)	Proporcionar una compensación que alineen el desempeño de nuestros ejecutivos con los objetivos de nuestros accionistas a largo plazo. En el caso de Alta Gerencia, en promedio, este componente representa el 26% de su compensación total anual target. El programa de compensación a largo plazo se compone de Performance Cash Units (PCUs), Performance Stock Units y Restricted Stock Units (RSUs). Este programa aplica a personas clasificadas en esta memoria anual como "Alta Gerencia" y corresponde a opciones sobre acciones de AES Coporation tranzadas en la Bolsa de Nueva York (NYSE: AES).

GESTIÓN DE RIESGO

La industria de la energía se encuentra expuesta a un gran número de factores externos como condiciones climáticas, precios internacionales y variables macroeconómicas, entre otros. Por esto es fundamental una gestión de riesgo moderna y basada en las mejores prácticas de mercado que permita resguardar el capital y los activos de AES Andes ante escenarios futuros inciertos.

Para nosotros, la gestión del riesgo es parte del ADN de la compañía en cuanto nos permite prospectar nuestra estrategia y su ejecución a largo plazo en cada una de nuestras operaciones buscando anticiparnos a situaciones en las que existe la posibilidad de sufrir una variación respecto a un resultado esperado y que hemos identificado como un proceso estratégico, gestionarlo con responsabilidad, eficacia y efectividad hacia el crecimiento rentable y agregarle valor con la mirada puesta en nuestros grupos de interés, tanto en circunstancias normales y como excepcionales.

Para esto, contamos con una unidad de Riesgos, que realiza análisis de escenarios cualitativos y cuantitativos a través de sus procesos de gestión de riesgo empresarial, considerando contextos que se relacionan con el impacto de las alianzas geopolíticas, económicas, y la regulación en el sector eléctrico, que incluye asuntos de Medio Ambiente, Social y de Gobernanza (ESG por sus siglas en inglés) que podrían afectar la ejecución de la estrategia y sus resultados.

Gobernanza del riesgo

La administración de AES Andes es responsable de la gestión y evaluación de riesgos en la compañía, incluyendo la comunicación de los riesgos más materiales al Directorio. El Directorio proporciona supervisión sobre las prácticas de gestión de riesgos implementadas por la administración.

Además, si un determinado riesgo es material, o cuando sea apropiado, el Directorio puede asumir la supervisión de un riesgo en particular. Las revisiones del Directorio ocurren principalmente a través de informes regulares de la administración sobre las áreas de riesgo, y análisis con la administración con respecto a evaluación y gestión de riesgos.

Programa Enterprise Risk Management

Continuamos avanzando en el análisis del estado de la cultura de riesgo en la empresa e identificando los riesgos estratégicos y tácticos que nos desvíen de la ejecución de nuestra estrategia.

Asignamos responsables de gestionar los riesgos, creamos planes de acción e implementamos un seguimiento sistemático a los mismos, que han sido reportados en el Comité de Riesgos.

Una vez al año, revisamos el estatus de nuestros planes, gracias a las mediciones de riesgo que realizamos constantemente y hemos desarrollado métodos para medir la efectividad y eficacia de manera prospectiva y retrospectiva.

Empleamos y documentamos diversas metodologías de medición cualitativas y cuantitativas para ajustar las estrategias de mitigación de riesgo y evaluar impactos.

Modelo de riesgos

Nuestros lineamientos y sistemas apuntan a tratar, mitigar y transferir los potenciales riesgos a los que se encuentra expuesto nuestro negocio, con un modelo que se compone de las siguientes líneas de acción:

1. Área de riesgos: define políticas y procedimientos y asesora a las áreas para la creación de una cultura de riesgo.

2. Auditoría interna: área independiente que evalúa el diseño y la efectividad de los planes de acción para mitigar riesgos, estableciendo recomendaciones para la mejora de procesos.

3. Control gerencial de cada área: con sus respectivos recursos de control y seguimiento, gestiona los riesgos dentro de la operación normal de la compañía.

Considerando la transición a un nuevo modelo de negocio en la compañía, orientado a aumentar la capacidad renovable en nuestro portafolio, el riesgo de sostenibilidad también es parte de nuestro análisis integral de riesgos.

Análisis de sensibilidad y pruebas de estrés

Los aspectos de exposición al estrés hídrico, radiación solar, velocidad del viento y otros posibles impactos, tanto del precio de la energía como los resultados financieros, son monitoreados continuamente para todos nuestros negocios.

Para informar a los grupos de interés respecto a las fortalezas y resiliencia del portafolio de negocios a nivel global, The AES Corporation publicó su segundo reporte de análisis de escenarios climáticos de acuerdo con las recomendaciones del *Task Force on Climate Financial Disclosures* (TCFD), en el que incluyen lineamientos sobre el manejo de incertidumbres y oportunidades relacionadas con el cambio climático.

Este reporte se enfoca en los principales riesgos asociados al cambio climático: riesgo de transición y riesgo físico, y en cómo éstos impactarían en nuestro portafolio. El riesgo de transición consiste, entre otros, en un riesgo regulatorio con impacto económico que se materializaría al no descarbonizar la cartera en tiempo y forma, mientras que el riesgo físico se refiere al potencial daño en las plantas de generación debido a efectos climáticos extremos, tales como huracanes, inundaciones o incendios.

La modelación indicó que la resiliencia del portafolio al riesgo de transición es significativamente alta dado que la porción del margen expuesto al carbón es inmaterial (<1% en 2030 y 0% en 2040). La estrategia de las plantas a carbón consiste en proveer suficiencia a las redes, generando pagos por capacidad, libres de regulación asociada a la descarbonización.

En cuanto al riesgo físico, la resiliencia del portafolio también es muy alta principalmente porque, ya en la actualidad, la porción de los activos en ubicaciones consideradas de riesgo es muy baja (10% al 2020, y 8% al 2030). Se espera que ese porcentaje se reduzca aún más en las próximas décadas a medida que cambiamos nuestro negocio subyacente de un número relativamente moderado de grandes fuentes de energía convencionales, a un desarrollo acelerado de un gran número de activos renovables más pequeños y ubicados en zonas de bajo riesgo.

Comité de riesgo climático

La gestión de riesgos es parte de los lineamientos estratégicos centrales de nuestra hoja de ruta Greentegra, que considera el trabajo conjunto de los diversos equipos profesionales de AES Andes para asegurar un crecimiento seguro y la generación de valor como una ventaja competitiva. El Comité de Riesgo Climático tiene por objeto identificar y mitigar los riesgos asociados a hidrología, viento y radiación solar, y su impacto en los activos de AES Andes. La sucesión de Comités de Riesgo Climático realizados en los últimos años nos permitió generar una base de datos que hoy nos permite realizar estimaciones de la volatilidad de la generación de nuestro portafolio y comprender los efectos de la diversificación tecnológica y geográfica de nuestros activos.

También hemos profundizado en expandir el alcance de nuestras métricas de riesgo de mercado, de modo de incorporar el riesgo operacional.

Ciberseguridad

Siempre teniendo en cuenta de que la seguridad se hace parte de los valores de AES, la ciberseguridad en el sector eléctrico ha cobrado una gran importancia en los últimos años, debido al crecimiento exponencial de los ciberataques a nivel mundial. El sector energético, y en particular el eléctrico, se ha convertido en un objetivo atractivo para los ciberdelincuentes, dada su importancia estratégica y su interconexión con otras infraestructuras críticas.

El incremento de los ciberataques en el sector energético es un reflejo de la creciente sofisticación y audacia de los ciberdelincuentes. Estos ataques pueden tener consecuencias devastadoras, desde interrupciones del suministro eléctrico hasta daños a equipos críticos, lo que puede resultar en pérdidas económicas significativas y potencialmente poner en peligro la seguridad nacional.

Por lo tanto, proteger las infraestructuras críticas, como las eléctricas con los más altos estándares es de suma importancia. La ciberseguridad no solo implica la implementación de tecnologías y procesos para proteger los sistemas y redes, sino también la creación de una cultura de seguridad que incluya la formación y concienciación de todos los colaboradores de AES, haciendo énfasis en otro de nuestros valores: Todos Juntos.

En resumen, en un mundo cada vez más digital y conectado, la ciberseguridad en el sector eléctrico es esencial para garantizar la continuidad del servicio, proteger los activos críticos y mantener la confianza del público en el suministro de energía.

Riesgos de ciberseguridad

La gestión de riesgos en el sector eléctrico es un componente esencial de la ciberseguridad. Lo más importante es identificar y evaluar los riesgos potenciales asociados con las amenazas cibernéticas, y luego implementar medidas de mitigación adecuadas. Esto incluye la protección de los sistemas de control industrial, la seguridad de la red, la protección de datos y la respuesta a incidentes. Además, es crucial mantenerse al día con las últimas tendencias y amenazas en ciberseguridad, y adaptar las estrategias de gestión de riesgos en consecuencia. Finalmente, la gestión de riesgos debe ser un esfuerzo continuo, ya que el panorama de amenazas cibernéticas está en constante evolución.

Riesgos estratégicos y emergentes

Riesgos estratégicos

- Riesgo de cambio tecnológico

El desarrollo de nuevas tecnologías conlleva el riesgo de que disminuyan los precios de venta o haya cambios fundamentales en el negocio de generación.

Para mitigarlo, firmamos contratos de suministro de electricidad de largo plazo, que aseguran un flujo de ingresos para cubrir nuestras obligaciones financieras y generar valor a nuestros grupos de interés. En el último tiempo, hemos logrado incorporar a nuestro portafolio energías renovables a modo de diversificación, incluyendo sistemas de almacenamiento.

- Riesgo de cambio climático

Parte del comportamiento de la demanda de nuestro parque generador, se ve influenciado por la mayor o menor disponibilidad hidroeléctrica y, por tanto, de los efectos del cambio climático.

De acuerdo a nuestra estrategia de crecimiento en energía renovable, contamos con el Comité del Riesgo Climático, que mide y gestiona el riesgo de las fuentes de energía renovable (radiación solar, velocidad del viento, hidrología, etcétera), reportándolo a la alta gerencia de AES Andes.

Por otra parte, otros costos asociados a impuestos por las emisiones y la agenda de compromisos en cuanto a la descarbonización de la matriz de generación eléctrica de los países donde operamos, afectarían la ejecución de la estrategia en el corto y mediano plazo.

- Riesgo regulatorio

La industria en la cual operamos está sujeta a múltiples regulaciones que pueden cambiar o interpretarse de manera distinta en el futuro, afectando la empresa. Una de ellas es la descarbonización, ámbito en que

existen diferentes iniciativas regulatorias que introducen incertidumbre en el impacto en nuestro negocio a medida que avanza en este proceso.

Monitoreamos de cerca el avance de nuevas regulaciones y a través de asociaciones gremiales participamos de los procesos legislativos y normativos de interés para nuestro sector.

- Riesgo de ocurrencia de desastres naturales

Los desastres naturales pueden dañar nuestros activos de generación eléctrica y del SEN, disminuyendo nuestra capacidad de generación y aumentando los costos de producción. Ante su ocurrencia, nos veríamos en la necesidad de comprar energía en el mercado spot, generando una exposición que podría eventualmente impactar negativamente en nuestros resultados financieros.

Para mitigar este riesgo, suscribimos pólizas de seguro para todos los activos y operaciones, con coberturas alineadas con el estándar de la industria, contra terremotos y otros desastres naturales, así como también para daños físicos, interrupciones operacionales y mitigación del lucro cesante, entre otros. Por otro lado, medimos, controlamos y tomamos decisiones estratégicas para el manejo integral de nuestro portafolio de generación, proyectos en construcción y contratos, para prevenir cualquier impacto inesperado en el SEN.

- Riesgo de tipo de cambio

Las principales fuentes de exposición al riesgo del tipo de cambio son: (i) exposición al peso chileno en el período comprendido entre la fijación del precio, la facturación y la cobranza de las ventas a ciertos clientes en Chile, (ii) exposición al peso chileno por sus costos fijos, (iii) exposición relacionada con devoluciones de IVA asociadas con la construcción de proyectos denominadas en pesos chilenos, (iv) la exposición al peso colombiano en las distribuciones de dividendos desde la operación colombiana a la matriz en Chile y (v) préstamos bancarios y obligaciones en bonos denominados en moneda distinta al dólar estadounidense.

A nivel consolidado, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente realizadas en dólares estadounidenses al igual que las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja.

Con el objeto de mitigar estos riesgos, contamos con una estrategia de cobertura de variaciones del tipo de cambio que contempla la ejecución de contratos de derivados con instituciones financieras que permiten fijar el tipo de cambio de los flujos y transacciones en monedas distintas a la moneda funcional.

- Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o flujos futuros de efectivo de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado.

Nuestra exposición a este riesgo se relaciona principalmente con obligaciones financieras a largo plazo con tasas de interés variable. Administramos este riesgo manteniendo un gran porcentaje de deuda a tasa fija o con cambio de tasa para fijarla. Para obligaciones a largo plazo, hemos tomado coberturas en forma de cambios de tasa de interés.

- Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. Nuestro objetivo es mantener la liquidez y flexibilidad financiera necesarias a través de flujos operacionales normales, préstamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, y líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

- Riesgos de sostenibilidad

Definimos el riesgo de sostenibilidad como aquel que afecta nuestro negocio en forma transversal en los ámbitos ASG (ambiental, social y de gobernanza).

Adherimos a los lineamientos de The AES Corporation en sostenibilidad aplicados a cada negocio, definiendo amplias iniciativas estratégicas en función de la excelencia financiera, la excelencia operativa, el desempeño ambiental, el compromiso con los grupos de interés y con los y las colaboradores y colaboradoras de AES Andes.

Nuestros valores y estándares también aplican a nuestros proveedores y contratistas, buscando que tengan los mismos altos estándares éticos que poseemos en la empresa que apuntan hacia nuestros objetivos de sostenibilidad.

- Riesgos emergentes

El nuevo modelo de negocio plantea un escenario de permanente cambio en el mercado, donde hemos identificado riesgos emergentes. Se trata de riesgos que han sido observados, pero de los que aún no existe mayor información en cuanto a su impacto, ni un marco regulatorio, y en los que los límites de la responsabilidad corporativa están siendo debatidos por la sociedad.

Los riesgos emergentes son foco de revisión y seguimiento por parte de nuestra gestión de riesgos, buscando integrar los desafíos de la agenda nacional e internacional de los mercados en que operamos.

- Riesgo de precio de commodities

Nos vemos afectados por la volatilidad de precios de ciertos combustibles que, en el caso de los sistemas eléctricos en que participa nuestra compañía, son principalmente carbón, gas natural licuado (GNL) y diesel.

Son “commodities”, con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a nosotros, y que en el último tiempo, debido a diversos conflictos geopolíticos, han presentado mayor volatilidad.

En el caso de Argentina, la subsidiaria TermoAndes compra gas natural bajo contratos de corto plazo a precio fijo, que se ven reflejados en la fijación del precio de venta de energía por contrato.

Una porción significativa de los contratos de venta de energía eléctrica incluye mecanismos de indexación que ajustan el precio en base a aumentos o disminuciones en el precio de carbón, según los índices y calendarios de ajuste particulares de cada contrato, lo que permite mitigar en gran parte las variaciones en el precio de este combustible. Para la porción de contratos sin mecanismos de indexación al precio del carbón, implementamos una estrategia de cobertura en base a instrumentos financieros de carbón internacional con un horizonte de tiempo acorde a la profundidad del mercado.

- Riesgo de crédito

Se asocia a la calidad crediticia de nuestras contrapartes comerciales y se ven reflejados, fundamentalmente, en los deudores por venta de energía y activos financieros. Nuestros clientes en Chile son principalmente compañías distribuidoras y clientes industriales de elevada solvencia, y un porcentaje importante de ellas (o sus controladoras) cuenta con clasificaciones de riesgo local o internacional de grado de inversión. Las ventas en el mercado spot se realizan obligatoriamente con otras compañías de generación. En Colombia, AES Colombia tiene una variedad de clientes, incluyendo compañías distribuidoras y clientes industriales. Por su parte, en Argentina, las principales contrapartes de TermoAndes son la compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y clientes no regulados denominados “Grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista”, cuyos contratos operan bajo la normativa de Energía Plus.

Para todos los casos se realizan evaluaciones de riesgo de las contrapartes basadas en una evaluación crediticia cuantitativa y cualitativa que, en ciertos casos, incluye la solicitud de colaterales para efectuar la entrega de energía u otros productos. Esta evaluación crediticia se revisa periódicamente.

Nuestra política de riesgo de crédito prohíbe hacer negocios sin garantía y aprobación del nivel desde la alta gerencia, si existen contrapartes con una calificación por debajo de lo definido.

- Riesgos operacionales

Los riesgos operacionales se relacionan con la posibilidad de fallas o deficiencias futuras que pueden obstaculizar los objetivos estratégicos, operativos y financieros de la compañía. De la misma manera, estos riesgos podrían tener afectaciones sobre las comunidades aledañas o medio ambiente, en caso de siniestros asociados a ellos.

A pesar de que la compañía realiza regularmente mantenimientos y mejoras operacionales a sus centrales para garantizar la disponibilidad comercial de todas ellas, y mantiene vigentes pólizas de seguros operacionales, eventualmente podrían presentarse fallas que resulten en indisponibilidad comercial o siniestros en nuestras instalaciones. Un período significativo de indisponibilidad en las plantas de la compañía, ya sea por fallas operacionales o mantenimientos (programados o no programados), podría significar, en algunos escenarios hidrológicos, que el cumplimiento de los contratos de suministro se realice a través de la compra de energía en el mercado spot, condiciones que podrían aumentar los costos operacionales, afectando negativamente los resultados de AES Andes. En el caso de siniestros con afectación a las personas o medio ambiente, podría existir una exposición a multas y daño sobre nuestra reputación.

- Otros riesgos:
    - Litigios con decisiones judiciales que podrían afectar adversamente a la compañía.
    - Fenómenos internacionales financieros, políticos u otros, en la economía de los países en que operamos que podrían afectar nuestros resultados económicos y liquidez financiera.
    - Ciclos económicos e intervenciones que las autoridades realicen en los países en que operamos, impactando nuestro resultado económico y situación financiera.
    - Actos de terrorismo y accidentes que podrían afectar la operación de nuestros activos y, por tanto, el resultado económico y financiero.
    - Riesgo de financiamiento asociados a las condiciones del mercado financiero nos exponen en cuanto a financiamiento de futuros proyectos, gastos de capital, obligaciones por vencimientos y refinanciamiento de deuda.
    - El marco regulatorio ambiental y sus instituciones gubernamentales podrían generar retrasos, encarecimiento o cancelación del desarrollo de nuevos proyectos.
    - Oposición de grupos podrían causar daños sobre nuestra reputación y potenciales retrasos o imposibilidad de desarrollo de proyectos.
    - No alcanzar acuerdos y negociaciones colectivas exitosas con los colaboradores y colaboradoras de la empresa y sus filiales, lo que impactaría nuestro negocio.
    - Brechas de seguridad en nuestros sistemas y tecnologías de información y comunicaciones que podrían dar espacio a interrupciones o fallas debido a ataques cibernéticos, provocando una alteración en nuestra operación.
    - Nuestras operaciones requieren del servicio de sistemas de transmisión eléctrica que no son de propiedad ni control de la compañía. En caso de fallas o funcionamiento deficiente, el despacho de energía desde nuestras plantas a nuestros clientes se vería impactado negativamente.

- Riesgos emergentes

Cambio climático	
Definición	Condiciones extremas de clima en forma permanente en las zonas en las que operamos (desastres naturales). Parte del comportamiento de la demanda de nuestro parque generador se ve influenciado por la mayor o menor disponibilidad hidroeléctrica y, por tanto, de los efectos del cambio climático. Impuestos por las emisiones y agenda de compromisos en cuanto a la descarbonización de la matriz de generación eléctrica de los países donde operamos.
Impacto	Interrupciones de la continuidad operacional. Pérdida de activos. Disponibilidad de energía generada para cumplir compromisos contractuales. Alteración de los resultados económicos y financieros de la compañía
Mitigación	Plan de resiliencia. Plan de seguimiento de riesgo emergentes. Estudio de escenarios de cambio climático. Manejo integral del portafolio de activos y contratos. Implementación de la estrategia de negocio con el objetivo de fortalecer el portafolio de energía renovable y metas de descarbonización.
Cambios económicos, políticos y regulatorios nacionales e internacionales	
Definición	Estamos expuestos al impacto de diversos fenómenos internacionales financieros, económicos, políticos, que puedan afectar la economía de los países en que operamos.

Impacto	Afecta nuestros resultados económicos y liquidez financiera.
Mitigación	Plan de seguimiento de riesgos emergentes.
Capacidad energética de las fuentes renovables	
Definición	La naturaleza no es programable. La producción de energía a partir de fuentes renovables podría ser inestable
Impacto	No cumplimiento con los compromisos contractuales de generación. Afecta nuestros resultados económicos, liquidez financiera, reputación e imagen de la compañía.
Mitigación	Gestión e implementación del plan estratégico de la compañía. Medición sistemática para el entendimiento de las fuentes de generación renovables. Desarrollo de sistemas de respaldo y equilibrio con fuentes convencionales de generación.
Riesgo de cambios tecnológicos	
Definición	Fuerte y creciente competencia principalmente debido a: Baja en los precios de energía por tecnologías disruptivas (ej. respuesta de la demanda, recursos de energía distribuida e incorporación de baterías), y bajos precios de mercado para contratos de largo plazo.
Impacto	Habilidad para obtener nuevos contratos de largo plazo de venta de energía renovable para activos existentes dado que la competencia es alta. Habilidad para construir o adquirir nuevos activos de generación, y desarrollo de nuevas tecnologías para competir.
Mitigación	Mitigación mediante la entrada en contratos de largo plazo para tener flujos de caja suficientes para cubrir obligaciones financieras. La compañía monitorea continuamente nuevas tecnologías y sus precios para evaluar su impacto en el negocio. Reformular nuestro mix de negocio: toma de medidas que incluyen reducir la intensidad de carbón (incrementando el foco en renovables) y la exposición al mercado spot.
Riesgo Regulatorio.	
Definición	Cambio en la legislación, reguladores, políticos, organizaciones no- gubernamentales. Otras contrapartes privadas han expresado preocupación acerca de gases de efecto invernadero, emisiones de CO2 y riesgos potenciales asociados a cambio climático y están tomando acciones.
Impacto	El negocio en el cual opera la compañía está sujeto a múltiples regulaciones que gobiernan la operación. Hay una posibilidad de que las regulaciones puedan cambiar en el futuro o ser interpretadas en forma diferente, lo que puede afectar los resultados consolidados de la compañía, condiciones financieras y flujos de caja. Además, la compañía está sujeta a múltiples regulaciones ambientales asociadas a operaciones actuales y el desarrollo de nuevos proyectos.
Mitigación	Sólido equipo regulatorio que monitorea los cambios en la regulación y revisa impactos en la compañía e impulse cambios a las regulaciones. Desarrollo de nuevas herramientas (modelos) para evaluar y determinar impactos en diferentes cambios regulatorios. Se incluyen en nuestros contratos cláusulas de cambios en la ley que mitigan el impacto de posibles cambios en la regulación. Otra manera de mitigar estos cambios es mantener el portafolio diversificado.

Marco Regulatorio

Chile

El sector eléctrico en Chile se divide en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. El segmento de generación está compuesto por empresas que producen electricidad y venden su producción a empresas de distribución, clientes no regulados y otras empresas de generación. En términos generales, la expansión de la generación y la transmisión está sujeta a la competencia del mercado, mientras que la operación de la transmisión y la distribución, dado su carácter de monopolio natural, están sujetas a la regulación de precios.

El segmento de transmisión está compuesto por empresas que transmiten la electricidad producida por las empresas de generación a alta tensión (es decir, superior a 23 kV). El segmento de distribución incluye el suministro de electricidad a clientes regulados a una tensión no mayor a 23 kV. En Chile, las empresas de generación y distribución son los únicos agentes que pueden participar en la comercialización de electricidad. Los clientes finales pueden ser regulados o no regulados dependiendo de su demanda. Solo los clientes no regulados pueden elegir libremente un proveedor y acordar libremente el precio de la energía. Los clientes regulados están obligados a contratar con empresas de distribución y pagarles una tarifa definida por el Ministerio de Energía.

El sector energético chileno es uno de los marcos de mercado más transparentes y consistentes de América del Sur. El marco actual se implementó a través de la Ley de Electricidad Chilena promulgada en 1982. Un factor clave para la estabilidad a largo plazo del sector ha sido la consistencia en las reglas del mercado y la aplicación de dichas reglas durante períodos de racionamiento y cambios en el entorno macroeconómico y político.

El principal sistema eléctrico en Chile es el Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”), que se creó mediante la interconexión, en noviembre de 2017, del anteriormente conocido Sistema Interconectado Central (“SIC”) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que suministra electricidad a más del 98,5% de la población nacional, con una longitud de 3.100 kilómetros. Además, hay algunos sistemas eléctricos medianos y pequeños en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes y un pequeño sistema en la Isla de Pascua, ninguno de los cuales tiene una capacidad agregada superior a 120 MW.

Ley de Electricidad Chilena

Desde 1982, la industria eléctrica chilena se basa en una estructura de iniciativa y propiedad privada, con un marco competitivo para el mercado de generación y nuevas instalaciones de transmisión, y un marco regulado para la distribución y parte de la transmisión basado en un modelo de empresa eficiente. El objetivo de la Ley de Electricidad Chilena es proporcionar incentivos para maximizar la eficiencia y proporcionar un esquema regulatorio simplificado y un proceso de fijación de tarifas que limite el papel discrecional del gobierno mediante el establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios. El resultado esperado es una asignación de recursos económicamente eficiente. El sistema regulatorio está diseñado para proporcionar una tasa de retorno competitiva sobre la inversión para estimular la inversión privada, mientras se asegura la disponibilidad del servicio eléctrico para todos los que lo soliciten.

De acuerdo con la constitución del país y la legislación vigente, ciertas entidades gubernamentales, incluidas las relacionadas con el sector eléctrico, desempeñan un papel regulador y de supervisión. Estas entidades están agrupadas bajo los Ministerios de Energía y Medio Ambiente. El Ministerio de Energía establece, regula y coordina y también publica el plan indicativo semestral de inversiones para actividades de generación y transmisión, un documento que no es vinculante para las empresas del sector. Otras entidades incluyen la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SDEC”), que supervisa el cumplimiento de las regulaciones de calidad y confiabilidad del servicio, y el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), que administra el sistema de impacto ambiental que evalúa proyectos.

La Dirección General de Aguas ("DGA"), una entidad del Ministerio de Obras Públicas, emite los derechos de uso de agua y autoriza obras hidráulicas para la generación hidroeléctrica, mientras que el Ministerio de Energía otorga las concesiones eléctricas para plantas hidroeléctricas, líneas de transmisión y para la distribución de electricidad para uso público. El sistema eléctrico chileno también cuenta con un "Panel de Expertos", una entidad técnica independiente cuyo propósito es estudiar y resolver prontamente las controversias que puedan surgir entre las empresas del sector eléctrico, o entre una o más de estas empresas y las autoridades energéticas.

El sector eléctrico de Chile tiene un marco regulatorio que ha estado en vigor y ha evolucionado significativamente en las últimas tres décadas. Esto ha permitido el desarrollo de una industria con un alto nivel de participación de capital privado. El sector eléctrico y sus participantes privados están sujetos a diversas regulaciones y la supervisión de varios organismos técnicos. Las leyes y regulaciones materiales que cubren el sector eléctrico chileno y nuestras operaciones eléctricas están contenidas en la Ley de Electricidad Chilena, y sus enmiendas, incluyendo:

Ley Corta I (Ley No. 19,940), promulgada en 2004. Esta ley introdujo (i) nuevas regulaciones aplicables al sistema de transmisión, el desarrollo del sistema de transmisión y las tarifas que los propietarios de instalaciones de transmisión pueden cobrar a los usuarios del sistema; (ii) nuevas regulaciones sobre tarifas en sistemas medianos y aislados, como los de las regiones de Aysén y Magallanes; (iii) un Panel de Expertos para resolver controversias entre autoridades y empresas y entre empresas del sector eléctrico; y (iv) nuevas regulaciones con respecto a la confiabilidad y servicios auxiliares.

Ley Corta II (Ley No. 20,018), promulgada en 2005. Esta ley requiere que todos los nuevos PPAs a largo plazo entre empresas de generación y distribución para el suministro de clientes regulados sean el resultado de licitaciones a través de procesos de subasta abiertos, competitivos y transparentes. Estos nuevos PPAs a largo plazo pueden tener tenores de hasta 15 años. Con respecto al producto de capacidad (pago de confiabilidad), los PPAs a largo plazo incorporan el precio de potencia fijado por la Comisión Nacional de Energía ("CNE") y están indexados al IPC y otros índices relevantes.

Ley No. 20,220, promulgada en 2007. Esta enmienda tenía como objetivo asegurar el suministro de electricidad a clientes regulados y garantizar la suficiencia del sistema eléctrico. Establece reglas especiales para: (i) la quiebra de empresas de generación, transmisión o distribución y (ii) el retiro, modificación, desconexión o terminación de operaciones de instalaciones eléctricas que no sean consecuencia de fallas o mantenimiento programado de instalaciones de generación o transmisión.

Leyes No. 20,257 y 20,698, ambas enmiendas a la Ley de Electricidad Chilena, promulgadas en 2008 y 2013, respectivamente. Estas enmiendas promueven el uso de ERNC y definen los diferentes tipos de tecnologías consideradas ERNC. Para el período entre 2010 y 2014, la Ley No. 20,257 requería que las empresas de generación suministraran el 5% de sus obligaciones contractuales totales ingresadas después del 31 de agosto de 2007, con ERNC. El requisito de suministrar electricidad con ERNC aumentaría en un 0,5% anual hasta 2024, cuando el requisito alcanzará el 10% de las obligaciones contractuales totales. Una empresa de generación puede cumplir con este requisito desarrollando su propia capacidad de generación ERNC (tecnología eólica, solar, biomasa, geotérmica y pequeña hidroeléctrica), comprando Certificados ERNC localmente (similar a bonos de carbono) o pagando las multas aplicables por incumplimiento. Esta ley fue enmendada por la Ley No. 20,698, promulgada en 2013. Esta enmienda tenía como objetivo fomentar la expansión de la matriz energética a través de fuentes renovables no convencionales.

Ley No. 20,571, promulgada en 2012. Esta enmienda regula la medición neta (facturación neta) y el pago a pequeños generadores residenciales o incluso industriales (hasta 100kW) y promueve la participación de

ERNC en la matriz energética nacional. Esta ley permite a los productores de ERNC inyectar su excedente a la red bajo un esquema de facturación neta. La Ley No. 20,571 requiere una regulación administrativa que regule los detalles de la Ley, para que la Ley entre en vigor. Dicha regulación administrativa está regulada por el DS 71 de 2014, emitido por el Ministerio de Energía y promulgado en septiembre de 2014. Esta ley posteriormente fue reemplazada por la Ley No. 21,118, promulgada en 2018, cuyo propósito principal es fomentar la generación residencial destinada al autoconsumo aumentando, entre otros, el límite de pequeños generadores de 100kW a 300kW.

Ley No. 20,701, promulgada en 2013. Esta enmienda introdujo cambios significativos con respecto al otorgamiento de concesiones eléctricas para permitir la aplicación de las servidumbres necesarias en propiedades de terceros. Por ejemplo, la ley reduce el tiempo para procesar una solicitud de concesión eléctrica de 700 a 150 días. Además, la ley reduce el número de métodos para notificar a terceros sobre servidumbres de cinco a dos, para facilitar el proceso, y limita los casos en los que esos terceros pueden objetar la concesión de servidumbres.

Ley No. 20,726, promulgada en 2014. Esta ley tiene como objetivo interconectar y optimizar la operación conjunta de diferentes sistemas eléctricos a través de la interconexión de redes independientes, buscando ventajas económicas y mayor competencia en el mercado. Además, esta ley fomenta la construcción de líneas de transmisión de respaldo que aumentarán la seguridad del suministro y optimizarán el despacho de plantas de energía.

Ley No. 20,805, promulgada en 2015. Esta ley modifica la Ley de Electricidad Chilena con respecto al proceso de licitación de distribución para el suministro de electricidad a clientes regulados, fortaleciendo el papel de la CNE en el suministro de electricidad basado en criterios de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.

Ley No. 20,936, promulgada en 2016 ("Ley de Transmisión"), que enmendó la Ley de Electricidad Chilena, particularmente con respecto a las regulaciones de transmisión de electricidad. La Ley de Transmisión, entre otras cosas, crea el Coordinador Eléctrico Nacional (el "Coordinador"), el SEN, y unifica los planes de valorización y expansión para cada sistema de transmisión.

Ley No. 21,185, promulgada en 2019, y las Resoluciones No. 72, 114 y 320 de 2020 emitidas por la CNE. Esta ley y las resoluciones posteriores crearon un mecanismo transitorio para estabilizar los precios de la electricidad para contratos de clientes regulados, con referencia al decreto tarifario 20T, correspondiente a las tarifas del primer semestre de 2019.

Ley No. 21,249, promulgada en 2020 ("Ley de Servicios Básicos"), enmendada por la Ley No. 21,340 promulgada en 2021, impide que los proveedores de servicios básicos definidos en la ley (electricidad, gas natural y servicios sanitarios) desconecten, suspendan o alteren la continuidad de dichos servicios, durante los 270 días siguientes a la publicación de dicha ley, debido a la existencia de deudas causadas por el retraso en su pago por parte de clientes finales residenciales, hospitales y centros de salud, prisiones, hogares de menores en riesgo social, abandono o comprometidos criminalmente, hogares y centros de atención a largo plazo para ancianos, estaciones de bomberos, organizaciones sin fines de lucro y microempresas (como se definen en la Ley No. 20,416). Además, permite a los clientes que lo soliciten prorratear el pago de sus deudas, acumuladas entre el 18 de marzo de 2020 y 90 días después de la publicación de dicha ley, dentro de los 12 meses posteriores a la expiración del mencionado plazo. Asimismo, el 29 de diciembre de 2020, se promulgó la Ley No. 21,301, que extiende los efectos de la Ley No. 21,249 al extender la moratoria de cortes de servicios públicos hasta el 31 de diciembre de 2021, y

aumentando el prorrateo de las deudas contraídas entre el 18 de marzo de 2020 y el 5 de mayo de 2021, hasta 36 pagos. Esta ley fue promulgada en respuesta a la pandemia de COVID-19.

Ley No. 21,472, promulgada en agosto de 2022, complementada por la Legislación MPC y enmendada por la Reforma de la Ley MPC, establece un nuevo mecanismo de estabilización para los clientes regulados. La ley crea un fondo de estabilización y establece un nuevo mecanismo temporal de estabilización de precios de la electricidad para los clientes sujetos a regulación de precios. El nuevo mecanismo no cambia los precios de los contratos de suministro regulados, ni asigna el costo de financiamiento al proveedor, sino que establece un descuento en la facturación mensual realizada por los generadores a sus respectivos distribuidores, un descuento que será devuelto al proveedor mensualmente a través de la emisión de los Certificados MPC que deben ser emitidos por el Tesoro Chileno siguiendo la instrucción del Ministerio de Hacienda de Chile. Los Certificados MPC tendrán la garantía del Tesoro Chileno por un monto total de US$1.8 mil millones. Los Certificados MPC emitidos en exceso de US$1.8 mil millones tendrán la garantía del Tesoro Chileno por un monto equivalente al 30% del valor nominal más intereses de cada Certificado MPC. El financiamiento de la estabilización de tarifas se llevará a cabo con base en el establecimiento de un nuevo cargo, para clientes no regulados y regulados, con un valor diferente según las secciones de consumo, estando exentos de cargo los consumos menores a 350kWh/mes. El fondo de estabilización de tarifas, así como los cargos que lo financian, tendrán un único término que no podrá exceder el 31 de diciembre de 2035, y su operación no podrá extenderse más allá de ese período.

Resolución No. 149. El 18 de marzo de 2023, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución No. 149, cancelando la Resolución No. 52, fechada el 31 de enero de 2018, que agregó y revisó la Resolución No. 659 de 2017, estableciendo las reglas técnicas para promulgar el Artículo 8 de la Ley No. 20,780, que ordena la promulgación de los balances de compensación. Los cambios ordenados por la Resolución No. 149 comenzarán desde la preparación de los balances de compensación publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional en 2024, que se utilizarán para determinar los cálculos de los pagos de compensación por el impuesto a las emisiones vinculadas a las operaciones de las empresas generadoras durante todo el 2023.

Ley No. 21,721, promulgada en diciembre de 2024 ("Ley de Transición Energética"): La ley se centra principalmente en mejorar aspectos de la planificación, remuneración y ejecución de proyectos de transmisión. Las principales disposiciones de esta ley incluyen:

- Permitir que las Unidades de Generación Distribuida Pequeña y los Sistemas de Almacenamiento de Energía conectados a la red de distribución promuevan proyectos de expansión del sistema zonal a su propio costo.
- Permitir que las empresas a gran escala presenten propuestas, también a su propio costo, para el Sistema Nacional y Zonal de Transmisión.
- Devolver el proceso de licitación de proyectos de expansión a sus respectivos propietarios.
- Habilitar la revisión del Valor de Inversión (IV) adjudicado en casos de terminación anticipada de un contrato para un proyecto de expansión, para asegurar que los precios se alineen con la complejidad del proyecto.

Ley ambiental. La regulación ambiental está principalmente gobernada por la Ley Ambiental Chilena, promulgada en marzo de 1994 y enmendada en 2010 por la Ley No. 20,417. Esta ley establece un marco para la regulación ambiental en Chile, que se ha vuelto cada vez más estricta en los últimos años.

Reconocimiento y compensación de sistemas de almacenamiento de energía Decreto Supremo No. 70 de 2023 (DS 70). El 5 de junio de 2024 se publicó en el Diario Oficial el Decreto Supremo No. 70 de

2023 (DS 70), que modifica el Decreto Supremo No. 62 referido a la remuneración de capacidad, y entra en vigor (es decir, hay algunos pasos adicionales que deben cumplirse antes de que el DS 70 entre en vigor, pero esos pasos adicionales son meramente procedimentales). El DS 70 introduce cambios significativos en el reconocimiento y la compensación de los sistemas de almacenamiento de energía (ya sea como unidades independientes o como parte de plantas híbridas que comprenden capacidad de almacenamiento), que pueden resumirse de la siguiente manera:

- Se incluyen mecanismos específicos para compensar a los sistemas de almacenamiento de energía por la capacidad que ponen a disposición de la red. Estos mecanismos contemplan una tabla fija de factores para el reconocimiento de la capacidad inicial de los sistemas de almacenamiento que depende tanto de su capacidad máxima como del número de horas de almacenamiento que el sistema de almacenamiento puede proporcionar. La tabla de factores permanecerá en vigor durante los primeros 10 años después de que la regulación entre en vigor.
- Se permite que los sistemas de almacenamiento de energía se carguen retirando energía directamente de la red, en cuyo caso no se aplican los diversos cargos sistémicos que deben pagar los retiros asociados con el suministro a clientes finales.
- Se han realizado modificaciones para mejorar la disponibilidad de datos y estudios relevantes que ayuden a identificar con precisión las horas pico que determinan el pago de capacidad.

Resolución No. 58. El 9 de diciembre de 2024, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta No. 58, reduciendo el límite de potencia conectada de 500 kW a 300 kW por conexión asociada a clientes finales, lo que permite a los usuarios elegir entre un régimen tarifario regulado o precios libres notificando al concesionario de distribución correspondiente con al menos 12 meses de anticipación.

Entidades Reguladoras.

Las entidades reguladoras que tienen la responsabilidad principal de la implementación y aplicación de la Ley de Electricidad Chilena son el Ministerio de Energía, la CNE, la SDEC, el Panel de Expertos y el Coordinador.

El Ministerio de Energía otorga la aprobación final de nuevas obras, obras de expansión, y tarifas y precios nodales establecidos por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones eléctricas a empresas de generación, transmisión y distribución.

- El Ministerio de Energía es la institución gubernamental responsable de preparar y coordinar, de manera transparente e inclusiva, los diferentes planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético de Chile, asegurando así que todos puedan tener acceso seguro a la energía a precios razonables.

- La CNE es una entidad pública técnica que analiza la estructura y los precios de los bienes y servicios energéticos y también asesora al Ministerio de Energía en asuntos relacionados con el desarrollo energético de Chile. También emite regulaciones técnicas y calcula tarifas reguladas y precios nodales. La CNE también prepara una guía de 20 años para la expansión del sistema de transmisión que debe ser consistente a corto plazo con dichos precios nodales calculados. La CNE también organiza y supervisa licitaciones públicas para el sector de distribución (incluyendo, licitaciones públicas realizadas por empresas de distribución para asegurar PPAs para suministrar

a sus clientes regulados). Cada cuatro años, la CNE lidera el proceso de fijación de tarifas para el sistema de transmisión a través de un estudio de valoración de instalaciones de transmisión ("TFVS"), y el proceso de fijación de tarifas de valor agregado de las empresas de distribución (DCAV). La CNE establece el código de red (NTSyCS o "Código de Red"), y aprueba diferentes códigos o normas para el funcionamiento del Coordinador y el SEN. Además, establece los términos para el proceso de licitación pública para el suministro de energía a clientes regulados.

- La responsabilidad principal de la SDEC es supervisar y asegurar que las empresas eléctricas cumplan con las regulaciones, así como con los estándares de calidad y seguridad del servicio. La SDEC tiene derecho a investigar cualquier incumplimiento de los estándares de calidad y seguridad del servicio y puede imponer sanciones, principalmente en forma de multas. Estas multas pueden ser apeladas en un tribunal de justicia y tienen un límite máximo de 10,000 unidades de tasación anuales por evento sancionado (aproximadamente US$8.07 millones, actualizado a febrero de 2024)

- El Panel de Expertos es una entidad permanente encargada de resolver conflictos que surjan entre empresas y la CNE durante los procesos de fijación de tarifas, así como conflictos entre el Coordinador y las empresas del SEN o entre las empresas del SEN. Está compuesto por siete miembros independientes, cinco de los cuales son ingenieros o economistas y dos de los cuales son abogados. Estos miembros son elegidos por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia de Chile. Los miembros del Panel de Expertos son nombrados por períodos de seis años y hasta la mitad del panel se nombra cada tres años.

- El Coordinador fue creado por la Ley de Transmisión y reemplazó al CDEC-SIC y al CDEC-SING el 1 de enero de 2017. Es una corporación autónoma sin fines de lucro de derecho público con su propio presupuesto y está financiada por un cargo por servicio público pagado por clientes regulados y no regulados. El Coordinador tiene una junta directiva de cinco miembros elegidos por un comité especial de elecciones a través de un proceso de concurso abierto. El Coordinador está a cargo de operar los sistemas eléctricos, mantener un servicio seguro, asegurar la operación eficiente de todas las instalaciones eléctricas y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión. Además, tiene la obligación de preparar procedimientos técnicos sujetos a la aprobación de la CNE, autorizar conexiones de terceros, monitorear la cadena de pagos, promover condiciones competitivas e implementar sistemas de información pública, entre otras obligaciones. Aunque el Coordinador tiene varias responsabilidades adicionales en comparación con el antiguo SIC y CDEC-SING, la Ley de Transmisión establece expresamente que los reemplazará para todos los efectos legales.

Las empresas de generación de energía, transmisión y clientes son coordinados por el Coordinador, quien monitorea la calidad del servicio proporcionado por las empresas de generación y transmisión de energía, minimizando los costos operativos del sistema eléctrico.

Uno de los principales propósitos del Coordinador al operar el sistema es asegurar que solo se despache a los clientes la electricidad producida de manera más eficiente. En cuanto a la venta de energía, el Coordinador despacha plantas utilizando diferentes tecnologías de generación para satisfacer la demanda. El Coordinador se basa en un programa basado en el costo variable de generación y despacha plantas comenzando con las plantas de menor costo para que la electricidad se suministre al menor costo total disponible. El costo marginal de producción en las plantas hidroeléctricas es generalmente el más bajo en

el SEN, por lo tanto, en condiciones normales, la capacidad hidroeléctrica generalmente se despacha primero. Las empresas de generación de energía equilibran sus obligaciones contractuales con sus despachos comprando o vendiendo electricidad al precio del mercado spot, que actualmente se establece de manera horaria por el Coordinador, basado en el costo marginal de producción del próximo kWh más caro que se despachará. El programa de despacho toma en cuenta las restricciones de transmisión, entre otras cosas, para que los precios reflejen el costo de despacho para todo el sistema.

El Coordinador también monitorea la competencia en el sector eléctrico, supervisando la cadena de pagos y equilibrando los pagos de transmisión (tanto ingresos por pagos como cargos fijos, que deben ser pagados a los propietarios de las instalaciones de transmisión) y, junto con la CNE, tiene un papel central en la planificación de la expansión de la transmisión, permitiendo la conexión de nuevas unidades de generación y transmisión al sistema eléctrico. El Coordinador no tiene el poder de imponer sanciones, pero puede instruir que un cliente no regulado sea desconectado del sistema eléctrico si no tiene un contrato con una empresa de generación. Dentro del marco de la Ley de Transmisión, el Coordinador fue encargado de monitorear la cadena de pagos en el mercado eléctrico nacional. Además, la Ley de Transmisión estableció garantías que deben ser entregadas por las empresas de generación como medio para asegurar la cadena de pagos. Cuando un generador no paga lo requerido con respecto a sus balances de transferencia del mercado a corto plazo, cuya información es verificada, el Coordinador está obligado a proporcionar un período de gracia al generador para pagar cualquier monto adeudado y pendiente; después de la expiración del período de gracia, el Coordinador puede cobrar las garantías. Posteriormente, dichas empresas son excluidas del mercado a corto plazo hasta que estabilicen y reembolsen las garantías. El monto de las garantías que cada empresa debe ejecutar es determinado por el Coordinador utilizando una metodología que toma en cuenta los tres meses del mayor déficit proyectado para un año calendario. La entrega de garantías es anual, comenzando el último día de noviembre con respecto a las garantías para cada año próximo. Desde el 30 de septiembre de 2022, el Coordinador ha suspendido a ciertas empresas del mercado a corto plazo por su incapacidad para realizar pagos a otros generadores en el sistema y ha cobrado las correspondientes garantías bancarias

Ventas de Energía

Todos los generadores pueden comercializar energía, a través de contratos con empresas de distribución para sus clientes regulados mediante el proceso de licitación regulada y clientes no regulados, o directamente con clientes no regulados. Los generadores también pueden vender energía a otras empresas de generación de energía a precio de mercado. Las empresas de generación de energía también pueden realizar ventas contratadas entre ellas a precios negociados, fuera del mercado spot. Los términos del contrato se determinan libremente (excepto en el caso del suministro a clientes regulados que están sujetos a licitaciones públicas).

Ventas a Empresas de Distribución y Clientes Regulados

Los clientes regulados son aquellos cuya capacidad conectada es menor o igual a 300 kW, así como aquellos con una capacidad conectada de 300 kW a 5 MW que han optado, por un período de cuatro años, permanecer bajo el sistema de precios regulados. Estos clientes reciben electricidad de las empresas de distribución, que deben realizar licitaciones públicas competitivas para adjudicar contratos de suministro de electricidad para satisfacer las necesidades de consumo de los clientes regulados.

El 29 de enero de 2015, mediante su publicación en el Diario Oficial, entró en vigor la Ley No. 20.805, que “perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios”.

La ley establece, entre otros, que la CNE será responsable de preparar las reglas de licitación, mientras que las empresas de distribución cumplirán con los aspectos administrativos del proceso.

Además, se establece un régimen general de licitaciones realizadas con cinco años de anticipación, con el fin de favorecer la competencia. También se incorpora un esquema más flexible para definir bloques de suministro y cláusulas para permitir que los nuevos proyectos de generación de energía pospongan o cancelen sus ventas de energía en caso de que sus iniciativas se retrasen por procesos que no pueden atribuirse a sus desarrolladores.

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado 5 procesos: Licitación 2015/01 (12.4 TWh/año a 79.3 U.S.$/MWh), Licitación 2015/02 (1.2 TWh/año a 47.6 U.S.$/MWh), Licitación 2017/01 (2.2 TWh/año a 32.5 U.S.$/MWh) y Licitación 2021/01 (2.3 TWh/año a 23.78 U.S.$/MWh), y Licitación 2022/01 (777 GWh por año a 37.4 U.S.$/MWh) y Licitación 2023/01 (3.6 TWh por año a 56.6 U.S.$/MWh).

El Ministerio de Energía ha estado trabajando en propuestas que buscan mejorar y reformar el esquema regulatorio actual que rige el segmento de distribución de electricidad en el país. En términos generales, la discusión ahora se centra en aspectos relacionados con las tendencias y desarrollos de recursos distribuidos y las preferencias de los clientes. Entre los temas a discutir, está el potencial desarrollo de comerciantes en el mercado eléctrico. En este contexto, en septiembre de 2020, el presidente chileno presentó en el Congreso chileno un proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica. Pero durante 2021, debido a la agenda, el Ministerio de Energía anunció que el proyecto de ley no continuará el proceso legislativo.

- Mecanismo transitorio para estabilizar los precios de la electricidad creado de acuerdo con la Ley Chilena No. 21,472.

Además del mecanismo establecido por la Ley Chilena No. 21,185, que creó un mecanismo transitorio para estabilizar los precios de la electricidad para los clientes bajo el sistema de precios regulados, en agosto de 2022, se aprobó la Ley Chilena No. 21,472 (la "Ley MPC"), complementada por la Resolución Exenta 86 de fecha 2 de marzo de 2023, enmendada por la Resolución Exenta 334 de fecha 27 de julio de 2023, publicada en el Diario Oficial el 9 de agosto de 2023 (la "Resolución MPC") emitida por la CNE, y ha establecido (i) un fondo segregado (Fondo de Estabilización de Tarifas) (el "FET") que será administrado por la Tesorería General de la República de Chile de acuerdo con el reglamento del FET (Reglamento) aprobado por el Decreto Supremo 49 de fecha 26 de enero de 2023 publicado en el Diario Oficial el 29 de julio de 2023 (el "Reglamento FET", y junto con la Ley MPC, la Resolución MPC y cualquier ley y reglamento relacionado, la "Legislación MPC") para estabilizar los precios de la electricidad para los usuarios finales regulados (es decir, clientes residenciales y pequeños industriales y comerciales); y (ii) un mecanismo transitorio para proteger a ciertos clientes regulados de aumentos en la tarifa de electricidad durante un período de tiempo (Mecanismo de Protección al Cliente) (el "Mecanismo MPC").

Según la Legislación MPC, el Ministerio de Hacienda de Chile, actuando en nombre del FET, está autorizado para emitir de vez en cuando, certificados de pago regidos por la ley chilena (documentos de pago) (los "Certificados MPC") que evidencian ciertos montos adeudados a ciertas empresas generadoras (GenCos) bajo los PPAs a los que cada GenCo es parte, con el propósito de implementar el Mecanismo MPC. Según la Resolución de Delegación (como se define a continuación), el Ministerio de Hacienda de Chile ha delegado la emisión de los Certificados MPC a la Tesorería General de la República de Chile. Los Certificados MPC están denominados en dólares estadounidenses, son irrevocables, incondicionales, ejecutables, obligaciones totalmente transferibles del FET, pagaderas en las fechas y montos especificados en ellos (pero no más tarde del 31 de diciembre de 2032), independientemente de los PPAs bajo los cuales

pueda haber surgido la obligación subyacente, y no están sujetos a derechos de compensación, disputas o reclamaciones entre las GenCos y las empresas de distribución (DisCos) bajo dichos PPAs con una fecha de inicio anterior al 1 de enero de 2021 (los "PPAs Aplicables"). Los Certificados MPC están exentos del Impuesto al Valor Agregado (IVA) y no se verán afectados por ningún riesgo de desempeño relacionado con la GenCo o DisCo aplicable. Los Certificados MPC son independientes de las obligaciones subyacentes bajo los PPAs Aplicables y se benefician de la protección general de los derechos de propiedad establecida en la Constitución Chilena. Chile garantizará los Certificados MPC con su plena fe y crédito de acuerdo con el Artículo 12 de la Ley MPC y el Artículo 27 de la Resolución MPC (cada uno, una "Garantía de Seguridad MPC") y, en consecuencia, cada Garantía de Seguridad MPC tendrá la misma prioridad que todas las demás deudas externas no subordinadas y no garantizadas de Chile (lo que, para evitar dudas, no se interpretará de manera que requiera que Chile realice pagos bajo cada Garantía de Seguridad MPC proporcionalmente con los pagos que se están realizando bajo cualquier otra deuda). Las Garantías de Seguridad MPC no podrán exceder en ningún momento los 1,800 millones de dólares estadounidenses. De acuerdo con la Legislación MPC, con una frecuencia no superior a cada seis meses, el Ministerio de Hacienda de Chile emitirá un decreto autorizando a la Tesorería General de la República de Chile a otorgar una Garantía de Seguridad MPC a los nuevos Certificados MPC que se emitirán en nombre del FET en dicho período de tiempo (cada uno, un "Decreto de Garantía de Seguridad MPC").

La Contraloría General de la República revisa la legalidad (control de legalidad, también conocido como toma de razón) de cada Decreto de Garantía de Seguridad MPC y refrenda (refrendación) cada Garantía de Seguridad MPC otorgada por la Tesorería General de la República de Chile, cuyo proceso de refrendación incluye el análisis contable financiero realizado por la Contraloría General de la República. Una vez que cada Decreto de Garantía de Seguridad MPC es revisado y aprobado por la Contraloría General de la República y cada Garantía de Seguridad MPC es revisada y refrendada por la Contraloría General de la República, se habrán obtenido todas las aprobaciones necesarias requeridas bajo la Legislación MPC y las demás leyes de Chile para la emisión, validez y ejecutabilidad de dicho Decreto de Garantía de Seguridad MPC y Garantía de Seguridad MPC. Cada Certificado MPC constituirá un título de crédito emitido de acuerdo con la Legislación MPC, que bajo la ley aplicable otorgará a los Tenedores de Certificados MPC el derecho a cobrar de la Tesorería General de la República de Chile (en su calidad de administrador del FET) en la Fecha de Pago del Certificado MPC o, si corresponde, a ejecutar y cobrar de Chile bajo las Garantías de Seguridad MPC en caso de incumplimiento de pago del Certificado MPC. Sin embargo, el FET, la Tesorería General de la República de Chile y Chile, no son deudores de ningún valor emitido teniendo como activo subyacente los Certificados MPC y ni los tenedores de dichos valores ni ningún emisor de los mismos tienen una reclamación directa contra los activos del FET, la Tesorería General de la República de Chile o Chile.

Aunque la Ley MPC se publicó el 2 de agosto de 2022, los pagos iniciales bajo el Mecanismo MPC se llevaron a cabo el 30 de agosto de 2023, en parte debido a retrasos significativos en la emisión de decretos tarifarios. Estos retrasos, además de afectar negativamente la implementación del Mecanismo MPC, resultaron en una acumulación significativa de deuda entre los clientes regulados, lo que llevó a inevitables aumentos futuros de tarifas. En consecuencia, el Ministerio de Energía de Chile está abordando el agotamiento temprano del mecanismo de la Ley MPC y la emisión retrasada de decretos tarifarios.

El 30 de abril de 2024, se promulgó la Ley Chilena No. 21,667 (la "Reforma de la Ley MPC"), para abordar futuros aumentos tarifarios a través de una enmienda a la Ley MPC y su esquema de estabilización y un sistema de subsidios dirigido a clientes regulados vulnerables, con más recursos para financiar el mecanismo de estabilización, con el fin de mejorar el desempeño del Mecanismo MPC.

La Reforma de la Ley MPC incluyó las siguientes enmiendas a la Ley MPC, entre otras:

- El propósito del FET es estabilizar los precios de la electricidad de los clientes regulados y pagar el saldo originado bajo la Ley No. 21,185, la Ley MPC y la Reforma de la Ley MPC.
- El FET será administrado por la Tesorería General de la República de Chile, y la Tesorería General de la República de Chile emitirá los Certificados MPC, siguiendo las instrucciones del Ministerio de Hacienda de Chile.
- La validez del FET y los cargos para financiarlo se extendieron del 31 de diciembre de 2032 al 31 de diciembre de 2035.
- El monto máximo contemplado para la operación del Mecanismo MPC se incrementó, de 1.8 mil millones de dólares estadounidenses a un total de 5.5 mil millones de dólares estadounidenses, con el fin de pagar los saldos originados bajo la Ley No. 21,185, la Ley MPC y la Reforma de la Ley MPC.
- Cada Certificado MPC emitido en exceso de 1.8 mil millones de dólares estadounidenses tendrá la Garantía de Seguridad MPC solo por un monto igual al 30% del valor nominal más intereses de cada Certificado MPC.
- Se establece un cronograma de pagos para pagar progresivamente los saldos originados bajo la Ley No. 21,185, la Ley MPC y la Reforma de la Ley MPC. Además, a partir del 31 de diciembre de 2027, los saldos adeudados se pagarán hasta un monto de 1.8 mil millones de dólares estadounidenses. A partir del 1 de enero de 2028, se pagarán los saldos adeudados bajo la Ley MPC y la Reforma de la Ley MPC, y la deuda debe extinguirse a más tardar el 31 de diciembre de 2035.

La Reforma de la Ley MPC mantiene el mecanismo para la emisión, de vez en cuando, de los Certificados MPC con el propósito de documentar la deuda y otorgar un título válido bajo el cual cobrarla.

No obstante lo anterior, considerando que nuestros PPAs que se vieron afectados por estas regulaciones expiraron en 2024 y actualmente no tenemos PPAs con DisCos, nuestra exposición a futuros riesgos regulatorios o legales relacionados con el mecanismo de estabilización tarifaria ha sido mitigada. Sin embargo, no podemos asegurar que no nos veremos afectados en el futuro por la Legislación MPC, la Reforma de la Ley MPC u otra intervención legal o regulatoria futura en la determinación de los precios de la energía en el mercado chileno.

Ventas a Clientes No Regulados o "Libres"

Los clientes no regulados son aquellos que tienen una demanda máxima horaria de suministro eléctrico de al menos 5,000 kW o aquellos consumidores con una demanda de al menos 300 kW que optan por estar sujetos a un régimen no regulado. Todos los demás consumidores se consideran clientes regulados. Las tarifas y condiciones en los contratos con clientes no regulados se negocian libremente entre el generador y el cliente.

Todos los contratos se suministran desde el sistema, independientemente de si el generador que contrató el suministro es capaz o no de generar la electricidad para cumplir con el contrato. El Coordinador compensa la exposición de los generadores individuales al mercado spot de energía a partir de la diferencia entre su energía contractual y su energía generada obtenida del despacho centralizado, y al mercado de capacidad a partir de la diferencia entre la capacidad demandada por sus clientes en la hora de máxima demanda del sistema y su capacidad suficiente.

Ventas a Empresas Generadoras y Ventas de Potencia

El Coordinador determina anualmente una potencia suficiente para cada planta de energía ("Potencia Suficiente"). La Potencia Suficiente es la capacidad que un generador contribuye a la demanda máxima del

sistema, que es la demanda promedio de los 52 valores horarios más altos de la curva de carga anual del sistema, para el año de cálculo. Esta capacidad se basa en la capacidad máxima que la unidad generadora puede sostener, ajustada según (i) la incertidumbre asociada con la disponibilidad del insumo principal y alternativo utilizado para la generación de energía, (ii) la indisponibilidad forzada de la unidad y de las instalaciones de transmisión que la conectan al sistema, (iii) los períodos de mantenimiento, y (iv) el consumo de los servicios auxiliares de dicha unidad. Basado en la Potencia Suficiente y los retiros de potencia de cada generador, el Coordinador determina la remuneración que resulta de las transferencias de potencia para cada generador.

Una empresa de generación de energía puede necesitar comprar o vender energía o potencia en el mercado spot en cualquier momento, dependiendo de sus requisitos contractuales en relación con la cantidad de electricidad que debe despachar y su Potencia Suficiente.

Concesiones Eléctricas

La ley chilena permite que la actividad de generación de energía se desarrolle sin una concesión eléctrica (excepto para el desarrollo y operación de instalaciones de generación geotérmica, que sí requieren una concesión). Sin embargo, las empresas pueden solicitar una concesión para facilitar el acceso a propiedades de terceros para el desarrollo de plantas hidroeléctricas o geotérmicas, así como para el desarrollo de instalaciones de transmisión eléctrica mediante un "derecho de paso" (servidumbre). Los propietarios de propiedades de terceros tienen derecho a una compensación, que puede ser acordada por las partes o, si no hay acuerdo y se ha otorgado una concesión eléctrica, puede ser determinada mediante un procedimiento administrativo regulado por la Ley de Electricidad Chilena. El procedimiento para obtener una concesión eléctrica fue enmendado en 2013 por la Ley No. 20,701.

Transmisión

La Ley de Electricidad Chilena no requiere una concesión eléctrica para construir y operar instalaciones de transmisión. Sin embargo, en caso de que sea difícil procesar y obtener derechos para usar u ocupar terrenos de terceros afectados por el trazado de la instalación de transmisión, las empresas de transmisión pueden solicitar y obtener una concesión eléctrica que otorgue la posibilidad de imponer servidumbres a terceros a cambio de una compensación adecuada a los propietarios de los terrenos afectados. En cuanto a la actividad de transmisión de electricidad en alta tensión, la Ley de Electricidad Chilena asegura a los propietarios de instalaciones de transmisión el derecho a recuperar todos sus costos de capital, operación, mantenimiento y administración.

La Ley de Electricidad Chilena divide la red de transmisión en subsistemas: (i) Sistema de Transmisión Nacional (antiguo sistema de transmisión troncal), compuesto por las líneas de transmisión que son esenciales para permitir el suministro integral del sistema eléctrico; (ii) Sistema de Transmisión Zonal (antiguo sistema de subtransmisión), compuesto esencialmente por líneas de transmisión que permiten suministrar consumo en áreas de concesión de empresas de distribución; y (iii) Sistema de Transmisión Dedicado (antiguo sistema adicional), compuesto por líneas destinadas esencialmente y principalmente al suministro de electricidad a clientes no regulados o a evacuar energía de plantas generadoras.

En el caso del sistema nacional, es la interacción del mercado la que finalmente determina qué obras se desarrollan basándose en los planes de expansión, con la opinión del Centro de Investigación Independiente de Coordinación del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN) y la CNE. En caso de controversias, el asunto se somete a la resolución del Panel de Expertos. Las obras se asignan finalmente por una tarifa más baja (cargo anual) en licitaciones abiertas convocadas por el Coordinador.

La Ley de Transmisión, publicada en julio de 2016, establece, entre otras cosas, que los sistemas de transmisión serán pagados por los usuarios finales a través de cargos únicos, calculados cada seis meses por la CNE en el informe técnico respectivo, que incluye la resolución que determina los precios nodales.

Bajo la Ley de Transmisión, las instalaciones de generación deben recuperar los cargos fijos obligatorios de los clientes finales, excepto para aquellas inyecciones derivadas de acuerdos de suministro entre empresas de generación y clientes regulados o no regulados ejecutados antes de la entrada en vigor de la Ley de Transmisión. La transferencia del pago del costo de transmisión a los usuarios finales se ha llevado a cabo gradualmente, comenzando en 2019 y finalizando en 2034. Además, la Ley de Transmisión creó el Coordinador del SEN para reemplazar a los CDECs, proporcionando un coordinador unificado para todo el sistema, modificando su estructura interna y dotándolo de nuevas obligaciones y poderes.

La Ley de Transmisión chilena también define polos de desarrollo como aquellas áreas con alto potencial para la generación de energía renovable, cuyo uso es de interés público. El valor anual de los polos de desarrollo es determinado por la CNE al mismo tiempo que para los otros segmentos de transmisión. Cada cinco años, el Ministerio de Energía debe desarrollar un proceso de planificación energética a largo plazo, para los diferentes escenarios energéticos de generación y consumo, en un horizonte de al menos treinta años. El resultado de este proceso servirá como insumo para la planificación anual de la transmisión llevada a cabo por la CNE, que debe considerar, al menos, un horizonte de veinte años.

Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares incluyen la provisión de recursos e instalaciones que promuevan una mejor coordinación del sistema eléctrico, de acuerdo con las regulaciones de seguridad y calidad aplicables. La implementación de un nuevo régimen de servicios auxiliares será determinada anualmente por la CNE. El Coordinador debe preparar un informe anual identificando los servicios auxiliares y los recursos e infraestructuras necesarios para proporcionar esos servicios, así como la vida útil de dicha infraestructura y un plan de mantenimiento anual eficiente. La concesión para la instalación y establecimiento de los servicios auxiliares se ofrecerá en un proceso de licitación competitiva liderado por el Coordinador. En circunstancias excepcionales, el Coordinador ordenará la provisión de los servicios auxiliares por una parte específica. Las principales reglas aplicables a los servicios auxiliares están contenidas en el Reglamento de Servicios Auxiliares Decreto Supremo No. 113, publicado el 27 de marzo de 2019, por el Ministerio de Energía en el Diario Oficial.

Multas y Compensaciones

Si se promulga un decreto de racionamiento en respuesta a períodos prolongados de escasez de electricidad, se pueden imponer severas sanciones a las empresas de generación de energía que contravengan el decreto. Para los clientes regulados, el monto de la compensación es equivalente a la energía no suministrada, valorada diez veces el precio de la energía en el período de indisponibilidad. Para los clientes no regulados, el monto de la compensación corresponde a la energía no suministrada equivalente, valorada diez veces el Precio Medio de la Electricidad, que se establece en el informe de precios nodales emitido por la CNE, que es válido en el momento de la indisponibilidad. Después de 2023, esto se incrementará a quince veces el precio de la energía en el período de indisponibilidad. A pesar de estas disposiciones, el monto de la compensación no puede ser superior al 5% de los ingresos anuales de energía y potencia de la empresa suministradora. Se estableció un precio máximo de compensación de 20,000 Unidades Tributarias Anuales (UTA) por cada evento. Todas estas declaraciones no tienen en cuenta otras sanciones que las autoridades chilenas puedan imponer.

Las empresas de generación de energía también pueden estar obligadas a pagar multas a las autoridades reguladoras si un apagón del sistema resulta de un error operativo de cualquier generador, o del incumplimiento del Código de Red, incluidas las fallas relacionadas con los deberes de coordinación de todos los agentes del sistema. Una empresa de generación de energía también puede estar obligada a realizar pagos compensatorios a los clientes regulados de electricidad afectados por cortes de electricidad o a los clientes no regulados (en caso de que el contrato correspondiente considere dichos pagos).

Si las empresas de generación de energía no pueden satisfacer sus compromisos contractuales de entregar electricidad durante los períodos en que está vigente un decreto de racionamiento y no hay energía disponible para comprar en el sistema, la empresa de generación de energía debe pagar una compensación a los clientes regulados igual a la diferencia entre el "costo de interrupción" y el precio nodo determinado por la CNE en cada fijación de tarifas. El "costo de interrupción" es determinado semestralmente por los modelos económicos de la CNE como el costo más alto para los clientes finales de tener una escasez de electricidad durante períodos de déficit eléctrico. Los costos de interrupción corresponden al costo promedio incurrido por los usuarios finales en proporcionar un kWh por sus propios medios.

El 20 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía promulgó el DS 125, que contiene el Reglamento para la Operación y Coordinación del Sistema, que fue mandatado a preparar por la Ley No. 20,196. El DS 125 mantuvo una disposición que originalmente se incluyó en el DS 291, que preveía un mecanismo para compensar los sobrecostos incurridos por las unidades de generación que operan en su modo técnico mínimo, que no se pagan por sus costos operativos variables por cada balance de transacciones de energía del Coordinador entre las empresas de generación. Los sobrecostos, en cualquier momento dado, son iguales a la diferencia entre (a) los costos variables reportados por las unidades de generación de electricidad que operan en su modo técnico mínimo y (b) el costo marginal, y son pagados por todas las empresas de generación en proporción a la electricidad retirada del sistema para satisfacer su demanda contratada.

Regulación Ambiental

Chile cuenta con numerosas leyes ambientales nacionales, reglamentos, decretos y ordenanzas municipales que rigen nuestras operaciones y el desarrollo de nuevos proyectos. Entre otros, existen regulaciones relacionadas con la zonificación industrial, la gestión de residuos, las aguas residuales industriales, las emisiones atmosféricas, el almacenamiento de sustancias peligrosas, la responsabilidad ambiental y la limpieza de la contaminación, donde existen riesgos para la salud pública, etc. Según estas normas, es posible que debamos obtener aprobaciones, consentimientos y permisos específicos, y las emisiones y descargas de nuestras operaciones pueden estar obligadas a cumplir con estándares y limitaciones específicos establecidos en las regulaciones o permisos. Hemos realizado y seguiremos realizando gastos sustanciales para cumplir con dichas leyes, reglamentos, decretos y ordenanzas ambientales. Ver "Factores de Riesgo—Factores de Riesgo Relacionados con AES Andes—El cumplimiento de las regulaciones ambientales puede requerir gastos significativos que podrían afectar negativamente nuestra capacidad para expandir nuestro negocio y nuestros resultados operativos".

La Ley Ambiental Chilena, promulgada en marzo de 1994 y modificada en 2010 por la Ley No. 20,417, establece un marco para la regulación ambiental en Chile, que se ha vuelto cada vez más estricta en los últimos años. La enmienda mencionada incluye, entre otros, la creación de un nuevo marco institucional compuesto por: (i) el Ministerio del Medio Ambiente; (ii) el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad; (iii) el Servicio de Evaluación Ambiental; (iv) el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas; y (v) la

Superintendencia del Medio Ambiente, que se encargan de regular, evaluar y hacer cumplir proyectos y actividades que presentan impactos ambientales, respectivamente. Estas instituciones, que reemplazaron a sus predecesoras, la Comisión Nacional del Medio Ambiente, están actualmente en pleno funcionamiento. Además, los recién establecidos Tribunales Ambientales, creados y regulados por la Ley No. 20,600, son responsables de la revisión judicial de la toma de decisiones ambientales. Además, hay más de 20 servicios públicos con capacidades ambientales, incluidos el Servicio Nacional de Pesca, el Servicio Nacional de Turismo, el Consejo de Monumentos Nacionales, la Autoridad Marítima, la Autoridad Sanitaria, la Dirección General de Aguas (DGA), el Servicio Agrícola Ganadero (SAG), la Corporación Nacional Forestal (CONAF), el Ministerio de Bienes Nacionales, el Servicio Nacional de Geología y Minas, la Corporación de Desarrollo Indígena (CONADI) y las Municipalidades, entre otros.

La proliferación de instituciones ambientales y la sofisticación asociada del marco regulatorio ambiental han resultado en costos adicionales para nosotros relacionados con la implementación de sistemas de monitoreo y medidas preventivas ambientales, así como litigios ambientales y, en general, la protección del medio ambiente, particularmente aquellos relacionados con la flora y fauna, las áreas protegidas de vida silvestre, los estándares de calidad del agua, las emisiones atmosféricas y la contaminación del suelo. Además, las violaciones de estas regulaciones ambientales pueden dar lugar a multas significativas, el cierre de instalaciones y la revocación de aprobaciones ambientales. La Ley Ambiental Chilena y sus reglamentos permiten al gobierno chileno, a través del Consejo de Defensa del Estado, los consejos locales (para actos que ocurran dentro de sus respectivas jurisdicciones) y los ciudadanos afectados, presentar acciones judiciales en caso de responsabilidad ambiental derivada de la contaminación industrial.

Además, los ciudadanos afectados por cualquier proceso de toma de decisiones ambientales pueden presentar una petición de alivio ante una Corte de Apelaciones chilena, que tiene el poder de requerir la suspensión de la actividad ofensiva y adoptar medidas de protección a través de un recurso de protección. Esta ha sido una herramienta ampliamente utilizada para obstruir y/o retrasar proyectos, especialmente los grandes, como las plantas termoeléctricas. Los ciudadanos también tienen otros tipos de acciones judiciales y administrativas que pueden utilizar para oponerse a una decisión ambiental.

La Ley Ambiental Chilena y sus reglamentos contienen reglas adicionales relacionadas con las Evaluaciones de Impacto Ambiental, que han estado en vigor y desarrollándose desde el 3 de abril de 1997, y que establecen que debemos evaluar el impacto ambiental de cualquier proyecto o actividad futura que pueda afectar significativamente el medio ambiente. Hemos realizado estas evaluaciones de impacto ambiental de acuerdo con la Ley Ambiental Chilena sobre nuestras instalaciones. El Servicio de Evaluación Ambiental es el encargado de gestionar, coordinar y consolidar el proceso de evaluación ambiental.

El principio básico de la Evaluación de Impacto Ambiental es que los proyectos o actividades que puedan tener un impacto ambiental en cualquiera de sus fases solo pueden ejecutarse o modificarse tras la evaluación de su impacto ambiental de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley Ambiental Chilena y los reglamentos relacionados con la Evaluación de Impacto Ambiental. En general, el artículo 10 de la Ley Ambiental Chilena y el artículo 3 de su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo No. 40, proporcionan una lista de actividades y proyectos que están sujetos a la Evaluación de Impacto Ambiental. Entre otros, esta lista incluye instalaciones de generación de energía de más de tres megavatios; líneas de transmisión de alta tensión y sus subestaciones; puertos, vías de navegación, astilleros y terminales marítimos; proyectos industriales o inmobiliarios que se ubiquen en zonas declaradas como latentes o saturadas; proyectos mineros bajo ciertas características; oleoductos, gasoductos, mineroductos y otros tipos de ductos; instalaciones industriales, como metalúrgicas, químicas, textiles, productoras de materiales de construcción, equipos y productos metálicos y de curtido, de tamaño industrial; producción,

almacenamiento, transporte, disposición o reciclaje, de manera regular, de sustancias tóxicas, explosivas, radiactivas, inflamables, corrosivas o reactivas; y ciertos proyectos sanitarios

Dependiendo de los efectos, características o circunstancias del proyecto o actividad en cuestión, el peticionario deberá presentar a la autoridad una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) sobre el impacto ambiental que tendrá el proyecto o actividad relevante. Si el impacto ambiental causado por el proyecto o actividad relevante crea o presenta al menos uno de los efectos, características o circunstancias mencionadas en el Artículo 11 de la Ley Ambiental Chilena (es decir: riesgo para la salud de la población; efectos adversos significativos en la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluyendo suelo, agua y aire; reasentamiento de comunidades humanas; alteración de áreas pertenecientes al patrimonio cultural), el peticionario deberá presentar un EIA. En todos los demás casos, el peticionario deberá presentar una DIA.

En caso de una enmienda a un proyecto o actividad, la evaluación ambiental debe realizarse sobre dicha enmienda (no sobre el proyecto o actividad existente), a menos que el proyecto o actividad en cuestión se haya iniciado una vez que el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental era obligatorio y la enmienda relevante consista en un proyecto o actividad que deba ser evaluado ambientalmente antes de su ejecución según el Artículo 10 de la Ley Ambiental Chilena; sin embargo, la evaluación ambiental deberá considerar los efectos acumulativos de la enmienda y el proyecto o actividad existente.

Estamos particularmente interesados en, y monitoreamos de cerca la aplicación de la regulación de emisiones atmosféricas (Decreto Supremo No. 13/2011), los impuestos sobre las emisiones atmosféricas de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono, ruido (Decreto Supremo No. 38/2012), descargas a cuerpos de agua (Decreto Supremo No. 90/2000), contaminación lumínica (Decreto No. 43/2013) y los Planes de Prevención y Descontaminación Atmosférica de Tocopilla y Concón-Quintero-Puchuncaví, entre otras regulaciones que consideramos materiales para nuestro negocio.

El 13 de junio de 2022, se publicó en el Diario Oficial la Ley No. 21,455, Ley Marco sobre Cambio Climático. Esta ley establece un marco legal para abordar los desafíos planteados por el cambio climático, con el objetivo de lograr y mantener la neutralidad de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050. Para lograr este objetivo de mitigación, la ley establece instrumentos de gestión a nivel nacional, regional y local; determina el marco institucional ambiental para el cambio climático, asignando funciones y responsabilidades específicas a cada uno de los organismos nacionales, regionales y colaborativos que lo componen, siendo el Ministerio del Medio Ambiente la autoridad nacional en esta materia. Además, crea un Sistema Nacional de Acceso a la Información y Participación Ciudadana sobre Cambio Climático, que será administrado y coordinado por el Ministerio del Medio Ambiente, y establece directrices y mecanismos financieros para abordar el cambio climático. Además, especifica que el Ministerio de Obras Públicas debe desarrollar Planes Estratégicos de Recursos Hídricos en Cuencas, con el fin de contribuir a la gestión del agua, identificar brechas de agua superficial y subterránea, establecer el balance hídrico y sus proyecciones. Cada cuenca del país debe tener un Plan Estratégico de Recursos Hídricos.

En relación con lo anterior, en febrero de 2024, se publicó en el Diario Oficial el Decreto Supremo No. 30/2023 del Ministerio del Medio Ambiente. Este decreto introdujo modificaciones al Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (Decreto Supremo No. 40/2012). A través de la modificación, se incorporó la variable de cambio climático en la evaluación ambiental de proyectos sujetos a dicha evaluación, así como en los procedimientos para revisar la Resolución de Calificación Ambiental. Además,

el Decreto tiene como objetivo asegurar una participación comunitaria efectiva mejorando la calidad de la información proporcionada en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

El 6 de septiembre de 2023, se publicó en el Diario Oficial la Ley No. 21,600. Esta ley crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas y el Sistema Nacional de Áreas Protegidas. Entre otros asuntos, el nuevo servicio público estará a cargo del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, gestionará un Fondo Nacional para la Biodiversidad y tendrá el poder de aplicar sanciones en caso de infracción de la nueva ley. La iniciativa también complementa el marco institucional ambiental que actualmente incluye, entre otros, la Superintendencia del Medio Ambiente y el Servicio de Evaluación Ambiental.

Impuesto a las emisiones (Impuestos Verdes)

En 2014, se promulgó la Ley No. 20,780, a través de la cual se estableció un nuevo impuesto a las emisiones o "impuestos verdes", que grava las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO2) y dióxido de carbono (CO2), producidas por turbinas o calderas con una potencia igual o superior a 50 MW.

En el caso de las emisiones de CO2, este impuesto se fijó en 5 dólares por tonelada de CO2 emitida. Esto ha estado en vigor desde 2017, y el 24 de febrero de 2020, fue modificado por la Ley No. 21,210, que moderniza la legislación tributaria. Esta regulación incluye modificaciones a la regulación sobre impuestos a las emisiones contaminantes, conocidos como "Impuestos Verdes", que amplía la base imponible a todas las organizaciones que, individual o colectivamente, produzcan 100 toneladas o más de material particulado por año, o 25,000 toneladas o más de CO2, ya no limitándose solo a calderas o fuentes de emisión específicas.

Otra modificación relevante es la posibilidad de implementar programas de compensación de emisiones a partir de 2023, reduciendo así el cálculo de emisiones sobre el cual se calcula el pago del impuesto. Finalmente, el cuerpo legal especifica los mecanismos para la notificación de la liquidación del impuesto, los medios de impugnación disponibles para el contribuyente y los efectos que tendrán las modificaciones ordenadas por la autoridad ambiental en la emisión de una nueva liquidación de impuestos por parte del SII (Servicio de Impuestos Internos).

Revisión del Estándar de Emisiones para Plantas de Energía Termoeléctrica. El Ministerio del Medio Ambiente (MMA), a través de la Resolución No. 130/2020, inició la revisión del estándar de emisiones para plantas de energía termoeléctrica (DS13/2011 del MMA). El 13 de junio de 2023, se publicó la Resolución Ex. 569/23, del MMA, aprobando el Borrador y poniéndolo a Consulta Pública por 60 días hábiles, que finalizó el 14 de septiembre de 2023, donde la Compañía participó enviando sus comentarios.

Derechos de agua

AES Andes posee derechos de agua de propiedad indefinida, incondicional y absoluta otorgados por la entidad de aguas DGA. Las empresas generadoras chilenas deben pagar una tarifa anual por los derechos de agua no utilizados. Las tarifas de licencia ya pagadas pueden recuperarse a través de créditos fiscales mensuales a partir de la fecha de inicio del proyecto asociado con el derecho de agua considerado. Las tarifas de licencia máximas a recuperar son las pagadas durante los ocho años anteriores a la fecha de inicio. AES Andes analiza continuamente qué derechos de agua mantendrá, venderá o adquirirá.

Una enmienda al Código de Aguas fue publicada en el Diario Oficial y entró en vigor el 6 de abril de 2022 (Ley No. 21,435). Los principales cambios son: (a) el agua, en todos sus estados, es una propiedad nacional

de uso público, (b) se establece prioridad para el consumo humano y el saneamiento, especialmente en un escenario de escasez, (c) prevenir el no uso de los derechos de agua (los derechos de agua podrían ser revocados si no se utilizan en diez o cinco años, dependiendo de las características del derecho de agua), (d) requisito obligatorio de registrar los derechos existentes otorgados por la DGA en el registro de propiedades del Registro de Bienes Raíces (extinción de estos derechos si no se registran debidamente en el Registro de Bienes Raíces correspondiente antes del 6 de abril de 2025) e iniciar los procesos de regularización pendientes dentro de los cinco años a partir de la publicación de la ley, (e) se modifica el régimen de los nuevos derechos de agua que se constituyen, es decir, los nuevos derechos no serán perpetuos, se otorgarán por un máximo de 30 años y con opción de renovación, (f) la DGA podrá establecer un caudal ecológico mínimo, con respecto a los derechos de agua existentes en aquellas áreas donde haya un ecosistema amenazado o degradado, así como en áreas declaradas bajo protección oficial de la biodiversidad, (g) el aumento de los precios de las patentes por no usar los derechos de agua, y (h) el aumento de poderes y herramientas para que la DGA cumpla con sus propósitos.

Además, en diciembre de 2023, un proyecto para enmendar el Código de Aguas (Boletín No. 16,504-33). El propósito principal es modernizar y fortalecer los procedimientos de monitoreo de la Dirección General de Aguas con respecto a las infracciones regulatorias del Código de Aguas, introduciendo un procedimiento administrativo sancionador simplificado destinado a reducir los tiempos de tramitación e incorporando elementos disuasorios más efectivos.

Agenda Energética del Gobierno Chileno

Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile ("ECLP")

La Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile ("ECLP") es una hoja de ruta que establece los objetivos y metas sectoriales específicos que permitirán a Chile ser neutral en carbono y resiliente al clima a más tardar en 2050, como lo solicitan los científicos, para mitigar el impacto del cambio climático.

Para lograr la neutralidad de carbono y ser un país resiliente al clima, la ECLP establece metas y acciones específicas que Chile debe emprender, también estableciendo prioridades por sectores y períodos de tiempo para el cumplimiento. En total, hay más de 400 metas de transición que incluyen todos los sectores de la sociedad de manera integrada.

Algunos de los hitos clave son los siguientes:

Para 2025, la ECLP tiene como objetivo lograr la eliminación del 65% de la generación a carbón de la matriz nacional (con la posibilidad de extender la salida de proyectos específicos más allá de 2027, manteniendo la confiabilidad y asequibilidad, y sujeto a las aprobaciones necesarias), agregar entre 10,000 y 15,000 hectáreas de humedales urbanos protegidos y establecer un etiquetado ecológico obligatorio de reciclabilidad o que el 100% de las áreas marinas protegidas tengan planes de manejo.

Para 2030, la ECLP establece como meta que el 80% de la generación de electricidad provenga de fuentes renovables, un aumento del 50% en la red de estaciones de glaciares, la implementación de flotas de cero emisiones en la minería a gran escala, y que el 100% de la población urbana tenga acceso a servicios de salud.

Para 2040, la ECLP establece que todas las plantas de energía a carbón deben ser retiradas o reconvertidas, el hidrógeno verde debe representar el 20% de la matriz de combustibles del país, el 100% de los autobuses, taxis y buses deben ser de cero emisiones y debe haber una reducción del 40% en la entrada de residuos en mares y playas.

Para 2050, la ECLP tiene como objetivo lograr una matriz energética de cero emisiones, reducir las emisiones de la industria y la minería en un 70% en comparación con los niveles de 2018, y que el 30% al 50% de las especies amenazadas tengan planes de recuperación, conservación y manejo.

Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

En noviembre de 2020, el Ministerio de Energía lanzó la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Chile, que es el resultado de un trabajo colaborativo entre la industria, la academia, la sociedad civil y el sector público, y es una pieza esencial de nuestro plan de neutralidad de carbono y compromiso con el desarrollo sostenible. Nos permitirá producir y exportar productos que se crean utilizando combustibles de cero carbono, distinguiendo nuestras exportaciones como productos limpios para los usuarios finales. También nos permitirá exportar nuestra energía renovable al mundo en forma de hidrógeno líquido verde, amoníaco verde y combustibles sintéticos limpios.

La estrategia tiene seis pilares para proporcionar un marco para la acción privada y pública para desplegar esfuerzos impactantes para el desarrollo del hidrógeno verde en Chile: (1) Política orientada a la misión; (2) Uso equilibrado de recursos y tierras; (3) Nueva economía basada en exportaciones limpias; (4) Camino eficiente hacia un país neto cero; (5) Hidrógeno Verde ("GH2") como catalizador del crecimiento local; y (6) Apertura al mundo.

El 3 de diciembre de 2021, el Poder Ejecutivo del Gobierno propuso un proyecto de ley al Congreso chileno que "Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad". Esta propuesta, entre otras iniciativas, introduciría una definición para "sistema de generación-consumo" en la Ley General de Servicios Eléctricos. Esto permitiría la implementación de sistemas H2-Ren autoabastecidos, asegurando el pago de cargos de red solo por la energía consumida en lugar de la capacidad conectada.

En abril de 2024, el Gobierno chileno publicó su Plan de Acción GH2 (el "Plan de Acción") que incluye objetivos e hitos relevantes a seguir hasta 2030. También destaca la importancia del hidrógeno verde para lograr la neutralidad de carbono para 2050. El plan propuesto incluye una estrategia participativa con audiencias cívicas, talleres y directrices estratégicas, y el desarrollo de un criterio de sostenibilidad.

Acuerdo Voluntario de Descarbonización

El 4 de junio de 2019, se celebró un acuerdo voluntario entre el Gobierno de Chile y las empresas AES Gener (hoy AES Andes), Colbún, Enel y Engie, en virtud del cual se estableció un cronograma para la retirada gradual de aproximadamente 1000 MW de plantas de energía a carbón para 2025.

El acuerdo establece un camino para retirar gradualmente los activos de carbón del sistema, con reglas claras y con el fin de mitigar posibles impactos adversos en el sistema. Las unidades de AES Andes inicialmente incluidas en este acuerdo son Ventanas 1 y 2, unidades construidas en 1964 y 1977, respectivamente.

Este acuerdo entró en vigor tras la publicación del decreto supremo No. 42 de 2020 sancionado el 26 de diciembre de 2020, que modificó el decreto supremo No. 62 de 2006 al crear un nuevo estado operativo "Estado Operativo de Reserva Estratégica" (ERE) que permite la eliminación de plantas de energía bajo dicho estado del despacho regular de energía en el sistema, siendo dispuestas esencialmente para condiciones sistémicas con un aviso previo de 60 días calendario. El 29 de diciembre de 2020, la planta de energía Ventanas 1 fue autorizada por la CNE para aprovechar este nuevo estado operativo.

El 6 de julio de 2021, AES Andes acordó con el Ministerio de Energía de la República de Chile una enmienda al Acuerdo de Desconexión y Cese de Operaciones de las unidades a carbón, Ventanas 1 y Ventanas 2,

fechado el 4 de junio de 2019 (el "Acuerdo de Desconexión"). Bajo dicha enmienda, AES Andes ha acordado para las Unidades 3 y 4 (ambas propiedad de la afiliada Eléctrica Ventanas SpA) del Complejo Ventanas y Angamos 1 y 2 (ambas propiedad de su afiliada Eléctrica Angamos SpA) que constituyen la Planta Angamos, con capacidades instaladas de 267 MW, 272 MW, 277 MW y 281 MW, respectivamente y en conjunto un total de 1,097 MW, cesar las operaciones basadas en carbón a partir del 1 de enero de 2025, o tan pronto como la seguridad, suficiencia y economía del sistema lo permitan, mientras se mantiene la confiabilidad y asequibilidad, y sujeto a las aprobaciones necesarias.

El 22 de julio de 2022, la CNE autorizó a AES Andes a cesar definitivamente la operación de la unidad Ventanas 1 a partir del 30 de junio de 2022. Además, las unidades Ventanas 2 y Norgener cesaron su operación en diciembre de 2023 y abril de 2024, respectivamente.

Hemos logrado un progreso significativo en nuestra salida de la generación de carbón, como lo demuestra el hecho de que para finales de 2024 habíamos salido de la mayoría sustancial de nuestras instalaciones de carbón, reduciendo nuestra capacidad instalada de carbón en un 63% al retirar y/o vender casi 2.0 GW. Continuaremos trabajando hacia la salida de la generación de carbón, mientras mantenemos la confiabilidad y asequibilidad del sistema. Mientras tanto, dos de nuestras plantas de energía a carbón más nuevas (que están entre las más nuevas del sistema) han desempeñado un papel crucial en mantener la estabilidad y confiabilidad de la red, y apoyar la integración de Chile con energías renovables y avanzar en el proceso de descarbonización.

Colombia

Desde 1994, el sector eléctrico en Colombia ha permitido que las empresas privadas participen en los diferentes tipos de negocios en la cadena de la industria, con un marco de mercado libre para la generación y venta de electricidad y un marco regulado para la transmisión y distribución. Las diferentes actividades del sector eléctrico están gobernadas por el Código de Servicios Públicos, Ley 142 de 1994; y el Código Eléctrico, Ley 143 de 1994. Las actividades de la industria también están gobernadas por las regulaciones y normas técnicas emitidas por la CREG. El mercado mayorista de energía comenzó a operar en julio de 1995, y desde entonces las empresas generadoras deben presentar ofertas de precios e informar la cantidad de energía disponible diariamente en un entorno competitivo.

El Código Eléctrico Colombiano regula la generación, comercialización, transmisión y distribución de electricidad. Según la ley, cualquier empresa, nacional o extranjera, puede realizar cualquiera de estas actividades. A partir de 2019, una empresa de servicios públicos puede participar en actividades de comercialización, generación y distribución, pero la actividad de transmisión no puede llevarse a cabo junto con las actividades mencionadas anteriormente. El sistema formado por plantas de generación, la red interconectada, líneas de transmisión regionales, líneas de distribución y cargas de consumidores se llama "SIN". Las empresas de servicios públicos están obligadas a garantizar un servicio continuo y eficiente, facilitar el acceso de usuarios de bajos ingresos a través de subsidios otorgados por el gobierno, informar a los usuarios sobre el uso eficiente y seguro de los servicios, proteger el medio ambiente, permitir el acceso e interconexión a otras empresas de servicios públicos y grandes clientes, cooperar con las autoridades en caso de emergencia para prevenir daños a los usuarios y reportar a la autoridad cualquier inicio comercial de operaciones.

El mercado incluye dos tipos de clientes: no regulados y regulados. Los clientes no regulados, que son aquellos consumidores que deben tener un consumo mínimo de 100 kW o 55,000 kWh por mes, pueden negociar libremente precios con empresas generadoras, empresas de distribución o comercializadores. Los

clientes regulados establecen acuerdos bilaterales de dos partes con los comercializadores, que normalmente duran de uno a cuatro años, y deben comprar energía a través de licitaciones públicas realizadas por su comercializador.

El mercado tiene los siguientes límites:

A. El límite para los generadores es del 25,0% de energía firme. La energía firme se refiere a la máxima energía eléctrica que una planta de generación puede entregar de manera continua durante un año, en condiciones extremas de la red; por ejemplo, en el caso del fenómeno "El Niño". Este límite es aplicable a grupos económicos, incluidas las empresas que son controladas por, o bajo control común con, dichas empresas.

B. De manera similar, un comercializador no puede representar más del 25,0% de la actividad de comercialización en el SIN. Las limitaciones en los comercializadores tienen en cuenta las ventas de energía internacional. La participación en el mercado se calcula mensualmente y los comercializadores tienen hasta seis meses para reducir su participación cuando se supera el límite. Este límite es aplicable a grupos económicos, incluidas las empresas que son controladas por, o bajo control común con, otras empresas.

C. Además, los generadores no pueden poseer más del 25% de interés en un distribuidor, y viceversa. Sin embargo, esta limitación solo se aplica a empresas individuales y no impide la propiedad cruzada por empresas del mismo grupo corporativo.

D. Un generador, distribuidor, comercializador o una empresa integrada, es decir, una empresa que combina actividades de generación, transmisión y distribución, no puede poseer más del 15,0% del capital en una empresa de transmisión si esta última representa más del 2,0% del negocio de transmisión nacional en términos de ingresos.

E. Una empresa de distribución puede poseer más del 25,0% del capital de una empresa integrada si la participación de mercado de la empresa integrada es inferior al 2% de los ingresos nacionales de generación.

F. Cualquier empresa creada antes de la promulgación de la Ley No. 143 tiene prohibido fusionarse con otra empresa creada después de la Ley No. 143.

El Ministerio de Minas y Energía define la política del gobierno para el sector energético. Otras entidades gubernamentales que desempeñan un papel importante en la industria eléctrica incluyen: la Superintendencia de Servicios Públicos de Colombia, que supervisa e inspecciona las empresas de servicios públicos; la Superintendencia de Industria y Comercio, que es la autoridad nacional de competencia; la CREG, que es la autoridad reguladora de los sectores de energía y gas; y la UPME, que se encarga de planificar la expansión de la red de generación y transmisión.

La CREG está facultada para emitir regulaciones que gobiernan las operaciones técnicas y comerciales y para establecer cargos para actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son establecer condiciones para la desregulación gradual del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo, aprobar cargos para los activos de la red de transmisión y distribución y para los clientes regulados, establecer la metodología para calcular y establecer tarifas máximas para el suministro del mercado regulado, establecer regulaciones para la planificación y coordinación de las operaciones del SIN y establecer requisitos técnicos para la calidad, fiabilidad y seguridad del suministro, y la protección de los derechos de los clientes.

En 2006, el marco regulatorio para el sector eléctrico fue enmendado con la adopción de un mecanismo de pago de confiabilidad (cargo por confiabilidad). El cargo por confiabilidad se liquida en dólares estadounidenses pero se paga en pesos colombianos al tipo de cambio al final del mes correspondiente. Este cargo fue diseñado para compensar a las empresas de generación por poner a disposición capacidad firme adicional, particularmente durante condiciones de escasez, permitiendo al sistema mejorar la previsibilidad y estabilidad de la generación. El nuevo cargo fue diseñado para compensar y estimular la inversión en el sector de generación e incluye subastas especiales de energía firme para proyectos con períodos de construcción más largos que el período de planificación, como proyectos hidroeléctricos a gran escala.

En 2018, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia publicó la resolución final del esquema de contratación a largo plazo de subastas para la promoción de energía renovable en Colombia. El objetivo de esta subasta es asignar energía de proyectos de generación renovable y que se oficializa a través de la firma de un contrato de energía promedio de 15 años. De acuerdo con la entrada de recursos renovables en el sistema interconectado, se esperan propuestas regulatorias relacionadas con el mercado intradiario, la liquidación vinculante y el nuevo mercado de servicios auxiliares.

Generación

El sector de generación está organizado sobre una base competitiva con empresas que venden su energía generada en el mercado mayorista al precio spot o bajo contratos bilaterales con otros participantes, incluidos generadores y comerciantes, y clientes no regulados a precios libremente negociados. El precio spot es el precio pagado por el participante en el mercado mayorista por la energía despachada bajo la dirección del CND. El precio spot horario pagado por la energía refleja los precios ofrecidos por los generadores en el mercado mayorista y las respectivas condiciones de oferta y demanda.

Los generadores conectados al SIN también pueden ser recompensados con "pagos de confiabilidad" que son el resultado de la Obligación de Energía Firme (OEF) que proporcionan al sistema. La OEF es un compromiso de las empresas de generación respaldado por recursos físicos capaces de producir energía firme durante períodos de escasez, como condiciones hidrológicas adversas u otras condiciones técnicas no solo relacionadas con el clima. El generador que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el período de compromiso, independientemente de si se requiere el cumplimiento de su obligación. Para recibir pagos de confiabilidad, los generadores deben participar en subastas de energía firme declarando y certificando su energía firme. Hasta noviembre de 2012, el período de transición, bajo la metodología de cargo por confiabilidad implementada en 2006, el suministro de energía firme para fines de confiabilidad se asignará proporcionalmente en función de la energía firme declarada de cada generador. Más allá del período de transición, la energía firme adicional requerida por el sistema se asignará en subastas públicas. La primera subasta se llevó a cabo en 2008 e incluyó la participación de generadores existentes así como nuevos proyectos de generación. La segunda subasta se llevó a cabo en 2011 para energía adicional a partir de 2015 en adelante. La tercera subasta se llevó a cabo en 2019 y fue la primera en otorgar OEF a proyectos de energía renovable no convencional, que comenzarían a despachar a partir de 2023-

La cuarta subasta de cargos por confiabilidad se llevó a cabo en febrero de 2024. Se asignaron 4,441 MW de nuevas plantas solares (99%) y 48 MW de plantas térmicas (1%). La validez de la obligación de energía firme va desde el 1 de diciembre de 2027 hasta el 30 de noviembre de 2028 y el precio de cierre de la subasta fue de 18.2 USD/MWh.

El cambio más reciente en el cargo por confiabilidad está relacionado con la definición de precios de escasez diferenciales por tecnología. La resolución CREG 101 066 de 2024, motivada por el gobierno para reducir la tarifa al usuario final, implementa un esquema donde se definen dos precios de escasez asociados al cargo por confiabilidad según dos grupos de plantas:

Precio de Escasez para plantas que operan con combustibles líquidos y gas combustible o Precio de Escasez Superior (PES): corresponde al PE de plantas térmicas que operan con combustibles líquidos o gas, que será más alto que el de plantas con bajos costos variables y corresponde al Precio de Escasez Marginal (PME).

Precio de Escasez para plantas que operan con recursos renovables o carbón, o Precio de Escasez Inferior (PEI): corresponde al PE de plantas que operan con recursos renovables o carbón como recurso principal.

Estos Precios de Escasez se aplicarán a la asignación de Obligaciones de Energía Firme para nuevos períodos después de noviembre de 2027. Un análisis de la medida indica que los agentes con recursos tecnológicos renovables serán los más afectados porque limita su entrada al mercado y tendrían riesgos tan altos de penalizaciones que podrían decidir no emprender los proyectos, lo cual es contrario a la transición energética promovida por el gobierno.

El Ministerio de Minas y Energía emitió el decreto 1403 relacionado con la definición de autogeneración remota y producción marginal. Se definen aspectos clave para la promoción de la autogeneración remota y la producción marginal, donde se destacan los siguientes aspectos:

Eliminación de autorizaciones para la conexión al sistema interconectado.

Condiciones de conexión simétricas: Las condiciones para conectar proyectos son simétricas en todos los requisitos aplicables a generadores, autogeneradores y productores marginales.

La CREG analizará la relevancia, evaluará y definirá la metodología para la aplicación o no de los cargos por el concepto de CERE, FAZNI y/o otros componentes.

Los autogeneradores y productores marginales a gran escala deben firmar un contrato de apoyo con el operador de red o el transportista al que se conectan.

La CREG evaluará la relevancia de que los autogeneradores y productores marginales puedan participar en el mecanismo de Cargo por Confiabilidad y en servicios complementarios. Además, el MME emitirá los requisitos habilitantes y obligaciones para proyectos de autogeneración y producción marginal.

- Despacho y Precios

La compra y venta de electricidad puede ocurrir entre generadores, distribuidores que actúan como comerciantes, comerciantes (que no generan ni distribuyen electricidad) y clientes no regulados. No hay restricciones para nuevos participantes en el mercado si esos participantes cumplen con las leyes y regulaciones aplicables.

El mercado mayorista facilita la venta de energía no comprometida bajo contratos, en el mercado spot. En el mercado mayorista, se establece un precio spot horario para todas las unidades despachadas basado en el precio de oferta de la unidad de generación de mayor precio despachada durante el período. El Centro Nacional de Despacho (CND por sus siglas en español) recibe ofertas de precios cada día de todos los generadores del mercado mayorista. Estas ofertas indican precios y la capacidad disponible por hora para el día siguiente. Con base en esta información, el CND, guiado por un principio de “despacho óptimo” (que asume una capacidad de transmisión infinita en toda la red), clasifica a los generadores según su precio de

oferta, comenzando con la oferta más baja para determinar los generadores que despacharán su energía al sistema el día siguiente para satisfacer la demanda esperada. El precio para todos los generadores es igual al generador más caro despachado en cada período horario bajo despacho óptimo. Este sistema de clasificación de precios intenta asegurar que la demanda nacional y la demanda de exportación se satisfagan con la combinación de unidades generadoras disponibles de menor costo en el país. El CND también toma en cuenta las limitaciones de la red, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el día siguiente, de manera segura, confiable y eficiente en costos.

Si un generador entrega menos energía de la asignada en el programa de despacho óptimo, la empresa debe pagar, como multa, el promedio entre el precio de mercado y su precio de oferta. Alternativamente, aquellos generadores que entreguen energía en exceso reciben un crédito por la diferencia. El valor neto de estas restricciones se asigna proporcionalmente a todos los comerciantes dentro del SIN, de acuerdo con su demanda de energía. Algunos generadores han iniciado procedimientos legales argumentando que los precios reconocidos no cubren los costos asociados con estas restricciones.

Exportación e Importación de Electricidad

La Decisión CAN 536 de 2002, firmada por los países que participan en la Comunidad Andina de Naciones (CAN por sus siglas en español), Colombia, Ecuador, Bolivia y Perú, estableció el marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos y el despacho económico coordinado de esos países.

En este contexto, en marzo de 2003, se inauguró el sistema de interconexión entre Colombia y Ecuador. Además, Colombia y Panamá continúan promoviendo la interconexión entre estos dos países, aunque aún no se ha determinado una fecha de finalización.

El Ministerio de Energía de Colombia y la Secretaría Nacional de Energía de Panamá firmaron un acuerdo para definir los principios, criterios básicos y directrices generales sobre los cuales se basará el Esquema de Armonización Regulatoria para el desarrollo y operación de la interconexión eléctrica entre los dos países.

La implementación de la interconexión busca la integración de la Comunidad Andina con Centroamérica. Además, permitirá un uso optimizado de los recursos energéticos y la generación excedente, mejorará la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica y fortalecerá la confiabilidad de los sistemas de ambos países.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG por sus siglas en español) de Colombia y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP por sus siglas en español) de Panamá supervisarán el desarrollo del esquema de armonización regulatoria.

Transmisión

Las empresas de transmisión que operan a un mínimo de 220 kV conforman el Sistema de Transmisión Nacional (STN por sus siglas en español). Estas empresas de transmisión están obligadas a proporcionar acceso a terceros en condiciones de igualdad de acceso y están autorizadas a cobrar tarifas por sus servicios. La tarifa de transmisión incluye un cargo de conexión que cubre el costo de operación de las instalaciones y un cargo por uso, que se aplica solo a los comerciantes. La CREG garantiza un ingreso fijo anual para las empresas de transmisión. El ingreso se determina por el valor de reemplazo de las redes y equipos y el valor resultante en los procesos de licitación para la adjudicación de nuevos proyectos para la expansión del STN. Este valor se asigna entre los comerciantes del STN en proporción a su demanda de energía.

La expansión del STN se lleva a cabo de acuerdo con los planes de expansión modelo diseñados por la UPME y de conformidad con los procesos de licitación abiertos a las empresas de transmisión existentes y nuevas, que son manejados por el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las directrices establecidas por la CREG. En consecuencia, la construcción, operación y mantenimiento de nuevos proyectos se adjudica a la empresa que ofrezca el valor presente más bajo de los flujos de efectivo necesarios para llevar a cabo el proyecto. Actualmente, la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión no se ha finalizado y sigue en revisión por la CREG.

Durante 2019, a través de la Resolución CREG 098 de 2019, se aprobó un mecanismo para incorporar sistemas de almacenamiento de energía con baterías en el sistema interconectado nacional, con el objetivo de reducir o eliminar la congestión local de transmisión. El mecanismo consiste en calificar dichos sistemas de almacenamiento como parte de los activos de transmisión del país, y su forma de expansión y remuneración es la misma. La remuneración de las empresas y agentes de transmisión con activos de almacenamiento de baterías se lleva a cabo por todos los usuarios del país a través de una tarifa regulada, de acuerdo con la metodología definida por la CREG. La primera Subasta de Almacenamiento se llevó a cabo a mediados de 2021, en la cual se adjudicó la construcción y operación de un Sistema de Baterías de 50 MW a la empresa Canadian Solar.

Distribución

La distribución se define como la operación de redes locales por debajo de 220 kV. Cualquier usuario puede tener acceso a una red de distribución por la cual paga un cargo de conexión. La CREG regula los precios de distribución con el objetivo de permitir que las empresas de distribución recuperen costos, incluidos los costos de operación, mantenimiento y capital de una operación eficiente. Los cargos de distribución son establecidos por la CREG para cada empresa en función del costo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital y los costos de operación y mantenimiento que varían según el nivel de voltaje.

La metodología de remuneración actual para la distribución fue establecida por la CREG en 2008, que fijó el costo promedio ponderado del capital en 13,9% antes de impuestos, para activos que operan a 34,5 kV o menos, y 13,0% antes de impuestos para activos que operan por encima de 34,5 kV. La CREG también definió una nueva metodología para el cálculo de los cargos de distribución, definiendo un esquema de incentivos para los costos administrativos, operativos y de mantenimiento, la calidad del servicio y las pérdidas de energía. En 2018, la CREG emitió una metodología para el cálculo de los cargos de distribución mediante la resolución CREG 015-2018.

Comercialización

El mercado minorista se divide en clientes regulados y no regulados. Los clientes en el mercado no regulado pueden contratar libremente el suministro de electricidad directamente de un generador o un distribuidor, actuando como comerciantes, o de un comerciante puro. El mercado de clientes no regulados consiste en clientes con una demanda máxima de más de 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de 55 MWh. La comercialización es la reventa a clientes finales de electricidad comprada en el mercado mayorista. Puede ser realizada por generadores, distribuidores o agentes independientes, que cumplan con ciertos requisitos. Las partes acuerdan libremente los precios de comercialización para los clientes no regulados.

La comercialización a clientes regulados está sujeta al “régimen de libertad regulada”, bajo el cual las tarifas son establecidas por cada comerciante utilizando una combinación de fórmulas de costos generales dadas por la CREG y costos individuales de comercialización aprobados por la CREG para cada comerciante.

Dado que la CREG aprueba límites en los costos, los comerciantes en el mercado regulado pueden establecer tarifas más bajas por razones económicas. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, costos de adquisición de energía, cargos de transmisión, cargos de distribución y un margen de comercialización. La fórmula de la tarifa incluye un cargo mensual fijo y costos de reducción de pérdidas de energía no técnicas. Además, la CREG permite a los comerciantes en el mercado regulado elegir opciones tarifarias para gestionar aumentos tarifarios.

Para promover la introducción de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales ("NCREs") en el sistema eléctrico colombiano, el Ministerio de Minas y Energía emitió las Reglas para la Subasta de Renovables a Largo Plazo a través de la Resolución MME 40590. El Plan Nacional de Desarrollo requiere que al menos el 10% de la demanda de energía de Colombia provenga de NCREs para principios de 2023.

La primera subasta se llevó a cabo en marzo de 2019 y fue declarada desierta debido al incumplimiento de las condiciones de competencia. La segunda subasta ocurrió en octubre de 2019, en la cual se adjudicaron aproximadamente 12.050,5 MWh-día, que comenzarán a suministrar en enero de 2022. Dos de los proyectos de Jemeiwaa-Ka'I (Casa Eléctrica y Apotolorru) fueron adjudicados en estas subastas. Debido a los retrasos en la infraestructura de transmisión para conectar estos proyectos al sistema, el 25 de octubre de 2021, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 4 0345, que extendió por seis meses el período garantizado de puesta en marcha de los proyectos que dependen de la entrada de activos de transmisión, y adicionalmente, pre-aprobó la extensión del período contractual (manteniendo todas las demás condiciones iguales) para aquellos contratos a largo plazo firmados como resultado de la segunda subasta que están siendo afectados por el retraso de los proyectos de transmisión.

En el marco de la regulación de dicha Resolución del Ministerio, la CREG emitió la Resolución 186 de 2021 el 26 de octubre, que adicionalmente anuló los aumentos en las garantías por atrasos, dado que en el caso de que el proyecto tenga más de una garantía de puesta en marcha (que es el caso de Casa Eléctrica y Apotolorru), el valor de la cobertura no estará sujeto a aumentos.

La tercera subasta y el Mecanismo Complementario se llevaron a cabo en octubre de 2021, lo que resultó en una energía total adjudicada de 5,520 MWh-día. Se realizaron contratos por un total de 2.0 TWh/año y se adjudicó energía a 11 proyectos solares con una capacidad instalada de 796 MW que debían comenzar a despachar el 1 de enero de 2023. El precio de venta ponderado de la subasta fue de 135 COP $/kWh (basado en los precios de COP de octubre de 2021), que fue más alto que en la segunda subasta.

AES Colombia participó en la subasta como comercializador para cumplir con los requisitos de la Ley para la demanda no regulada de sus clientes. Se le adjudicaron un total de 66 GWh-año con cinco contrapartes, distribuidos en 20 GWh-año en el Bloque 1 (0:00 - 7:00 hrs) y 46 GWh-año en el Bloque 2 (7:00 - 17:00 hrs).

Regulación Ambiental

La Ley No. 99 de 1993 proporcionó el marco para la regulación ambiental y estableció el Ministerio del Medio Ambiente como la autoridad para determinar las políticas ambientales. El Ministerio del Medio Ambiente define, emite y ejecuta políticas y regulaciones que se centran en la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de los recursos renovables. Por lo tanto, el uso de recursos naturales o cualquier impacto sobre ellos debido a cualquier actividad o proyecto requerirá la emisión de permisos y licencias ambientales y el establecimiento de planes de gestión ambiental. La ley busca prevenir daños ambientales por parte de entidades en el sector energético.

Cualquier entidad que planee desarrollar proyectos o actividades relacionadas con la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad que puedan resultar en un deterioro ambiental, debe obtener primero una licencia ambiental. Además, de acuerdo con la Ley No. 99 de 1993, los generadores que tengan una capacidad nominal instalada total superior a 10 MW están obligados a contribuir a la conservación del medio ambiente con compensaciones. Las plantas hidroeléctricas deben pagar el 6,0% de sus ventas de energía y las plantas termoeléctricas el 4,0% de sus ventas de energía. Este pago se realiza mensualmente a los municipios y organizaciones ambientales donde se encuentran las instalaciones.

Agenda Regulatoria 2025

En la Agenda Regulatoria definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para el año 2025, se establecen los siguientes aspectos:

- Vigilancia ex ante del poder de mercado en el mercado spot.
- Promulgación de una nueva regulación del mercado mayorista.
- Modificación de las reglas para asignar Obligaciones de Energía Firme (OEF) a plantas existentes.
- Ajuste de la metodología de cálculo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de plantas hidroeléctricas.
- Requisitos técnicos para conexiones compartidas de generadores.
- Regulación del hidrógeno.
- Revisión de las reglas de integración vertical y participación en el mercado.

Argentina

El marco regulatorio argentino para el sector eléctrico está establecido por la Ley No. 15,336 de 1960, enmendada por la Ley No. 24,065, aprobada el 19 de diciembre de 1991, parcialmente promulgada por el Decreto No. 13/92 y regulada por el Decreto No. 1398/92 y el Decreto No. 186/95 y la Ley No. 24,065 de 1992 (juntas, la “Ley de Electricidad Argentina”). La industria eléctrica se divide en tres segmentos comerciales: generación, transmisión y distribución. Bajo la Ley de Electricidad Argentina, el gobierno federal creó el MEM con cuatro categorías de participantes: empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución y grandes clientes.

En Argentina, CAMMESA es responsable de la coordinación del despacho, la administración de transacciones en el MEM y el cálculo de precios spot. Los participantes del mercado poseen la propiedad de CAMMESA como accionistas del 80% de su capital social y la Secretaría de Energía posee el 20% restante. El Secretario de Energía (Secretaría de Gobierno de Energía) nombra al presidente de CAMMESA. La Agencia Nacional de Regulación de la Electricidad o “ENRE” (Ente Nacional Regulador de la Electricidad), está a cargo de regular las actividades de servicio público en el sector eléctrico e imponer decisiones jurisdiccionales.

La Secretaría de Energía (Secretaría de Gobierno de Energía) es principalmente responsable de la implementación de la Ley de Electricidad Argentina. Entre las principales tareas, la Secretaría regula el despacho del sistema y las actividades en el MEM, y otorga concesiones o autorizaciones para cada actividad en el sector eléctrico. La Secretaría de Energía también es responsable de establecer políticas

en el sector del petróleo y el gas natural, que impactan directamente a los generadores termoeléctricos y al sector eléctrico en general.

En 2002, se declaró una emergencia pública en materia social, económica, financiera y administrativa mediante la promulgación de la Ley No. 25,561. Esta ley estableció, entre otras cosas, (i) la pesificación de las tarifas de los servicios de distribución y transporte de electricidad y gas natural, (ii) la prohibición de la indexación de tarifas, y (iii) la pesificación de los acuerdos de compra de gas natural y energía en curso. Como consecuencia, el mercado de gas natural y energía se vio afectado.

Desde 2002, el Mercado Eléctrico Mayorista ha estado en un estado de emergencia continua. Tras la implementación de la Ley No. 25.561 en enero de 2002, diversas resoluciones introdujeron modificaciones al régimen legal de la generación de energía eléctrica, todas bajo la invocación general de la emergencia pública.

En 2003, se emitió la Resolución No. 240/2003 como una medida temporal, aunque sigue vigente. Modifica la metodología de precios que se había aplicado en el MEM, desvinculando el precio spot horario de los precios de los combustibles utilizados para la generación, alterando así el sistema de precios basado en el costo económico de operar el sistema eléctrico. La resolución asume la disponibilidad total de gas natural por parte de los generadores térmicos, independientemente de si esto era el caso y excluye la generación hidroeléctrica del sistema de precios. Esto resultó en un precio de energía spot artificialmente bajo que no refleja su costo real.

Desde junio de 2003, el Precio Estacional establecido por la Secretaría de Energía no correspondía al costo real de generación, siendo fijado a un valor inferior. Esto causó un déficit en el MEM. La Secretaría de Energía estableció un mecanismo temporal para asignar recursos para abordar las deudas de los agentes del MEM.

Lo anterior desalentó nuevas inversiones en generación. Por esta razón, se inició un proceso de creación de regulaciones específicas para fomentar nuevas inversiones. A finales de 2006, se creó el programa de contratos del Programa Energía Plus, estableciendo un nuevo servicio que puede ser proporcionado por generadores, cogeneradores o autogeneradores, que no eran miembros del MEM en la fecha de publicación de la resolución, o cuyas unidades de capacidad o generación no estaban conectadas al sistema en dicha fecha. El propósito de este servicio era apoyar el aumento de la demanda de grandes usuarios con consumo mayor o igual a 300 kW. La provisión del servicio del Programa Energía Plus requiere la ejecución de un contrato de suministro entre las partes a un precio monómico acordado compuesto por costos asociados y un margen de beneficio. Estos contratos y los costos asociados deben ser aprobados y el margen de beneficio debe ser determinado por la Secretaría de Energía (Secretaría de Gobierno de Energía).

En marzo de 2013, la Secretaría de Energía (Secretaría de Gobierno de Energía) emitió la Resolución 95/2013 que estableció tres cuestiones importantes relacionadas con la operación del MEM:

(i) Modificó el sistema de remuneración para la generación de energía vendida al mercado spot, estableciendo un esquema de remuneración de Costos Fijos y Costos Variables que excluía los combustibles. Esta remuneración variaba según el tipo de generación, escala y disponibilidad.

(ii) Suspensión del Mercado a Término con precios libremente acordados entre las partes (excepto aquellos realizados bajo el programa Energía Plus y acuerdos específicos con CAMMESA).

(iii) Estipuló que la gestión comercial y el despacho de combustibles se centralizarían en el OED.

Esta Resolución convirtió el mercado eléctrico argentino hacia un esquema de compensación de "costo promedio", aumentando los ingresos de los Generadores que no vendían su producción bajo el esquema del Programa Energía Plus o bajo contratos de suministro de energía con CAMMESA (estos generadores están fuera del alcance de la Resolución 95). Además, en mayo de 2014, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 529/2014, que actualiza los precios establecidos en la Resolución 95/2013 y realizó actualizaciones adicionales en 2015 y 2016 con la Resolución 482/2015 y la Resolución 22/2016, respectivamente. En 2017 se emitió la Resolución 19/2017, que modificó la Resolución 22/2016 estableciendo precios en dólares estadounidenses, eliminando la porción de cuentas por cobrar de las ventas y estableciendo un nuevo mecanismo para pagar los costos fijos. Por último, el 28 de febrero de 2019, la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de Argentina emitió la Resolución 1/2019, que, a partir del 1 de marzo de 2019, actualizó y redujo los precios establecidos en la Resolución 19/2017. Bajo el nuevo marco regulatorio, tanto los precios fijos como los variables continúan en dólares estadounidenses, pero se estableció un nuevo mecanismo para el reconocimiento de precios fijos, según el cual dichos precios se establecen de acuerdo con el factor de uso de cada unidad térmica.

En febrero de 2020, la Resolución 31/2020 enmendó la estructura tarifaria establecida por la Resolución 1/2019. Las tarifas del Marco Energía Base se convirtieron de dólares estadounidenses a pesos argentinos, se introdujo un mecanismo de indexación basado en la inflación, se redujeron las tarifas de capacidad y se añadió un mecanismo de remuneración adicional para las plantas que operan durante las horas de mayor demanda térmica del sistema. Todas las tarifas se ajustarán mensualmente según la inflación local basada en un índice compuesto por un 60% del índice de precios al consumidor (IPC) y un 40% del índice de precios internos al por mayor (IPIM). Sin embargo, en abril de 2020, como resultado de la pandemia de COVID-19, el gobierno argentino pospuso los ajustes por inflación hasta nuevo aviso. El factor de uso introducido bajo la Resolución 1/2019 se mantuvo en la estructura tarifaria de capacidad térmica. El factor de uso ajusta las tarifas de capacidad térmica entre el 60% y el 100% según el uso de las plantas durante los 12 meses anteriores. Se introdujo un mecanismo de remuneración adicional para las plantas que operan durante las horas de mayor demanda del sistema. Las plantas que operan durante las primeras y segundas 25 horas por mes de demanda térmica máxima en los meses de verano/invierno y las primeras 25 horas de demanda térmica máxima en otoño/primavera son elegibles para el nuevo marco de remuneración. El monto de la remuneración bajo este mecanismo se determina por cuatro factores: la capacidad promedio de la planta durante las primeras o segundas 25 horas de demanda térmica máxima del sistema, una tarifa de capacidad basada en el tipo de planta, un factor de ajuste para las primeras y segundas 25 horas de cada mes y, finalmente, el mes del año en cuestión, que se categoriza por estación. La capacidad promedio de la planta se basa en la energía producida, en el caso de las plantas térmicas, y la energía operada, en el caso de las plantas hidroeléctricas, durante las horas de demanda térmica máxima del sistema.

En octubre de 2020, en relación con el Programa Energía Plus, recibimos una comunicación de CAMMESA, informándonos que los contratos celebrados seguían siendo válidos y autorizaba la continuación de contratos condicionales siempre que la Secretaría de Energía analizara el contexto del Servicio Energía Plus.

En diciembre de 2020, la Secretaría de Energía publicó la Resolución 354/2020 para implementar los esquemas de comercialización entre las empresas productoras de gas y CAMMESA o generadores como parte del "PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024" dictado por el Decreto 892/2020. La Resolución establece los volúmenes firmes de gas natural para el sector de generación representado por CAMMESA y los generadores dentro del marco del programa. Asimismo, establece la opción de adherirse al despacho centralizado. Adicionalmente, establece para los Generadores con contratos dentro del marco del Programa

de Servicio Energía Plus, la opción de solicitar a CAMMESA que proporcione gas natural para que dicha generación cubra sus contratos al costo de suministro de cada generador.

En mayo de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 440/2021, que actualiza los precios establecidos en la Resolución 31/2020. La Resolución entró en vigor retroactivamente desde febrero de 2021 y suprimió un mecanismo de indexación basado en la inflación. Las tarifas continúan denominadas en pesos argentinos. El 9 de noviembre de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 1037/2021 reconociendo una remuneración adicional a los generadores heredados bajo la Resolución 440/2021. Esta remuneración adicional tiene dos conceptos. Uno de ellos eliminó el ajuste del pago de capacidad por el factor de capacidad de los últimos 12 meses (factor de uso) y el otro creó un nuevo cargo, "remuneración por exportaciones", relacionado con las exportaciones de Argentina a Brasil. La aplicación de esta Resolución es retroactiva a septiembre de 2021 y durará hasta febrero de 2022.

El 18 de abril de 2022, se emitió la Resolución 238/2022, modificando los precios de energía y capacidad establecidos en la Resolución 440/2021, aplicando aumentos tarifarios promedio del 30% desde febrero de 2022 y un 10% adicional desde junio de 2022 en adelante. El 12 de diciembre de 2022, se emitió la Resolución 826/2022, una vez más modificando los precios de energía y capacidad bajo el régimen Energía Base, aumentando las tarifas en un 20% y un 10% desde noviembre de 2022 y diciembre de 2022, respectivamente, además de establecer aumentos tarifarios por adelantado del 25% y 28% desde febrero de 2023 y agosto de 2023, respectivamente. La Secretaría de Energía emitió en septiembre de 2023 la Resolución 750/2023 y luego en octubre de 2023 la Resolución 869/2023, que autorizó un aumento del 23% en septiembre y un aumento del 28% en noviembre.

El 7 de febrero de 2023, se emitió la Resolución 59/2023 permitiendo convertir parte de la remuneración de ciclos combinados a dólares estadounidenses por hasta 5 años. Esta parte se pagaría en pesos argentinos al tipo de cambio oficial. El nuevo esquema de remuneración es voluntario y la contraparte es el administrador del mercado, CAMMESA, que requiere un compromiso de disponibilidad del 85% de las unidades. TermoAndes acordó adherirse a este nuevo esquema en marzo de 2023. Los precios de capacidad actualizados son 2.000 U.S.$/MW-mes más el 65% del precio de capacidad establecido por la Resolución 826/22 en invierno y verano, y el 85% de dichos precios durante primavera y otoño. El precio de la energía generada se establece en el equivalente a 3,5 U.S.$/MWh con gas natural y 6,1 U.S.$/MWh con diésel.

Generación

El sector de generación está organizado sobre una base competitiva, con generadores independientes que venden su producción en el mercado spot. Las empresas de generación, cuya capacidad no estaba conectada al MEM en octubre de 2006, también pueden vender energía a clientes no regulados bajo el Programa Energía Plus.

Transmisión

La transmisión es un servicio público proporcionado por varias empresas que han recibido concesiones del gobierno federal. Una concesionaria opera y mantiene las instalaciones de mayor voltaje, y otras ocho concesionarias operan y mantienen instalaciones de alto y medio voltaje, a las cuales están conectadas las plantas de generación, los sistemas de distribución y los grandes clientes. Los sistemas de transmisión internacionalmente interconectados también requieren concesiones otorgadas por la Secretaría de Energía. Las empresas de transmisión están autorizadas a cobrar peajes por sus servicios.

Distribución

La distribución es un servicio público proporcionado por empresas que también han recibido concesiones. Las empresas de distribución tienen la obligación de poner electricidad a disposición de los usuarios finales dentro de un área de concesión específica, independientemente de si el cliente tiene un contrato con el distribuidor o directamente con un generador. En consecuencia, estas empresas tienen tarifas reguladas y están sujetas a especificaciones de calidad de servicio. Las empresas de distribución pueden obtener electricidad ya sea en el mercado spot del MEM a un precio llamado “precio estacional”, o en el mercado a término del MEM a través de contratos privados con generadores. El precio estacional, definido por la Secretaría de Energía, es el límite para los costos de electricidad comprada por los distribuidores y transferida a los clientes regulados.

AES Andes S.A. y Subsidiarias

Estados Financieros Consolidados

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024

aes Andes

EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Las Condes, Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Building a better working world

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
AES Andes S.A.

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados de AES Andes S.A. y subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de AES Andes S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección “Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados” del presente informe. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestras auditorías de los estados financieros consolidados se nos requiere ser independientes de AES Andes S.A. y subsidiarias y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Al preparar los estados financieros consolidados, la Administración es requerida que evalúe si existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de AES Andes S.A. y subsidiarias para continuar como una empresa en marcha al menos por los doce meses siguientes a partir del final del período sobre el que se informa, sin limitarse a dicho período.

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados, como un todo, están exentos de representaciones incorrectas significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que incluya nuestra opinión. Una seguridad razonable es un alto, pero no absoluto, nivel de seguridad y, por lo tanto, no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detectará una representación incorrecta significativa cuando ésta exista. El riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a fraude es mayor que el riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a un error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, ocultamiento, representaciones inadecuadas o hacer caso omiso de los controles por parte de la Administración. Una representación incorrecta se considera significativa sí, individualmente, o en su sumatoria, éstas podrían influir el juicio que un usuario razonable realiza a base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, nosotros:

- Ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos nuestro escepticismo profesional durante toda la auditoría.

- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea, debido a fraude o error, diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría en respuesta a tales riesgos. Tales procedimientos incluyen el examen, a base de pruebas, de la evidencia con respecto a los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados.

- Obtenemos un entendimiento del control interno pertinente para una auditoría con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de AES Andes S.A. y subsidiarias. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión.

- Evaluamos lo apropiado que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como evaluamos lo apropiado de la presentación general de los estados financieros consolidados.

- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de AES Andes S.A. y subsidiarias para continuar como una empresa en marcha por un período de tiempo razonable.

Se nos requiere comunicar a los responsables del Gobierno Corporativo, entre otros asuntos, la oportunidad y el alcance planificados de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo, cualquier deficiencia significativa y debilidad importante del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.

Wojciech Kupiec
EY Audit Ltda.

Santiago, 5 de marzo de 2025

Índice

Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados 4
Estados de Resultados Integrales por Función Consolidados 6
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados 8
Estados de Flujos de Efectivo Directo Consolidados 9
Nota 1- INFORMACIÓN GENERAL 10
Nota 2- BASES DE PREPARACIÓN 10
Nota 3- BASES DE CONSOLIDACIÓN 18
Nota 4- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES 25
4.1. Segmentos operativos 25
4.2. Transacciones en moneda extranjera 25
4.3. Propiedades, planta y equipos 27
4.4. Plusvalía 28
4.5. Activos intangibles 28
4.6. Deterioro de valor de los activos no financieros 28
4.7. Activos financieros 29
4.8. Pasivos financieros 32
4.9. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura 33
4.10. Inventarios 35
4.11. Efectivo y equivalentes al efectivo 35
4.12. Capital emitido 35
4.13. Impuestos 35
4.14. Beneficios a los empleados 36
4.15. Provisiones 37
4.16. Reconocimiento de ingresos 38
4.17. Arrendamientos 40
4.18. Dividendos 42
4.19. Valor razonable 42
4.20. Activos clasificados como mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas 43
4.21. Acreedores comerciales 44
4.22. Préstamos entre empresas relacionadas 44
Nota 5- GESTIÓN DEL RIESGO FINANCIERO 45
5.1. Política de gestión de riesgos 45
5.2. Riesgos de mercado y financieros 45
5.3. Medición del riesgo 50
Nota 6- USO DE ESTIMACIONES, JUICIOS Y SUPUESTOS CONTABLES 50
Nota 7- SEGMENTOS OPERATIVOS 51
7.1 Definición de segmentos 51
7.2 Descripción de los segmentos 51
7.3 Activos y pasivos por segmentos 52
7.4 Ingresos, costos e inversiones de capital por segmentos 53
Nota 8- ACTIVOS / PASIVOS CLASIFICADOS PARA LA VENTA 54
Nota 9- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 55

Nota 10-	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	56
Nota 11-	INSTRUMENTOS FINANCIEROS	57
	11.1 Instrumentos financieros por categoría	57
	11.2 Valoración de instrumentos derivados	58
	11.3 Calidad crediticia de activos financieros	61
	11.4 Instrumentos derivados	62
Nota 12-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS	65
Nota 13-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	65
Nota 14-	SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS	67
	14.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas	67
	14.2 Personas claves	70
Nota 15-	INVENTARIOS	72
Nota 16-	IMPUESTOS	73
Nota 17-	ACTIVOS INTANGIBLES	78
	17.1 Detalle de activos intangibles	78
	17.2 Deterioro de activos intangibles con vidas indefinidas	79
Nota 18-	PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS	80
	18.1 Propiedades, plantas y equipos	80
	18.2 Acuerdo de desconexión y Cese de operaciones de centrales a carbón	82
Nota 19-	ACTIVOS POR DERECHO DE USO	83
Nota 20-	OTROS PASIVOS FINANCIEROS	84
	20.1 Préstamos que devengan intereses	84
Nota 21-	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS	91
Nota 22-	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	96
Nota 23-	PROVISIONES	96
Nota 24-	BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	97
	24.1 Valor presente de las obligaciones post-empleo	98
	24.2 Gastos reconocidos en resultados	98
	24.3 Otras revelaciones	98
Nota 25-	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	99
	25.1 Ingresos diferidos	99
	25.2 Pasivos acumulados	99
Nota 26-	PATRIMONIO NETO	100
	26.1 Gestión del capital	100
	26.2 Capital suscrito y pagado	100
	26.3 Política de dividendos	101
	26.4 Ganancias (pérdidas) acumuladas	101
	26.5 Otras participaciones en el patrimonio	101
	26.6 Otras reservas	102
	26.7 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias	102
Nota 27-	INGRESOS	102
Nota 28-	COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES	103
	28.1 Gastos por naturaleza	103
	28.2 Gastos del personal	103
Nota 29-	OTRAS GANANCIAS / (PÉRDIDAS)	104

Nota 30-	RESULTADOS FINANCIEROS	105
Nota 31-	CONTINGENCIAS Y COMPROMISOS	105
	31.1 Litigios y/o procedimientos administrativos	105
	31.2 Compromisos financieros	109
Nota 32-	GARANTÍAS	112
Nota 33-	RESULTADO POR AJUSTES INFLACIONARIOS	118
Nota 34-	HECHOS POSTERIORES	118

Referencias:

US$	Dólares estadounidenses
MUS$	Miles de dólares estadounidenses
$	Pesos chilenos
M$	Miles de pesos chilenos
Col$	Pesos colombianos
MCol$	Miles de pesos colombianos
Ar$	Pesos argentinos
MAr$	Miles de pesos argentinos
U.F.	Unidad de fomento

Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

	Nota	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	9	187.387	227.659
Otros activos financieros	10	13.155	10.761
Otros activos no financieros	12	14.510	36.900
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	13	398.864	686.258
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	14	100.438	25.411
Inventarios	15	98.097	189.252
Activos por impuestos	16	37.327	27.433
Activos clasificados como mantenidos para la venta	8	20.211	—
Total Activos Corrientes		**869.989**	**1.203.674**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros	10	6.755	9.302
Otros activos no financieros	12	707	1.462
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	13	95.394	74.859
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	14	105.644	1.422
Activos intangibles	17	75.015	81.817
Propiedades, plantas y equipos	18	3.632.757	3.593.735
Activos por derechos de uso	19	129.824	61.000
Activos por impuestos corrientes, no corrientes	16	16.736	19.033
Activos por impuestos diferidos	16	291.958	306.414
Total Activos No Corrientes		**4.354.790**	**4.149.044**
TOTAL ACTIVOS		**5.224.779**	**5.352.718**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

	Nota	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros	20	339.825	486.260
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	9.995	6.749
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	22	424.332	529.169
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	14	18.846	21.631
Otras provisiones	23	16.998	15.668
Pasivos por impuestos	16	19.601	50.030
Provisiones por beneficios a los empleados	24	4.231	5.135
Otros pasivos no financieros	25	28.476	29.225
Pasivos relacionados con activos mantenidos para la venta	8	14.058	—
Total Pasivos Corrientes		**876.362**	**1.143.867**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros	20	2.385.437	2.292.324
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	133.900	77.705
Otras provisiones	23	90.578	93.551
Pasivos por impuestos diferidos	16	197.774	208.944
Provisiones por beneficios a los empleados	24	23.412	23.818
Otros pasivos no financieros	25	25.905	31.780
Total Pasivos No Corrientes		**2.857.006**	**2.728.122**
TOTAL PASIVOS		**3.733.368**	**3.871.989**
PATRIMONIO			
Capital emitido		1.693.925	1.843.925
Ganancias (Pérdidas) acumuladas	26	(857.433)	(988.708)
Primas de emisión		48.812	48.812
Acciones propias en cartera		(415)	(415)
Otras participaciones en el patrimonio	26	11.534	11.232
Otras reservas	26	(285.866)	(233.107)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**610.557**	**681.739**
Participaciones no controladoras	3.5	880.854	798.990
Total Patrimonio		**1.491.411**	**1.480.729**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**5.224.779**	**5.352.718**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Estados de Resultados Integrales por Función Consolidados

Por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

	Nota	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Ingresos de actividades ordinarias	27	2.343.011	2.741.650
Costo de ventas	28	(1.796.604)	(2.134.560)
Ganancia bruta		**546.407**	**607.090**
Otros ingresos, por función		647	1.098
Gastos de administración	28	(85.595)	(94.325)
Otros gastos, por función		(17.872)	(20.385)
Otras ganancias (pérdidas)	29	(94.804)	(296.533)
Ingresos financieros	30	87.238	82.054
Costos financieros	30	(193.429)	(215.708)
Ganancia (pérdidas) por deterioro NIIF 9	13	(3.026)	42
Diferencias de cambio	30	(28.350)	(155.695)
Resultado por ajustes inflacionarios	34	—	(26.039)
Ganancia (Pérdida) antes de impuestos		**211.216**	**(118.401)**
Gasto por Impuestos a las ganancias	16	(16.594)	(17.968)
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio		**194.622**	**(136.369)**
Ganancia (Pérdida), atribuible a			
Propietarios de la controladora		131.275	(174.866)
Participaciones no controladoras	3.5	63.347	38.497
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio		**194.622**	**(136.369)**
Ganancia (Pérdida) por acción básica			
Operaciones continuadas	31	0,013	(0,017)
Operaciones discontinuadas		—	—
Ganancia (Pérdida) por acción básica		**0,013**	**(0,017)**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Estados de Resultados Integrales por Función Consolidados

Por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Ganancia (pérdida) neta del ejercicio	**194.622**	**(136.369)**
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio		
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	(4.019)	225
Efecto de impuesto a las ganancias por planes de beneficios definidos	1.169	(181)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(50.667)	75.741
Ganancias (pérdidas) no realizadas por coberturas de flujos de efectivo	(3.362)	(8.868)
Efecto de impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	809	3.152
Otro resultado integral	**(56.070)**	**70.069**
Resultado integral neto del ejercicio	**138.552**	**(66.300)**
Resultado integral atribuible a		
Propietarios de la controladora	73.297	(106.536)
Participaciones no controladoras	65.255	40.236
Resultado integral neto del ejercicio	**138.552**	**(66.300)**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Estados de Cambios en el Patrimonio Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

	Capital emitido	Primas de emisión	Acciones de propia emisión	Otras participaciones en el patrimonio (Nota 26.5)	Otras reservas (Nota 26.6)	Ganancias (Pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
Saldo inicial 1 de enero de 2024	**1.843.925**	**48.812**	**(415)**	**11.232**	**(233.107)**	**(988.708)**	**681.739**	**798.990**	**1.480.729**
Cambios en patrimonio									
Ganancia (pérdida)	—	—	—	—	—	131.275	131.275	63.347	194.622
Otro resultado integral	—	—	—	—	(57.978)	—	(57.978)	1.908	(56.070)
Disminución de capital	(150.000)	—	—	—	—	—	(150.000)	—	(150.000)
Distribuciones de subsidiarias a participaciones no controladoras	—	—	—	—	—	—	—	(95.651)	(95.651)
Venta participaciones en subsidiarias	—	—	—	—	—	—	—	117.518	117.518
Disminución por transferencias y otros cambios	—	—	—	302	5.219	—	5.521	(5.258)	263
Saldo actual al 31 de diciembre de 2024	**1.693.925**	**48.812**	**(415)**	**11.534**	**(285.866)**	**(857.433)**	**610.557**	**880.854**	**1.491.411**
Saldo inicial al 1 de enero de 2023	**2.095.925**	**48.812**	**—**	**11.029**	**(304.297)**	**(813.842)**	**1.037.627**	**290.384**	**1.328.011**
Cambios en patrimonio									
Ganancia (pérdida)	—	—	—	—	—	(174.866)	(174.866)	38.497	(136.369)
Otro resultado integral	—	—	—		68.330	—	68.330	1.739	70.069
Disminución de capital	(252.000)	—	—	—	—	—	(252.000)	—	(252.000)
Distribuciones a participaciones no controladoras	—	—	—	—	—	—	—	(66.697)	(66.697)
Venta participaciones en subsidiarias	—	—	—	—	—	—	—	538.476	538.476
Disminución por transferencias y otros cambios	—	—	(415)	203	2.860	—	2.648	(3.409)	(761)
Saldo anterior al 31 de diciembre de 2023	**1.843.925**	**48.812**	**(415)**	**11.232**	**(233.107)**	**(988.708)**	**681.739**	**798.990**	**1.480.729**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Estados de Flujos de Efectivo Directo Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

	Nota	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		2.516.355	3.059.612
Otros cobros por actividades de operación		—	144
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.455.856)	(1.917.465)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(92.073)	(86.351)
Otros pagos por actividades de operación		(150.669)	(112.914)
Dividendos recibidos	14	3.815	5.727
Intereses recibidos		37.161	60.955
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(87.807)	(51.638)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(9.004)	7.981
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación		**761.922**	**966.051**
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias		146.540	—
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		—	(110.935)
Préstamos a entidades relacionadas		(89.280)	—
Compras de propiedades, planta y equipo	18	(423.443)	(439.452)
Cobros a entidades relacionadas		—	430
Otras entradas (salidas) de efectivo		(9.395)	953
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión		**(375.578)**	**(549.004)**
Flujos de efectivo (utilizados en) procedentes de actividades de financiación			
Cobros por cambios en las participaciones en la propiedad de subsidiarias que no resulta en una pérdida de control		117.517	538.477
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		—	(416)
Pagos por otras participaciones en el patrimonio		(150.001)	(252.001)
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	20	1.030.000	35.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	20	609.365	384.318
Reembolsos de préstamos	20	(1.665.269)	(642.150)
Pagos de pasivos por arrendamientos		(6.653)	(7.266)
Pagos a participaciones no controladoras	4	(95.651)	(66.697)
Intereses pagados	20	(212.224)	(244.457)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(36.319)	(21.897)
Flujos de efectivo (utilizados en) procedentes de actividades de financiación		**(409.235)**	**(277.089)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(22.891)	139.958
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(17.381)	(98.369)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(40.272)**	**41.589**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio		227.659	186.070
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio		**187.387**	**227.659**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 23 de abril de 2021, los accionistas de la Sociedad aprobaron el cambio de la razón social de “AES Gener S.A.” a “AES Andes S.A.”

AES Andes S.A., (www.aesandes.cl) (en adelante, “la Sociedad”, “la Compañía”, “el Grupo”, “AES Andes”, o "la Matriz"), fue constituida por escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada ante el Notario Público de Santiago Don Patricio Zaldívar Mackenna. Su razón social era entonces Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.). Sus estatutos fueron aprobados por la Comisión para el Mercado Financiero (“CMF”) por resolución N°410-S del 17 de julio de 1981, publicada en el Diario Oficial N° 31.023 del 23 de julio del mismo año. La Sociedad está inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.107 N °7.274 de 1981.

AES Andes es una sociedad anónima cerrada desde el 17 de abril de 2024, fecha en la que la Comisión para el Mercado Financiero otorgó el Certificado N° 249 y procedió a tomar nota de la cancelación de la inscripción de las acciones de la Sociedad. Su misión es acelerar el futuro de la energía, junto a sus clientes, accionistas, trabajadores, comunidades, proveedores y demás personas y grupos con los cuales se relaciona.

La Compañía y sus subsidiarias sirven al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de tres centrales hidroeléctricas de pasada, todas pertenecientes a AES Andes S.A., que además sirve al SEN mediante la central hidroeléctrica de pasada perteneciente a Alto Maipo SpA, dos centrales a carbón pertenecientes a las subsidiarias, Empresa Eléctrica Angamos S.A. y Empresa Eléctrica Cochrane SpA, cuatro centrales solares fotovoltaicas pertenecientes a las subsidiarias Andes Solar SpA, Andes Solar II SpA, Andes Solar IV SpA y Bolero SpA, y cinco parques eólicos pertenecientes a las subsidiarias Parque Eólico Los Cururos SpA, Energía Eólica Los Olmos SpA, Energía Eólica Mesamávida SpA, Energía Eólica San Matías SpA y Parque Eólico Campo Lindo SpA. En adelante la compañía en conjunto con sus filiales será referidas indistintamente como "la Sociedad", "El Grupo" o "AES Andes". El 15 de abril de 2024 se produjo el cierre y desconexión definitiva de la central a carbón Norgener, perteneciente a AES Andes y, como se indica en Nota 8, el 11 de diciembre de 2024 se celebró un acuerdo de venta de la subsidiaria Empresa Eléctrica Ventanas S.A.

Atendiendo a las oportunidades que ofrece el mercado chileno, en la región de Antofagasta la Compañía se encuentra ejecutando una expansión del complejo solar fotovoltaico Andes Solar.

La Compañía es líder en el mercado chileno en la construcción y operación de sistemas de almacenamiento de energía. Cuenta en la actualidad con 451 MW de baterías en operación y 146 MW en construcción.

Además de su participación en el sector eléctrico chileno, la Sociedad produce energía eléctrica en Argentina y Colombia, mediante las subsidiarias Termoandes S.A. y AES Colombia, respectivamente.

El domicilio comercial de AES Andes se encuentra en Los Conquistadores N°1730, piso 10, comuna de Providencia, Región Metropolitana en Santiago. La Compañía está controlada indirectamente por The AES Corporation mediante su subsidiaria Inversiones Cachagua SpA. con una participación accionaria de 99,49% al 31 de diciembre de 2024.

Estos Estados Financieros Consolidados fueron aprobados por el Directorio de AES Andes S.A. el 26 de febrero de 2025.

NOTA 2 - BASES DE PREPARACIÓN

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados

La Sociedad prepara sus Estados Financieros Consolidados de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Los presentes estados financieros consolidados de AES Andes S.A. y subsidiarias comprenden los estados de situación financiera clasificados consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los estados de resultados integrales por función consolidados por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los estados de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo preparados utilizando el método directo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

La preparación de los presentes estados financieros consolidados requiere el uso de ciertas estimaciones contables críticas. También exige a la Administración que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Sociedad. En la Nota 6 se revelan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas donde las hipótesis y estimaciones son significativas para los estados financieros consolidados.

Un activo o pasivo se consideran corrientes cuando se espera realizar, vender o consumir en el transcurso del ciclo normal de la operación de la entidad, se mantenga fundamentalmente con fines de comercialización o se espera realizar dentro del período de 12 meses posteriores a la fecha del ejercicio sobre el cual se informa.

La información contenida en los presentes estados financieros consolidados es responsabilidad de la Administración de AES Andes S.A. En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado las políticas emanadas desde AES Andes S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

2.2.- Nuevos pronunciamientos contables

a) Impacto de la aplicación de nuevas normas y modificaciones en 2024

Las normas e interpretaciones, así como las mejoras y modificaciones a NIIF, que han sido emitidas, con entrada en vigencia a la fecha de estos estados financieros, se encuentran detalladas a continuación:

Normas e interpretaciones vigentes		Fecha de aplicación obligatoria
	Normas e implementaciones	
NIC 1	Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes	1 de enero de 2024
NIIF 16	Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior	1 de enero de 2024
NIC 7 y NIIF 7	Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores	1 de enero de 2024

La aplicación de estos pronunciamientos no ha tenido efectos significativos para la Sociedad, los cuales se detallan en la nota 2.2 (b) más abajo. El resto de los criterios contables aplicados durante el ejercicio 2024 no han variado respecto a los utilizados en el ejercicio anterior.

b) Impacto de la aplicación de nuevas normas y modificaciones en 2024

La Sociedad aplicó por primera vez ciertas normas, interpretaciones y enmiendas, las cuales son efectivas para los ejercicios que inicien el 1 de enero de 2024 o fecha posterior. Las normas, interpretaciones y enmiendas a NIIF que entraron en vigencia a la fecha de los estados financieros, su naturaleza e impactos se detallan a continuación:

NIC 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes

En 2020 y 2022, el IASB emitió enmiendas a la NIC 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas clarifican acerca de:

1. Qué se entiende por derecho a aplazar la liquidación.
2. Que debe existir un derecho a aplazar al final del período sobre el que se informa.
3. Esa clasificación no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza su derecho de aplazamiento.
4. Que sólo si un derivado implícito en un pasivo convertible es en sí mismo un instrumento de patrimonio, los términos de un pasivo no afectarían su clasificación.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2024. Las enmiendas deben aplicarse de forma prospectiva. La aplicación anticipada está permitida, la cual debe revelarse. Sin embargo, una entidad que aplique las enmiendas de 2020 anticipadamente también está obligada a aplicar las enmiendas de 2022, y viceversa.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

NIIF 16 Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior

La enmienda aborda los requisitos que utiliza un vendedor-arrendatario para medir el pasivo por arrendamiento que surge en una transacción de venta con arrendamiento posterior.

La enmienda establece que después de la fecha de inicio de una transacción de venta con arrendamiento posterior, el vendedor-arrendatario aplica los párrafos 29 al 35 de NIIF 16 al activo por derecho de uso que surge del arrendamiento posterior y los párrafos 36 al 46 de NIIF 16 al pasivo por arrendamiento que surge del arrendamiento posterior. Al aplicar los párrafos 36 al 46 de NIIF 16, el vendedor-arrendatario determina los “pagos de arrendamiento” o los “pagos de arrendamiento revisados” de tal manera que el vendedor-arrendatario no reconocería ningún importe de ganancia o pérdida relacionada con el derecho de uso que este conserva. La aplicación de estos requisitos no impide que el vendedor-arrendatario reconozca, en resultados, cualquier ganancia o pérdida relacionada con el cese parcial o total de un arrendamiento, tal cual requiere el párrafo 46(a) de la NIIF 16.

La enmienda no prescribe requisitos de medición específicos para los pasivos por arrendamiento que surgen de un arrendamiento posterior. La medición inicial del pasivo por arrendamiento que surge de un arrendamiento posterior puede dar lugar a que el vendedor-arrendatario determine “pagos por arrendamiento” que son diferentes de la definición general de pagos por arrendamiento en el Apéndice A de NIIF 16. El vendedor-arrendatario deberá desarrollar y aplicar una política contable que da como resultado información que es relevante y confiable de acuerdo con la NIC 8.

Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda a los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite la aplicación anticipada y ese hecho debe revelarse. Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda de forma retroactiva de acuerdo con la NIC 8 a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas después de la fecha de aplicación inicial (es decir, la modificación no se aplica a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas antes de la fecha de aplicación inicial). La fecha

de aplicación inicial es el comienzo del período anual sobre el que se informa en el que una entidad aplicó por primera vez la norma NIIF 16.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

NIC 7 y NIIF 7 – Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores

En mayo de 2023, el Consejo emitió enmiendas a la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo y la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Las enmiendas especifican los requisitos de información a revelar para mejorar los requisitos actuales, que tienen por objeto ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender los efectos de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos, flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad.

Las enmiendas aclaran las características de los acuerdos de financiación de proveedores. En estos acuerdos, uno o más proveedores de servicios financieros pagan cantidades que una entidad adeuda a sus proveedores. La entidad acuerda liquidar esos montos con los proveedores de servicios financieros de acuerdo con los términos y condiciones de los acuerdos, ya sea en la misma fecha o en una fecha posterior a la que los proveedores de servicios financieros pagan a los proveedores de la entidad.

Las enmiendas requieren que una entidad proporcione información sobre el impacto de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos y los flujos de efectivo, incluidos los términos y condiciones de dichos acuerdos, información cuantitativa sobre los pasivos relacionados con dichos acuerdos al principio y al final del período sobre el que se informa y el tipo y el efecto de los cambios no monetarios en los importes en libros de esos acuerdos. Se requiere que la información sobre esos acuerdos se presente en forma agregada a menos que los acuerdos individuales tengan términos que no son similares entre sí o que son únicos. En el contexto de las revelaciones cuantitativas de riesgo de liquidez requeridas por la NIIF 7, los acuerdos de financiación de proveedores se incluyen como un ejemplo de otros factores que podrían ser relevantes para revelar.

Las enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Las enmiendas brindan algunas exenciones de transición con respecto a la información comparativa y cuantitativa al comienzo del período de informe anual y las revelaciones en la información financiera intermedia.

Como resultado de la implementación de las enmiendas en 2024, La Compañía ha proporcionado revelaciones adicionales sobre su acuerdo de financiamiento con proveedores.

c) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2025 y siguientes.

Las normas e interpretaciones, así como las enmiendas a NIIF, que han sido emitidas, pero aún no han entrado en vigencia a la fecha de estos estados financieros, se encuentran detalladas a continuación. La Compañía no ha aplicado estas normas en forma anticipada:

Normas e Interpretaciones		Fecha de aplicación obligatoria
	Nuevas normas	
NIC 21	Falta de intercambiabilidad	1 de enero de 2025
NIIF 9 y NIIF 7	Clasificación y mediación de los instrumentos financieros	1 de enero de 2026
NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7	Mejoras Anuales a las NIIF	1 de enero de 2026
NIIF 9 y NIIF 7	Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza	1 de enero de 2026
NIIF 18	Presentación y Revelación en Estados Financieros	1 de enero de 2027
NIIF 19	Subsidiarias sin obligación publica de rendir cuentas: Información a revelar	1 de enero de 2027
NIIF 10 y NIC 28	Estados financieros consolidados – venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio – Falta de intercambiabilidad

Las enmiendas a NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio especifican cómo una entidad debe evaluar si una moneda es intercambiable y cómo debe determinar un tipo de cambio spot cuando falta intercambiabilidad.

Se considera que una moneda es intercambiable por otra moneda cuando una entidad puede obtener la otra moneda en un plazo administrativo normal y a través de un mercado o mecanismo cambiario donde una transacción de cambio crearía derechos y obligaciones exigibles.

Si una moneda no es intercambiable por otra moneda, se requiere que una entidad estime el tipo de cambio spot en la fecha de medición. El objetivo de esta estimación es reflejar la tasa a la que tendría lugar una transacción de intercambio a la fecha de medición entre participantes del mercado bajo condiciones económicas prevalecientes. Las enmiendas señalan que una entidad puede utilizar un tipo de cambio observable sin ajuste u otra técnica de estimación.

Cuando una entidad estima un tipo de cambio spot porque una moneda no es intercambiable por otra moneda, debe revelar información que permita a los usuarios de sus estados financieros comprender cómo este hecho afecta, o se espera que afecte, el desempeño financiero, situación financiera y flujos de efectivo de la entidad.

Las enmiendas serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Al aplicar las enmiendas, una entidad no puede reexpresar información comparativa.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

NIIF 9 y NIIF 7 Clasificación y medición de los instrumentos financieros

En mayo de 2024, el Consejo emitió enmiendas a la clasificación y medición de los instrumentos financieros que:

1. Clarifican que un pasivo financiero se da de baja en cuentas en la “fecha de liquidación”, es decir, cuando la obligación vinculada se cumple, se cancela, expira o el pasivo de otro modo califica para su baja en cuentas. También introduce una opción de política contable para dar de baja en cuentas los pasivos financieros que se liquidan a través de un sistema de pago electrónico antes de la fecha de liquidación si se cumplen ciertas condiciones.

2. Clarifican cómo evaluar las características del flujo de efectivo contractual de los activos financieros que incluyen características ambientales, sociales y de gobernanza (ASG) y otras características contingentes similares.
3. Clarifican el tratamiento de los activos sin recurso y los instrumentos vinculados contractualmente,
4. Requieren revelaciones adicionales en la NIIF 7 para activos y pasivos financieros con términos contractuales que hacen referencia a un evento contingente (incluidos aquellos que están vinculados a ASG) e instrumentos de patrimonio clasificados a valor razonable con cambios en otro resultado integral.

El IASB publicó modificaciones a la NIIF 9 que abordan los siguientes temas:

Las enmiendas serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Las entidades pueden adoptar anticipadamente las modificaciones que se relacionan con la clasificación de activos financieros más las revelaciones relacionadas y aplicar las otras modificaciones más adelante.

Los nuevos requisitos se aplicarán retrospectivamente con un ajuste en el saldo de apertura de los resultados acumulados. No es necesario reexpresar períodos anteriores. Además, se requiere que una entidad revele información sobre los activos financieros que cambian su categoría de medición debido a las modificaciones.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

Mejoras anuales a las normas de Contabilidad NIIF

En julio de 2024 el Consejo emitió las mejoras anuales a las NIIF que afectan NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7. Las mejoras anuales se limitan a cambios que aclaran la redacción de una norma o corrigen inconsecuencias no deseadas relativamente menores, equivocaciones o conflictos entre los requisitos de las normas NIIF que pueden ser causados por descripciones imprecisas.

Estas enmiendas aplican para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite la aplicación anticipada.

La Compañía se encuentra evaluando el impacto de las enmiendas.

NIIF 9 y NIIF 7 Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza

En diciembre de 2024, el Consejo emitió las enmiendas a NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar, que:

1. Aclaran la aplicación de los requisitos del concepto de “uso propio”.
2. Permiten la contabilidad de cobertura si estos contratos se utilizan como instrumentos de cobertura.
3. Agregan nuevos requisitos de revelaciones para permitir a los inversores entender el efecto de estos contratos en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de una entidad.

Las enmiendas entrarán en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2026 o después. Se permite la adopción anticipada, pero la misma debe ser revelada. Las aclaraciones sobre los requisitos de “uso propio” deben aplicarse retrospectivamente, pero las directrices que permiten la contabilidad de cobertura deben aplicarse prospectivamente a las nuevas relaciones de cobertura designadas en o después de la fecha de aplicación inicial.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de las enmiendas una vez entren en vigencia.

NIIF 18 Presentación y Revelación en los estados financieros

En abril de 2024, el Consejo emitió la NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros ("NIIF 18") que reemplaza la NIC 1 Presentación de Estados Financieros. NIIF 18 introduce nuevas categorías y subtotales en el estado de resultados. También requiere la revelación de medidas de desempeño definidas por la administración (tal como se definen) e incluye nuevos requisitos para la ubicación, agregación y desagregación de la información financiera incluyendo orientación para determinar descripciones o nombres significativos para las partidas que se agregan en los estados financieros.

Estado de resultados

Se requerirá que una entidad clasifique todos los ingresos y gastos dentro de su estado de resultados en una de cinco categorías: operativos; de inversión; de financiación; impuestos sobre las ganancias; y operaciones discontinuadas. Además, NIIF 18 requiere que una entidad presente subtotales y totales para "ganancia o pérdida operativa", "ganancia o pérdida antes de financiamiento e impuestos sobre las ganancias" y "ganancia o pérdida".

Principales actividades de negocio

Para efectos de clasificar sus ingresos y gastos en las categorías requeridas por NIIF 18, una entidad necesitará evaluar si tiene una "actividad de negocio principal" de invertir en activos o proporcionar financiamiento a clientes, ya que se aplicarán requisitos de clasificación específicos a tales entidades. Determinar si una entidad tiene tal actividad de negocio principal específica es una cuestión de hecho y de circunstancia que requiere juicio. Una entidad puede tener más de una actividad de negocio principal.

Medidas de desempeño definidas por la administración

NIIF 18 introduce el concepto de medida de desempeño definida por la administración ("MPM" por sus siglas en inglés) que se define como un subtotal de ingresos y gastos que una entidad utiliza en comunicaciones públicas fuera de los estados financieros, para comunicar la visión que la administración tiene de un aspecto del desempeño financiero de la entidad en su conjunto a los usuarios. NIIF 18 requiere la revelación de información sobre todas las MPMs de una entidad dentro de una sola nota a los estados financieros y requiere que se hagan varias revelaciones sobre cada MPM, incluyendo cómo se calcula la medida y una conciliación con el subtotal más comparable especificado por NIIF 18 u otra norma contable NIIF.

Modificaciones resultantes a otras normas contables

Se han realizado modificaciones de alcance limitado a la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo, que incluyen cambiar el punto de partida para determinar los flujos de efectivo de las actividades de operación bajo el método indirecto de "ganancia o pérdida" a "ganancia o pérdida operativa". También se ha eliminado en gran medida la opcionalidad en torno a la clasificación de los flujos de efectivo de dividendos e intereses en el estado de flujos de efectivo.

Además, se modifica NIC 33 Ganancias por Acción para incluir requisitos adicionales que permitan a las entidades revelar montos adicionales por acción, solo si el numerador utilizado en el cálculo cumple con criterios específicos. El numerador debe ser:

Un importe atribuible a los accionistas ordinarios de la entidad matriz; y
Un total o subtotal identificado por NIIF 18 o una MPM según lo definido por NIIF 18.

Algunos requisitos previamente incluidos en NIC 1 se han trasladado a NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores, que ha pasado a denominarse NIC 8 Bases para la Preparación de Estados Financieros. NIC 34 Información Financiera Intermedia ha sido modificada para requerir la divulgación de las MPMs.

NIIF 18 y las modificaciones a las demás normas contables son efectivas para los períodos sobre los que se informa que comienzan a partir del 1 de enero de 2027 y se aplicarán de forma retroactiva. La adopción anticipada está permitida la cual deberá divulgarse.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la norma una vez entre en vigencia.

NIIF 19 Subsidiarias sin obligación publica de rendir cuentas: Información a revelar

En mayo de 2024, el Consejo emitió NIIF 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar ("NIIF 19"), que permite a las entidades elegibles optar por aplicar requisitos de revelación reducidos sin dejar de aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación en otras normas de contabilidad NIIF. A menos que se especifique lo contrario, las entidades elegibles que opten por aplicar NIIF 19 no necesitarán aplicar los requisitos de revelación de otras normas contables NIIF.

Una entidad que aplica NIIF 19 debe revelar ese hecho como parte de su declaración general de cumplimiento de las normas contables NIIF. NIIF 19 requiere que una entidad cuyos estados financieros cumplan con las normas de contabilidad NIIF, incluida NIIF 19, haga una declaración explícita y sin reservas de dicho cumplimiento.

Una entidad puede optar por aplicar NIIF 19 si al final del periodo sobre el que se informa:

- Es una subsidiaria según se define en NIIF 10 Estados Financieros Consolidados;
- No tiene obligación de pública de rendir cuentas; y
- Tiene una matriz (ya sea última o intermedia) que prepara estados financieros consolidados, disponibles para uso público, que cumplen con las normas contables NIIF.

Obligación pública de rendir cuentas

Una entidad tiene obligación pública de rendir cuentas si:

- Sus instrumentos de deuda o capital se negocian en un mercado público, o está en proceso de emitir tales instrumentos que se negocien en un mercado público; o
- Mantiene activos en calidad de fiduciario para un amplio grupo de personas externas como uno de sus negocios principales (es decir, no por razones incidentales a su negocio principal).

Requisitos de revelación y referencias a otras normas contables NIIF

Los requisitos de revelación de NIIF 19 están organizados en subtítulos según las normas de contabilidad NIIF y cuando los requisitos de revelación de otras normas de contabilidad NIIF siguen siendo aplicables, estos se especifican bajo el subtítulo de cada norma de contabilidad NIIF.

Las revelaciones de NIIF 19 excluyen NIIF 8 Segmentos Operativos, NIIF 17 Contratos de Seguro y NIC 33 Ganancias por Acción. Por lo tanto, si una entidad que aplica NIIF 19 debe aplicar NIIF 17 o elige aplicar NIIF 8 y/o NIC 33, se requeriría que esa entidad aplique todos los requisitos de revelación relevantes en esas normas.

Enmiendas esperadas

Al desarrollar los requisitos de divulgación de NIIF 19, el Consejo consideró los requisitos de revelación de otras normas de contabilidad NIIF al 28 de febrero de 2021.

Los requisitos de revelación en las normas de contabilidad NIIF que se han agregado o modificado después de esta fecha se han incluido en NIIF 19 sin cambios. En consecuencia, el Consejo indicó que publicará un proyecto de norma que establecerá si y cómo reducir los requisitos de revelación de cualquier modificación y adición realizadas a otras normas de contabilidad NIIF después del 28 de febrero de 2021, con el fin de actualizar NIIF 19.

NIIF 19 es efectiva para los períodos sobre los que se informa que comienzan a partir del 1 de enero de 2027 y se permite su adopción anticipada. Si una entidad elegible opta por aplicar la norma antes, debe revelar ese hecho. Se requiere que una entidad, durante el primer período (anual e intermedio) en el que aplica la norma, alinee las revelaciones en el período comparativo con las revelaciones incluidas en el período actual según NIIF 19, a menos que NIIF 19 u otra norma contable NIIF permita o requiera lo contrario.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la norma una vez entre en vigencia.

NIIF 10 Estados Financieros Consolidados y NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos – venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto

Las enmiendas a NIIF 10 Estados Financieros Consolidados y NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (2011) abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 (2011) en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una filial o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una filial.

La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

NOTA 3 - BASES DE CONSOLIDACIÓN

Los Estados Financieros Consolidados comprenden los estados financieros de AES Andes y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los estados de resultados integrales por función consolidados y los estados de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo consolidados preparados utilizando el método directo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Los estados financieros de las subsidiarias son preparados al y por los mismos períodos que la matriz, aplicando consistentemente las mismas políticas contables.

3.1.- Subsidiarias

Según la NIIF 10, subsidiarias son todas las entidades sobre las que AES Andes tiene el control. Un inversionista controla una participada, cuando el inversionista:

1. tiene el poder sobre la participada,
2. está expuesto, o tiene derecho, a retornos variables procedentes de su implicación en la participada, y
3. tiene la capacidad de afectar a los retornos mediante su poder sobre la participada.

Se considera que un inversionista tiene poder sobre una participada, cuando el inversionista tiene derechos existentes que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes, eso es, las actividades que afectan de manera significativa retornos de la participada. En el caso de la Compañía, en general, el poder sobre sus subsidiarias se deriva de la posesión de la mayoría de los derechos de voto otorgados por instrumentos de capital de las subsidiarias.

Cuando la Sociedad tiene menos que la mayoría de los derechos a voto de una sociedad participada, tiene el poder sobre la sociedad participada cuando estos derechos a voto son suficientes para darle en la práctica la

capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada unilateralmente. La Sociedad considera todos los hechos y circunstancias para evaluar si los derechos a voto en una participada son suficientes para darle el poder, incluyendo:

- el número de los derechos de voto que mantiene el inversor en relación con el número y dispersión de los que mantienen otros tenedores de los derechos de voto;
- los derechos de voto potenciales mantenidos por el inversor, otros tenedores de voto u otras partes;
- derechos que surgen de otros acuerdos contractuales; y
- cualesquiera hechos y circunstancias adicionales que indiquen que el inversor tiene, o no tiene, la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes en el momento en que esas decisiones necesiten tomarse, incluyendo los patrones de conducta de voto en reuniones de accionistas anteriores.

La Sociedad reevaluará si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente. La consolidación de una subsidiaria comenzará desde la fecha en que el inversor obtenga el control de la participada cesando cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o vendida durante el año se incluyen en el estado de resultados desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la subsidiaria.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. Los activos y pasivos identificables adquiridos y las contingencias identificables asumidas en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladoras. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de AES Andes S.A. en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como plusvalía. Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

A continuación, se presenta el detalle de las subsidiarias incluidas en la consolidación:

R.U.T.	Ref.	Nombre de la Sociedad	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación			
					31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023
					Directo	Indirecto	Total	Total
96.678.770-8	NFI	Norgener Foreign Investment S.p.A	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.786.355-1	AES Chile	AES Chile Inversiones Renovables S.p.A (antes AES Chile S.p.A)	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.579.067-0	Andes Solar	Andes Solar S.p.A	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.868.991-1	Mesamávida	Energía Eólica Mesamávida S.p.A	CHILE	US$	— %	51,00 %	51,00 %	100,00 %
76.175.608-7	Bolero	Bolero SpA (2)	CHILE	US$	50,00 %	25,50 %	75,50 %	75,50 %
76.170.761-2	Alto Maipo	Alto Maipo S.p.A. (1)	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
77.733.308-9	Trans. del Sur	Cía. Transmisora del Sur SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
77.162.182-1	San Carlos	San Carlos SpA (antes Apatama Solar SpA)	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
Extranjera	-	Alto Maipo Delaware LLC (1)	Estados Unidos	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
76.729.711-4	La Cebada	Compañía Transmisora La Cebada S.A.	CHILE	US$	99,99 %	0,01 %	100,00 %	100,00 %
Extranjera	GASA	Gener Argentina S.A.	ARGENTINA	US$	92,04 %	7,96 %	100,00 %	100,00 %
Extranjera	Energen	Energen S.A.	ARGENTINA	US$	29,52 %	70,48 %	100,00 %	100,00 %
Extranjera	Interandes	Interandes S.A.	ARGENTINA	US$	13,00 %	87,00 %	100,00 %	100,00 %
Extranjera	Termoandes	Termoandes S.A.	ARGENTINA	US$	8,82 %	91,18 %	100,00 %	100,00 %
Extranjera	AES Colombia	AES Colombia & Cia S.C.A. E.S.P.	COLOMBIA	COL$	— %	99,99 %	99,99 %	99,99 %
Extranjera	-	AES Chivor S.A.	COLOMBIA	COL$	47,50 %	51,88 %	99,38 %	99,38 %
96.814.370-0	Ventanas	Empresa Eléctrica Ventanas S.p.A.	CHILE	US$	99,99 %	0,01 %	100,00 %	100,00 %
76.004.976-K	Angamos	Empresa Eléctrica Angamos S.p.A.	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.680.114-5	-	Cía. Transmisora Angamos S.p.A	CHILE	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
76.917.669-1	Punta del Sol	Punta del Sol S.p.A. (4)	CHILE	US$	— %	— %	— %	100,00 %
76.975.746-5	Cristales	Cristales S.p.A.	CHILE	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
76.975.739-2	Chagual	Chagual Energía S.p.A	CHILE	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
77.116.491-9	San Matías	Energía Eólica San Matías S.p.A. (2)	CHILE	US$	32,50 %	25,50 %	58,00 %	65,00 %
77.005.365-K	Paposo	Energía Eólica Paposo S.p.A.	CHILE	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
76.967.596-5	Curauma	Energía Eólica Curauma S.p.A.	CHILE	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
77.294.357-1	Pampas	Energía Eólica Pampas S.p.A. (4)	CHILE	US$	— %	— %	— %	100,00 %
77.290.404-5	Don Álvaro	Energía Eólica Don Álvaro S.p.A.	CHILE	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
77.209.147-8	Tal Tal	Transmisora Tal Tal S.p.A.	CHILE	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
77.197.853-3	Rinconada	Energía Eólica Rinconada S.p.A.	CHILE	US$	— %	100,00 %	100,00 %	100,00 %

A continuación, se presenta el detalle de las subsidiarias incluidas en la consolidación:

R.U.T.	Ref.	Nombre de la Sociedad	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación			
					31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023
					Directo	Indirecto	Total	Total
77.201.526-7	Inv Cochrane	Inversiones Cochrane S.p.A.	CHILE	US$	95,00 %	— %	95,00 %	95,00 %
76.085.254-6	Cochrane	Empresa Eléctrica Cochrane S.p.A.	CHILE	US$	57,00 %	— %	57,00 %	57,00 %
77.423.682-1	Andes Solar II	Andes Solar II S.p.A (2)	CHILE	US$	16,25 %	38,25 %	54,50 %	58,00 %
77.371.671-4	Chile Renovables	Chile Renovables S.p.A (2)	CHILE	US$	51,00 %	— %	51,00 %	51,00 %
76.363.072-2	Campo Lindo	Parque Eólico Campo Lindo S.p.A (2)	CHILE	US$	— %	51,00 %	51,00 %	51,00 %
76.868.988-1	Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos S.p.A (2)	CHILE	US$	— %	51,00 %	51,00 %	51,00 %
78.178.599-0	Los Cururos	Parque Eólico los Cururos Spa. (2)	CHILE	US$	— %	51,00 %	51,00 %	51,00 %
76.625.173-0	Andes Solar IV	Andes Solar IV SpA (2)	CHILE	US$	— %	51,00 %	51,00 %	65,00 %
76.708.924-4	Lagunas	Empresa Electrica Lagunas SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.708.867-1	Los Dorados	Cerro Los Dorados SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.708.896-5	El Trébol	El Trébol SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.708.918-k	Llanos del Sol	Llanos del Sol SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.708.806-k	Sol Oriente	Solar Oriente SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.708.917-1	Konavle	Konavle SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
76.708.919-8	La Baluma	La Baluma SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	100,00 %
77.822.344-9	Chile Renovables II	Chile Renovables II SpA (2)	CHILE	US$	51,00 %	— %	51,00 %	51,00 %
77.865.266-8	Andes Solar III	Andes Solar III SpA (3)	CHILE	US$	— %	— %	— %	— %
77.938.376-8	Boreal	Boreal SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	— %
77.938.377-6	Núcleo	Núcleo SpA	CHILE	US$	100,00 %	— %	100,00 %	— %

(1) Ver Nota 3.2.

(2) Ver Nota 3.3

(3) Andes Solar III SpA, fue constituida durante el mes de marzo de 2024, y fue vendida el 9 de septiembre de 2024 a AES Pacífico Chile, sociedad cuya matriz es The AES Corporation.

(4) Las Compañías fueron vendidas el 31 de diciembre a AES Pacífico Chile, sociedad cuya matriz es The AES Corporation.

3.2.- Desconsolidación de la subsidiaria Alto Maipo

Con fecha 27 de agosto de 2021, AES Andes emitió un Hecho Esencial informando sobre la situación financiera de su subsidiaria Alto Maipo SpA e indicando que su directorio aprobó el Presupuesto Final y el Plan de Negocio de largo plazo, respaldados por estudios externos que proyectaban una reducción en los precios de la energía y menores niveles de generación debido a la incorporación de energías renovables y condiciones hidrológicas adversas.

El 17 de noviembre de 2021, Alto Maipo inició un proceso de reorganización en los Estados Unidos bajo el Capítulo 11, tras alcanzar un preacuerdo de reestructuración con sus acreedores. Como consecuencia, AES Andes dejó de ejercer control sobre la subsidiaria y procedió a su desconsolidación, registrando una pérdida contable extraordinaria de MUS$1.106.558.

Finalizado el proceso de reestructuración el 26 de mayo de 2022, se determinó que el control de Alto Maipo se encuentra compartido entre prestamistas y accionistas, por lo que AES Andes continuará sin Alto Maipo, a pesar de poseer el 100% de sus acciones. La inversión de AES Andes en Alto Maipo está clasificada como Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultado de acuerdo con lo establecido en la NIIF 9, párrafo 4.1.5. El valor razonable de la inversión de AES Andes en Alto Maipo al 31 de diciembre de 2024 es $0 (cero).

3.3.- Incorporación de Global Infrastructure Partners (GIP) como socio estratégico

Global Infrastructure Partners (GIP) se incorporó el 15 de julio de 2021 como socio de la Compañía en su estrategia de crecimiento renovable. AES Andes posee el 51% y GIP el 49% de las acciones de la sociedad Chile Renovables SpA., entidad que ha adquirido las sociedades dueñas de los proyectos renovables por un total de 733MW a medida que entraron en operación y se cumplieron las demás condiciones acordadas entre las partes. A raíz de esta transacción AES Andes ha recibido fondos por un monto aproximado de MUS$415.730 entre 2021 y 2024 por la venta de los proyectos Mesamávida en 2024, Campolindo y Andes Solar IIB en 2023, Andes Solar IIA y Los Olmos en 2022 y Los Cururos en 2021.

Con fecha 21 de diciembre de 2023, AES Andes y GIP suscribieron una serie de contratos para expandir en 693MW sus inversiones conjuntas en las sociedades desarrolladoras de los siguientes proyectos de energías renovables: Parque Bolero Solar, Andes Solar IV y Parque Eólico San Matías, junto con expansiones de los parques solares denominados Andes Solar IIA y Andes Solar IIB. Como consecuencia de esta transacción, las partes han valorizado el 49% de los proyectos renovables en MUS$441.381 de los que GIP invirtió con esta fecha, MUS$332.626, correspondiendo MUS$57.626 a la compra de la participación en el proyecto Bolero Solar y MUS$275.000 en concepto de pre-founding para los proyectos Andes Solar IV, Andes Solar IIB expansión y IIA BESS y San Matías.

Esta transacción implicó, además, la creación de una nueva filial de la Sociedad, Chile Renovables II SpA. Con fecha 18 de diciembre de 2024 AES Andes recibió MUS$77.000 por la venta de la participación de los proyectos San Matías, Andes Solar IV y Andes Solar IIB Expansión a GIP.

3.4.- Cambio de moneda funcional de las subsidiarias argentinas

Con fecha 05 de febrero de 2023 la Secretaría de Energía de Argentina publicó la Resolución 59/2023 en la cual se habilita a los agentes generadores titulares de centrales de generación térmica cuya tecnología sea tipificada como ciclos combinados, de acuerdo a los establecido en la Res. 826 de fecha 12 de diciembre de 2022, a adherir a un acuerdo de disponibilidad de potencia y mejora en la eficiencia con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) en representación de los distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de mantenimientos mayores y menores de las maquinas. Con fecha 09 de marzo de 2023 y 21 de marzo de 2023, el Grupo firmó las notas y el acuerdo con CAMMESA para adherir a dicho esquema, respectivamente, renunciando a realizar cualquier reclamo administrativo y/o judicial relacionado con la remuneración vigente hasta la firma del acuerdo.

Como resultado de este cambio en el mercado eléctrico argentino y de su impacto en las operaciones de las subsidiarias argentinas de AES Andes, la Administración ha concluido que el dólar estadounidense es la moneda del entorno económico principal en que operan estas subsidiarias y por lo tanto debe ser considerada como la moneda funcional de las mismas.

3.5.- Participaciones no controladoras

Las participaciones no controladoras representan la porción de utilidades o pérdidas y activos netos de subsidiarias que no son 100% de la propiedad del Grupo. Las participaciones no controladoras son presentadas separadamente en el estado de resultados y en el patrimonio en el estado de situación financiera consolidado, separado del patrimonio de la matriz. AES Andes aplica la política de considerar las transacciones con inversionistas no controladores como transacciones patrimoniales. La enajenación o compra de participaciones no controladoras, que no resulte en un cambio de control, conlleva una transacción patrimonial sin reconocer ganancias y/o pérdidas en el estado de resultados. Cualquier diferencia entre el precio pagado y la correspondiente proporción del importe en libros de los activos netos de la subsidiaria se reconoce como aporte o distribución patrimonial.

La información financiera resumida al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se presenta a continuación:

	31 de diciembre de 2024							
	% Participación no controladora	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida) neta
Eléctrica Cochrane	40,0%	159.031	733.112	(116.406)	(666.543)	490.590	(325.626)	84.007
Inversiones Cochrane	5,0%	34	65.529	(2)	—	—	—	50.398
Chile Renovables S.p.A	49,0%	4.792	938.440	(4.768)	—	—	—	13.339
Chile Renovables II S.p.A	49%	11.554	570.991	(11.553)	—	—	—	3.227

	31 de diciembre de 2023							
	% Participación no controladora	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida) neta
Eléctrica Cochrane	40,0%	200.368	778.312	(138.225)	(718.036)	543.909	(394.315)	69.572
Inversiones Cochrane	5,0%	51	73.462	(10)	—	—	—	41.735
Chile Renovables S.p.A	49,0%	10.299	817.242	(10.329)	—	—	—	4.660

Los saldos acumulados atribuibles a la participación no controladora del patrimonio neto son:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Chile Renovables S.p.A	459.847	400.434
Chile Renovables II S.p.A	279.786	—
Andes Solar IV	—	150.056
Inversiones Cochrane S.p.A.	50.945	74.590
Energía Eólica San Matías	3.711	63.568
Andes Solar II	42.876	61.376
Empresa Eléctrica Cochrane S.p.A.	43.678	48.968
Otros	11	(2)
Total	**880.854**	**798.990**

Las ganancias o (pérdidas) atribuidas a la participación no controladora son:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Empresa Eléctrica Cochrane	33.603	27.829
Inversiones Cochrane	6.951	8.399
Chile Renovables S.p.A	6.536	2.283
Andes Solar IV	8.699	—
Energía Eólica San Matías	3.769	—
Andes Solar II	2.284	—
Chile Renovables II S.p.A	1.606	—
Otros	(101)	(14)
Total	**63.347**	**38.497**

Los resultados integrales atribuidos a la participación no controladora son:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Empresa Eléctrica Cochrane	35.511	29.568
Inversiones Cochrane	6.951	8.399
Chile Renovables S.p.A	6.536	2.283
Andes Solar IV	8.699	—
Energía Eólica San Matías	3.769	—
Andes Solar II	2.284	—
Chile Renovables II S.p.A	1.606	—
Otros	(101)	(14)
Total	**65.255**	**40.236**

A continuación los pagos de dividendos y disminuciones de capital atribuidos a la participación no controladora durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Eléctrica Cochrane	40.800	35.520
Inversiones Cochrane	30.596	22.372
Chile Renovables S.p.A	24.255	8.771
Otros	—	34
Total	**95.651**	**66.697**

Estos pagos han sido clasificados como flujos de actividades de financiamiento en el Estado de flujo de efectivo al 31 de diciembre de 2024, específicamente como "pagos a participaciones no controladoras".

NOTA 4 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

4.1.- Segmentos operativos

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a la Administración que toma las decisiones de AES Andes, la cual es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos. La Administración identifica sus segmentos operativos según los mercados en los cuales participa, es decir, en los mercados Chile, Argentina y Colombia, para los que se toman las decisiones estratégicas.

Las transacciones intercompañía se eliminan entre segmentos a nivel consolidado. Los gastos financieros no se separan por segmentos operativos producto de que el Grupo administra deudas a nivel consolidado.

Esta información financiera por segmentos operativos se detalla en Nota 7.

4.2.- Transacciones en moneda extranjera

a. Moneda de presentación y moneda funcional

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (moneda funcional). Los estados financieros consolidados de AES Andes se presentan en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, que es la moneda funcional y de presentación de la Sociedad y todas sus subsidiarias con excepción de sus subsidiarias colombianas cuya moneda funcional es el peso colombiano y de las subsidiarias argentinas cuya moneda funcional es el peso argentino.

b. Transacciones y saldos

Las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto si se difieren en patrimonio neto como las coberturas de flujos de efectivo.

Las partidas no monetarias en moneda distinta a la moneda funcional valorizadas a costo histórico se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes a la fecha de cada transacción inicial. Las partidas no monetarias en moneda distinta a la moneda funcional valorizadas a su valor razonable se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigente a la fecha de determinación del valor razonable.

c. Bases de conversión

Los activos y pasivos en moneda distinta a la moneda funcional y aquellos denominados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre por US$1, respectivamente:

	Símbolo	31 de diciembre 2024	31 de diciembre de 2023
Pesos Chilenos	$	996,46	877,12
Pesos Argentinos	Ar$	1.032,00	808,45
Pesos Colombianos	Col$	4.409,15	3.822,05
Euro	€	0,96	0,90
Unidad de Fomento	UF	0,03	0,02

La Unidad de Fomento (UF) es una unidad monetaria denominada en pesos chilenos que está indexada a la inflación local. El valor de la UF se establece a diario y con antelación, sobre la base de la variación del Índice de Precios al Consumidor del mes anterior.

d. Bases de conversión de subsidiarias con distintas monedas funcionales

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades del Grupo, que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, no correspondiendo su moneda funcional a la de una economía hiperinflacionaria, se convierten a la moneda de presentación como sigue:

i. Los activos y pasivos se convierten al tipo de cambio a la fecha de cierre.
ii. Los ajustes a la plusvalía y la distribución del precio pagado que surgen en la adquisición de una entidad extranjera se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten a tipo de cambio de cierre del ejercicio.
iii. Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio mensuales promedios (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambios existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten usando el tipo de cambio en las fechas de las transacciones).

Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto, en el rubro “Otras Reservas”. En la medida que se vende la inversión, esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta.

A efectos consolidados, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras se llevan al patrimonio neto. Cuando se vende todo o parte de dichas inversiones, tales diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta.

d.1 Bases de conversión de subsidiarias con distintas monedas funcionales en economía hiperinflacionaria

Los resultados y la situación financiera de las entidades del Grupo que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, siendo su moneda funcional la moneda de una economía hiperinflacionaria (como era el caso de las subsidiarias en Argentina hasta el 30 de junio de 2023), se convierten a la moneda de presentación como sigue:

i. Los activos, pasivos, patrimonio, ingresos y costos se convierten al tipo de cambio a la fecha de cierre.
ii. Las cifras comparativas no se modifican en relación con lo reportado dentro de los Estados Financieros precedentes, a propósito que la moneda de presentación del Grupo es la de una moneda de una economía no hiperinflacionaria.

Previo a la aplicación del método de conversión antes señalado, las entidades requieren reexpresar sus Estados Financieros de acuerdo con lo establecido por la NIC 29, en términos del poder adquisitivo vigente al final del ejercicio sobre el que se informa. Por lo tanto, las transacciones del ejercicio y los saldos de partidas no monetarias al final del ejercicio deben ser reexpresados para reflejar el índice de precios que está vigente a la fecha del balance, si fuera aplicable.

Para la reexpresión de los Estados Financieros a moneda homogénea se utilizaba el Índice de precios al Consumidor (IPC) Nacional publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo de Argentina (INDEC), según la serie elaborada y publicada por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE).

Para trasladar los saldos ajustados por inflación de las subsidiarias argentinas a la moneda de reporte del Grupo, sobre las cuales se aplicaban los criterios establecidos en la NIC N°29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias, la Compañía utilizaba el tipo de cambio publicado por el Banco de la Nación Argentina (BNA).

4.3.- Propiedades, plantas y equipos

Los terrenos del Grupo AES Andes se reconocen a su costo menos pérdidas por deterioro acumuladas correspondientes.

Las plantas, edificios, equipos, sistemas de transmisión mantenidos para el uso en la generación eléctrica y otros ítems de propiedades, planta y equipos se reconocen a su costo histórico menos la depreciación y pérdidas por deterioro acumuladas correspondientes.

El costo de un activo incluye su precio de adquisición, todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento, retiro o remoción parcial o total del activo, así como la rehabilitación del lugar en que se encuentra, que constituyan una obligación para la Compañía, al adquirir el elemento o como consecuencia de utilizar el activo durante un determinado período.

Los costos posteriores se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando cumplen con los criterios de reconocimiento según NIC 16 “Propiedades, Plantas y Equipos”, es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a fluir al Grupo y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. Cualesquiera otras reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del período en el que se incurre.

Las obras en ejecución incluyen, entre otros conceptos, los siguientes gastos capitalizados únicamente durante el período de construcción:

i. Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedia acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
ii. Gastos de personal relacionados en forma directa y otros de naturaleza operativa atribuibles a la construcción.

Las obras en curso se traspasan al activo fijo una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.
La depreciación de los activos fijos se calcula usando el método lineal, considerando el costo menos el valor residual sobre sus vidas útiles económicas estimadas. Las vidas útiles estimadas correspondientes a las principales clases de activos más relevantes se exponen en Nota 18.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan periódicamente y, de ser necesario, se ajustan para reflejar una vida útil restante acorde con las expectativas de uso de los activos.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante reconocimiento de pérdidas por deterioro (Nota 4.6).

Las pérdidas y ganancias por la venta de activo fijo se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados como “Otras ganancias (pérdidas) netas”.

Las bajas de activo fijo corresponden al valor libro bruto menos la depreciación acumulada al momento del registro.

4.4.- Plusvalía

La plusvalía representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación del Grupo en los activos netos identificables de la subsidiaria / asociada adquirida en la fecha de adquisición. La plusvalía se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros de la plusvalía relacionada con la entidad vendida.

La plusvalía se asigna a las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) con el propósito de probar si existe deterioro de las UGEs. Cuando el importe recuperable de una UGE es inferior a su valor libro, se debe reconocer una pérdida por deterioro. Las pérdidas por deterioro relacionadas con la plusvalía, no se pueden revertir en períodos futuros (Nota 4.6).

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el Grupo no presenta saldos por Plusvalía.

4.5.- Activos intangibles

a. Programas Informáticos

Las licencias para programas informáticos adquiridas se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas, usando el método lineal. (Nota 17).

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por el Grupo, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos. Los costos de desarrollo de programas informáticos reconocidos como activos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

b. Servidumbres

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no estarán sujetos a amortización. Sin embargo, la determinación de vida útil como indefinida es objeto de revisión en cada período para evaluar si esa consideración sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente. La excepción a la norma de vida útil indefinida aplica sólo para aquellos casos en donde existe un contrato subyacente que limita la vida útil de la servidumbre (Nota 17).

c. Derechos de Agua

Los derechos de agua se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida y en consecuencia no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la determinación de la vida útil como indefinida es objeto de revisión en cada período para evaluar si esa consideración sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

4.6.- Deterioro de valor de los activos no financieros

Los activos sujetos a amortización y depreciación se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Si existiera algún indicio de deterioro del valor del activo, el importe recuperable se estimará para el activo individualmente considerado. Si no fuera posible estimar el importe recuperable del activo individual o el activo tiene

una vida útil indefinida, la entidad determinará el nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (las unidades generadoras de efectivo) y se estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo al que pertenece el activo.

Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo o unidad generadora de efectivo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre valor razonable de un activo menos los costos para la venta y el valor en uso. La estimación del valor en uso se basa en las proyecciones de flujos de efectivo descontados a su valor presente usando una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado y los riesgos asociados con el activo o unidad generadora de efectivo. La mejor determinación del valor razonable menos costos de venta incluye los precios de transacciones realizadas. Si las transacciones no pueden ser identificadas en el mercado, se usará un modelo de valuación.

Los activos no financieros, distintos de la plusvalía, que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido eventos que justifiquen reversiones de la pérdida. El reverso de una pérdida por deterioro no excederá al importe en libros que podría haberse obtenido, neto de amortización y depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo en períodos anteriores.

La prueba de deterioro de plusvalía y activos intangibles con vidas útiles indefinidas se realiza al 1 de octubre de cada año o ante cualquier indicio de que el valor de estos activos pueda no ser recuperable.

4.7.- Activos financieros

Clasificación Inicial

AES Andes clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: valor razonable con cambios en resultados, costo amortizado y valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales (OCI). La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características del flujo de efectivo contractual del activo financiero y del modelo de negocio de AES Andes para administrarlos. Con la excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente financiero significativo o para las cuales AES Andes ha aplicado una solución práctica, AES Andes inicialmente mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no esté a valor razonable a través de ganancia o pérdida, costos de transacción.

Los activos financieros clasificados y medidos al costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de mantener activos financieros para recolectar flujos de efectivo contractuales, mientras que los activos financieros clasificados y medidos a valor razonable a través de OCI se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de ambos, tenencia para cobrar flujos de efectivo contractuales y venta. Las compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por regulación o convención en el mercado (transacciones regulares) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo.

a. Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados (“FVTPL”)

Estos instrumentos se miden inicialmente a valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en utilidad o pérdida del ejercicio. Los activos financieros son clasificados a la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultado cuando éstos sean mantenidos para negociación o designados en su reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Las ganancias y pérdidas de activos mantenidos para negociar se reconocen en resultados y los intereses asociados se reconocen por separado en ingresos financieros. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas.

b. Activos medidos a costo amortizado

Inicialmente se reconocen al valor justo de la transacción, más o menos, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión del activo financiero o el pasivo financiero. Se mantienen con el objetivo de reconectar flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio “Solo Pagos de Principal e Intereses” (“SPPI”). Esta categoría incluye los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

c. Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Otros resultados integrales (“FVTOCI”)

Estos instrumentos se miden inicialmente a valor razonable, con ganancias o pérdidas reclasificadas a resultados del ejercicio en el momento de la baja en cuentas. Los instrumentos financieros en esta categoría cumplen con el criterio “SPPI” y se mantienen dentro del modelo de negocio de la Compañía, tanto para cobrar los flujos de efectivo como para venderlos.

El modelo de negocios de AES Andes para administrar activos financieros se refiere a cómo administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán de la recolección de flujos de efectivo contractuales, la venta de los activos financieros o ambos.

La política contable utilizada para determinar el valor razonable se encuentra descrita con mayor detalle en Nota 4.20.

Valorización posterior

Los instrumentos financieros se miden posteriormente a “FVTPL”, Costo Amortizado o “FVTOCI”. La clasificación se basa en dos criterios: i) el modelo de negocio de la Compañía para administrar los instrumentos financieros, y ii) si los flujos de efectivo contractuales de los instrumentos financieros representan "solo pagos de principal e intereses".

a. Activos Financieros medidos en valor razonable (Fair Value through Profit and Loss “FVTPL”):

Estos instrumentos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en utilidad o pérdida del período.

Estos instrumentos son mantenidos para negociar y se adquieren principalmente con el propósito de venderlos en el corto plazo. Los instrumentos derivados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que sean designados como contabilidad de cobertura. Los instrumentos financieros de esta categoría se clasifican como Otros activos financieros corrientes y no corrientes. Su valorización posterior se realiza mediante la determinación de su valor razonable, registrando los cambios de valor en el Estado de Resultados Integrales, en la línea Otras ganancias (pérdidas).

b. Activos Financieros medidos a costo amortizado:

Estos instrumentos se miden posteriormente al costo amortizado menos amortizaciones acumuladas utilizando el método de interés efectivo y ajustados por provisiones de pérdidas por deterioro, en el caso de los activos financieros. Los ingresos y gastos financieros, las ganancias y pérdidas cambiarias y el deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en baja en cuentas se reconoce en utilidad o pérdida de período.

Los préstamos y cuentas a cobrar son instrumentos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Su reconocimiento se realiza a través del costo amortizado, registrándose directamente en resultados el devengamiento de las condiciones pactadas.

c. Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (Fair Value through Other Comprehensive Income "FVTOCI"):

Estos instrumentos se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses calculados utilizando el método de interés efectivo, las ganancias y pérdidas cambiarias y el deterioro se reconocen en resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en "OCI". En baja en cuentas, las ganancias y pérdidas acumuladas en "OCI" se reclasifican a resultados.

Deterioro

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, la Compañía aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada de la Compañía, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada ejercicio de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada, es determinada considerando probabilidad de incumplimiento, el cual corresponde a la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original.

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, la Compañía aplica dos enfoques diferentes:

- Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si, por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas dentro del enfoque general, se realiza sobre una base individual.

- Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales la Compañía aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque principal aplicado en mayor medida, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de la Compañía.

Respecto a clientes corporativos y empresas distribuidoras cuyos contratos de venta de energía son a largo plazo y abarcan una porción significativa de su capacidad instalada, la Compañía asigna su exposición a un grado de riesgo de crédito en base a datos determinados a ser predictivos, esto incluye a credit ratings, estados financieros auditados, flujos de caja proyectados e información disponible respecto clientes y aplicando un juicio experimentado considerando esta data. El grado de riesgo crediticio es definido usando factores cualitativos y cuantitativos, indicativos de un riesgo de default y alineados a una definición de riesgo de crédito de acuerdo con los criterios aplicados por las agencias de riesgo. Respecto a la exposición a pérdidas para clientes cuya evaluación de crédito sea indeterminable, considerando la guía mencionada con anterioridad, la Compañía cubre este riesgo de crédito a través de la solicitud de garantías financieras las cuales son estipuladas de acuerdo con los respectivos contratos de venta de energía (ver Nota 33).

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía mantiene garantías recibidas de clientes de acuerdo con lo detallado en la Nota 33 de estos estados financieros consolidados para las obligaciones de pago de los clientes bajo sus Contratos de venta de energía (PPAs), siendo en algunos casos cartas de crédito de instituciones financieras calificadas con grado de inversión y/o garantías corporativas de sus matrices calificadas con grado de inversión. Las obligaciones bajo estas cartas de crédito y las garantías corporativas pueden aumentar o disminuir en función de la

capacidad de nuestros clientes para cumplir ciertos umbrales de construcción, operativos o financieros o el cambio en las calificaciones de grado de inversión de sus respectivas matrices.

Los impactos en los resultados de la Compañía por deterioro de las cuentas comerciales al 31 de diciembre de 2024 corresponden a una utilidad de MUS$3.026.

Sobre la base del mercado de referencia y en la industria en la cual nuestros clientes están insertos, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, la Compañía aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

Con base en evaluaciones específicas de la Compañía, el ajuste prospectivo puede aplicarse considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

4.8.- Pasivos Financieros

AES Andes clasifica sus pasivos financieros en las siguientes categorías: valor razonable con cambios en resultados, derivados designados como instrumentos de coberturas efectivas (ver Nota 4.9) y costo amortizado. La Administración determina la clasificación de sus pasivos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

Los pasivos financieros son dados de baja cuando la obligación es cancelada, liquidada o vence. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro del mismo prestador bajo términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente son sustancialmente modificados, tal intercambio o modificación es tratada como baja contable del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, y la diferencia en los respectivos montos en libros es reconocida en el estado de resultados.

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente al valor razonable y en el caso de préstamos, incluyen costos directamente atribuibles a la transacción. La medición posterior de los pasivos financieros depende de su clasificación tal como se explica a continuación.

Cuando el Grupo tiene el derecho de compensar obligaciones con derechos financieros, no se presentarán neto según NIC 32 Instrumentos financieros: presentación párrafo 42, dado que la Compañía tiene la intención de pagar y cobrar en forma independiente dichas partidas. Las revelaciones de NIIF 7: instrumentos financieros: Información a revelar también aplicará a los instrumentos financieros reconocidos, cuyos contratos de derivados estén sujetos a un acuerdo de compensación exigible o acuerdo similar, independientemente de la presentación neto o bruto bajo NIC 32. Ver Nota 11.2 (e).

a. Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros son clasificados a la categoría de pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados cuando éstos sean mantenidos para negociación o designados en su reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Las ganancias y pérdidas de pasivos mantenidos para negociar se reconocen en resultados. Esta categoría incluye los instrumentos derivados no designados para la contabilidad de cobertura.

b. Pasivos financieros a costo amortizado

Los otros pasivos financieros son valorados posteriormente en su costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva. El costo amortizado es calculado tomando en cuenta cualquier prima o descuento de la adquisición e incluye costos de transacciones que son parte integral de la tasa de interés efectiva. Esta categoría incluye Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y los préstamos incluidos en Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes.

4.9.- Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

El Grupo usa instrumentos financieros derivados tales como contratos swaps de tasa de interés, swaps de moneda y forwards de moneda para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés, tipo de cambio y precios del carbón. Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante del cambio en el valor razonable depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo designa determinados derivados como:

i. coberturas del valor razonable;
ii. coberturas de flujo de caja;

El Grupo documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para llevar a cabo diversas operaciones de cobertura. El Grupo también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas, es decir, cuando la relación de cobertura cumple los siguientes requerimientos de eficacia.

- Existe una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura;
- El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que resultan de esa relación económica; y
- La razón de cobertura de la relación de cobertura es la misma que la procedente de la cantidad de la partida cubierta que el Grupo realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que el Grupo realmente utiliza para cubrir dicha cantidad de la partida cubierta.

Si una relación de cobertura deja de cumplir el requerimiento de eficacia de la cobertura relativo a la razón de cobertura, pero el objetivo de gestión de riesgos para esa relación de cobertura designada se mantiene invariable, el Grupo ajustará la razón de cobertura de la relación de cobertura de forma que cumpla de nuevo con los criterios requeridos. (Referido como “reequilibrio” en la NIIF 9).

a. Cobertura del valor razonable

Los cambios en el valor razonable de derivados que se designan y califican como coberturas del valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o pasivo cubierto que sea atribuible al riesgo cubierto.

El Grupo no ha utilizado coberturas de valor razonable en los ejercicios presentados.

b. Cobertura de flujos de caja

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otros resultados integrales y se acumula en las “Reservas de coberturas de flujos de caja" en Otras reservas. La porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado que se reconoce en otro resultado integral se limita al cambio acumulado en el valor razonable de la partida cubierta, determinado sobre una base del valor presente, desde el inicio de la cobertura.

La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados dentro de “Costos financieros” o “Diferencias de cambio”, según su naturaleza.

El Grupo designa solo el cambio en el valor razonable del elemento (spot) del contrato a término como el instrumento de cobertura en las relaciones de cobertura de flujos de caja. El cambio en el valor razonable del elemento a término de los contratos a término en moneda extranjera (‘puntos forward’) se contabiliza por separado como un costo de la cobertura y se reconoce en una reserva de costos de cobertura dentro del patrimonio.

Cuando la transacción prevista cubierta posteriormente resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, como inventarios, el importe acumulado en la reserva de cobertura y el costo de la reserva de cobertura se incluye directamente en el costo inicial de la partida no financiera cuando se reconoce.

Para todas las transacciones previstas cubiertas, los importes acumulados en Otras reservas se llevan al estado de resultados en los períodos en que la partida cubierta afecta al resultado. En el caso de las coberturas de tasas de interés, esto significa que los importes reconocidos en el patrimonio se reclasifican a resultados en “Costos financieros” a medida que se devengan los intereses de las deudas asociadas. En el caso de las coberturas de tasa de interés y moneda (cross currency swap), los importes reconocidos en Otras reservas se reclasifican a resultados en “Costos financieros” a medida que se devengan los intereses y a “Diferencias de cambio” producto de la valorización de las deudas a tipos de cambio de cierre.

Si la partida cubierta deja de cumplir con los criterios para la contabilidad de coberturas o el instrumento de cobertura se vende, expira, se termina o se ejerce, la contabilidad de coberturas se discontinúa prospectivamente. Cuando se discontinúa la contabilidad de cobertura para las coberturas de flujos de caja, el importe que se ha acumulado en “Otras reservas” permanece en el patrimonio hasta que, en el caso de la cobertura de una transacción que resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, se incluye en el costo de la partida no financiera en el reconocimiento inicial o, en el caso de otras coberturas de flujos de caja, se reclasifica en resultados en el mismo período o períodos en los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan el resultado.

Cuando se espera que la transacción prevista no se vaya a producir, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto se lleva inmediatamente al estado de resultados dentro de “Costo financiero” o “Diferencias de cambio”, según su naturaleza.

c. Derivados que no son registrados como contabilidad de cobertura

Determinados derivados no se registran bajo la modalidad de contabilidad de cobertura y se reconocen como instrumentos a valor razonable con cambios en resultados. Los cambios en el valor razonable de cualquier instrumento derivado registrado de esta manera se reconocen inmediatamente en el estado de resultados.

d. Derivados implícitos

La Compañía evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros y no financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que el conjunto no esté clasificado como un activo o un pasivo a valor razonable con cambios en resultados. En caso de no estar estrechamente relacionados, los derivados implícitos estarán separados del contrato principal y registrados a su valor razonable con las variaciones de este valor reconocidos inmediatamente en el estado de resultados.

4.10.- Inventarios

Los inventarios se valorizan al menor valor entre su costo o valor neto realizable, excepto en el caso de aquellos elementos que se utilizarán en el proceso de producción, si se espera que el valor de los mismos se recupere a través de la venta del producto final. El costo se determina por el método de costo de adquisición. El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos variables de venta aplicables.

4.11.- Efectivo y equivalentes al efectivo

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen saldos en efectivo en caja, depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican como recursos ajenos en “Otros pasivos financieros corrientes”.

El efectivo y equivalentes al efectivo sujeto a restricciones está incluido en el estado de posición financiera en “Efectivo y equivalentes al efectivo” excepto cuando la naturaleza de la restricción es tal que deja de ser líquido o fácilmente convertible a efectivo. En este caso el efectivo restringido con restricciones menores a 12 meses será reconocido en “Otros activos financieros corrientes” y sobre 12 meses será registrado en “Otros activos financieros no corrientes”. La clasificación de efectivo y equivalente de efectivo no difiere de lo considerado en el estado de flujos de efectivo.

NIC 7 establece que una entidad debe presentar la información sobre flujos de efectivo de las actividades operacionales usando el método directo o indirecto. Según el Oficio N°2058 publicado por la CMF, a partir de la fecha de reporte el 31 de marzo de 2013, todas empresas abiertas deben presentar sus estados de flujos usando el método directo.

4.12.- Capital emitido

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase, sin valor nominal y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los fondos obtenidos a través de una emisión de nuevas acciones.

4.13.- Impuestos

Impuestos a las ganancias

La Compañía y sus subsidiarias determinan su impuesto a la renta corriente sobre la base de la renta líquida imponible determinada de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio. Las tasas de impuestos y leyes fiscales utilizadas en el cálculo del impuesto a las ganancias corresponden a aquellas publicadas a la fecha de presentación de los Estados Financieros en los países donde opera y genera ingresos imponibles el Grupo.

El resultado por impuesto a las ganancias del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de la Compañía y sus respectivas subsidiarias, y resulta de la aplicación del gravamen sobre la base imponible del ejercicio, la cual considera los ingresos imponibles y gastos deducibles tributariamente, más la variación de activos y pasivos por impuesto diferido y créditos tributarios.

Impuestos diferidos

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 “Impuesto a las ganancias”.

Las diferencias entre los valores contables de activos y pasivos y sus bases tributarias generan (con posible excepción de inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos según lo indicado más adelante) los saldos de activos y pasivos por impuestos diferidos, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen. Un pasivo por impuesto diferido es reconocido por todas las diferencias temporarias tributables relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas, o con participaciones en negocios conjuntos, excepto cuando se cumplen ambas condiciones siguientes:

i. la matriz, inversionista o participante de un negocio conjunto pueda controlar la oportunidad del reverso de la diferencia temporaria y
ii. es probable que la diferencia temporaria no se revierta en el futuro previsible.

Un activo por impuesto diferido es reconocido por todas las diferencias temporarias deducibles que se originan de inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos, sólo en la medida que sea probable que:

i. las diferencias temporarias se reviertan en un futuro previsible; y
ii. se disponga de renta líquida imponible contra la cual puedan utilizarse las diferencias temporarias.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos que no provengan de combinaciones de negocios, se registran en resultado o en patrimonio, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectiva la utilización de créditos tributarios.

Las sociedades del Grupo que presentan pérdidas tributarias reconocen un activo por impuesto diferido cuando el uso de las mencionadas pérdidas es probable, para lo cual se considera la generación de ganancias tributarias futuras y la fecha de expiración de las pérdidas tributarias. Tanto en Chile como en Colombia las pérdidas tributarias no tienen plazo de expiración, en tanto que en Argentina expiran al quinto año.

4.14.- Beneficios a los empleados

Beneficios a los empleados - corto plazo

La Compañía registra los beneficios de corto plazo a empleados, tales como sueldo, vacaciones, bonos y otros, sobre base devengada y contempla aquellos beneficios emanados como obligación de los convenios colectivos de trabajo como práctica habitual de la Compañía.

Beneficios post-empleo: planes de beneficios definidos

La Compañía ha reconocido el total de los pasivos relacionados a los planes de pensiones voluntarios para empleados retirados (los empleados activos no son acreedores de este beneficio al momento de su retiro) y otros beneficios post-retiro, tal como está estipulado en los acuerdos colectivos existentes en empresas chilenas del Grupo. Los beneficios de pensión incluyen el pago de una pensión complementaria adicional a la prevista por el sistema de seguridad social chileno, el cual es pagado de por vida a los empleados retirados. Adicionalmente, estos beneficios incluyen servicios de salud y subsidios de electricidad. Asimismo, la subsidiaria colombiana AES Colombia posee un plan de pensiones limitado a cierto grupo del personal que consiste en una pensión complementaria para aquellas personas no cubiertas por las disposiciones de la Ley N°100 de 1993.

Las obligaciones por planes de beneficios post-empleo han sido registradas al valor de la obligación del beneficio proyectado determinado aplicando cálculo actuarial y utilizando el método del costo de la unidad de crédito proyectado (Projected Unit Credit Method). Los supuestos actuariales considerados en el cálculo incluyen la probabilidad de tales pagos o beneficios basada en la mortalidad (en el caso de empleados retirados) de empleados, futuros costos y niveles de beneficios y tasa de descuento. En Chile la tasa de descuento es basada en referencia al rendimiento de los bonos soberanos en UF del Banco Central de Chile y el promedio de inflación proyectada a largo plazo, mientras que en Colombia la tasa se determina en base al rendimiento de los bonos soberanos a largo plazo emitidos por el gobierno colombiano. El uso de las tasas de bonos soberanos se realiza considerando que en ambos países no existen mercados suficientemente activos de bonos corporativos de alta calidad crediticia.

En el caso de aquellos ex-empleados en Chile, quienes sólo tienen derecho a beneficios médicos y subsidios de electricidad, los beneficios son reconocidos en base a una estimación de la proporción de los beneficios ganados a la fecha del balance. Las obligaciones por beneficios médicos y subsidios de electricidad han sido determinadas considerando la tendencia en costos médicos futuros y en electricidad fija para el bono entregado a los empleados retirados y activos después del retiro.

Las pérdidas y ganancias actuariales incluyen los ajustes por experiencia y los efectos de los cambios en las suposiciones actuariales y son reconocidas en otros resultados integrales.

Compensaciones basadas en acciones

AES Corporation, accionista mayoritario de AES Andes, otorga a ciertos empleados de sus subsidiarias compensaciones basadas en acciones, las cuales consisten en una combinación de opciones y acciones restringidas. Los derechos sobre estos planes generalmente se devengan en plazos de tres años.

El valor razonable de los servicios de los empleados recibidos a cambio de la concesión de la opción se reconoce como un gasto y un correspondiente incremento o aporte en el patrimonio neto de la Compañía. El costo es medido a la fecha de otorgamiento basado en el valor razonable de los instrumentos de patrimonio o pasivos emitidos y es reconocido como gasto en base a un método lineal sobre el período de devengo, neto de una estimación por opciones no ejercitadas.

Indemnizaciones por Años de Servicios

La obligación por indemnizaciones por años de servicio pactada con el personal en virtud de los convenios suscritos es provisionada al valor actual de la obligación total sobre la base del método de costo proyectado del beneficio, considerando para estos efectos una tasa de descuento basada en el rendimiento de los bonos soberanos en UF del Banco Central de Chile y el promedio de inflación proyectada a largo plazo.

Los supuestos actuariales considerados en el cálculo incluyen la probabilidad de tales pagos de beneficios basada en la mortalidad (en el caso de empleados retirados) y en rotación de empleados, futuros costos y niveles de beneficios y tasa de descuento. La tasa de descuento está determinada en la misma forma que para los beneficios post-empleo, como está detallado en Nota 4.14 Beneficios post-empleo: planes de beneficios definidos.

4.15.- Provisiones

Obligaciones por desmantelamiento, litigios y otras

Las provisiones para restauración medioambiental, restauración de sitios y retiro de activos, costos de restructuración y litigios se reconocen cuando:

i. el Grupo tiene una obligación presente como resultado de sucesos pasados;
ii. es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación, y

iii. el importe se ha estimado en forma fiable.

Las provisiones por obligaciones de desmantelamiento se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando una tasa de descuento que refleje las evaluaciones del mercado actual, del valor temporal del dinero y los riesgos específicos de la obligación. El incremento en la provisión con motivo del paso del tiempo se reconoce como un gasto por intereses.

Pérdidas futuras derivadas de las operaciones.

No se reconocen provisiones por otros gastos por incurrirse en el curso normal de las operaciones.

4.16.- Reconocimiento de ingresos

Los ingresos de la Compañía provienen principalmente de la producción y venta de energía y potencia. Los ingresos son reconocidos cuando el control de los bienes y servicios es transferido a los clientes y se reconocen netos de cualquier impuesto cobrado que deba ser pagado a las autoridades de cada país.

a. Ingresos por venta de bienes y servicios

Venta de bienes

Para contratos con clientes en los que la venta de equipos es la única obligación, la adopción de la NIIF 15 no tiene impacto en los ingresos y pérdidas o ganancias de la Compañía, dado que el reconocimiento de ingresos ocurre en un punto en el tiempo cuando el control del activo se transfiere al cliente, con la entrega de los bienes. La Compañía tiene impactos asociados a la venta de bienes de forma individual, ya que actualmente no se dedica a vender bienes como un contrato único de venta de bienes.

Prestación de servicios

La Compañía presta el servicio de suministro de energía y potencia a clientes libres y regulados. Reconoce los ingresos por servicio sobre la base de la entrega física de la energía y potencia. Los servicios se satisfacen a lo largo del tiempo dado que el cliente recibe simultáneamente y consume los beneficios provistos por la Compañía. En consecuencia, la Compañía reconoce los ingresos por estos contratos de servicio agrupados a lo largo del tiempo en lugar de en un punto del tiempo. A continuación, se describen las principales políticas de reconocimiento de ingresos de la Compañía para cada tipo de cliente:

i. Clientes regulados: compañías de distribución en Chile y Colombia: Los ingresos por la venta de energía eléctrica se registran sobre la base de la entrega física de la energía y potencia, en conformidad con contratos a largo plazo a un precio licitado.
ii. Clientes no regulados: para clientes en Chile, Argentina y Colombia: Los ingresos de las ventas de energía eléctrica para estos clientes se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, a las tarifas especificadas en los contratos respectivos.
iii. Clientes mercado spot: Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, a otras compañías generadoras o al coordinador del sistema, al costo marginal de la energía y potencia. El mercado spot por ley está organizado a través de Centros de Despacho (CEN en Chile, CAMMESA en Argentina y XM en Colombia) donde se comercializan los superávit y déficit de energía y potencia eléctrica. Los superávits de energía y potencia se registran como ingresos y los déficits se registran como gastos dentro del estado de resultado integral consolidado.

Para aquellos contratos en los que se identifica múltiples bienes y servicios comprometidos, los ingresos son asignados a cada contraprestación comprometida basados en los precios de venta independientes utilizando un enfoque de mercado o costo esperado más margen. Adicionalmente y en caso existir consideraciones variables recibida de contratos con clientes, la Compañía distribuye estas en los contratos entre uno o más, pero no entre todos, los bienes y servicios distintos que forman parte de una contraprestación cuando: i) la consideración variable se

relaciona específicamente con los esfuerzos realizados para transferir los bienes y servicios distintos y ii) la consideración variable representa el monto al que la Compañía espera tener derecho como intercambio por la transferencia de bienes y servicios al cliente.

AES Andes determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, AES Andes aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

Los ingresos provenientes de los contratos de generación se reconocen utilizando el método de salida o producción/generación transferida dado que las cantidades de energía y potencia transferidas representan de mejor forma la transferencia de los bienes y servicios a los clientes. Las contraprestaciones comprometidas en los contratos, incluyendo energía y servicios complementarios (tales como operación, mantención y costos de despacho) se miden generalmente en base a los MWh entregados. Para las contraprestaciones asociadas con potencia, se miden en base a la disponibilidad de las plantas de generación.

Cuando la energía y potencia son vendidas o compradas en los mercados spot o al regulador, la Compañía evalúa los hechos y circunstancias para determinar la presentación bruta o neta de las compras y ventas en el mercado spot. Generalmente, la naturaleza de la contraprestación incluye vender excesos de energía y potencia por sobre los compromisos contractuales o comprar energía y potencia para satisfacer déficits en la generación.

En algunos contratos de la Compañía se considera que la naturaleza de la contraprestación incluye la venta de los excesos de energía y potencia contratadas y no consumidas por los clientes en el mercado spot, obteniendo una comisión por estas transacciones. Dado que la energía y potencias han sido contratadas por los clientes y el riesgo de pérdida de las transferencias en el mercado spot es asumido por los clientes, se considera que estos servicios son controlados por los clientes antes de ser transferidos al mercado spot.

b. Activos y Pasivos por contratos

Cuando una de las partes de un contrato haya cumplido, la Compañía reconoce un activo del contrato o un pasivo del contrato, dependiendo de la relación entre el desempeño de la Compañía y el pago del cliente.

La Compañía posee valores percibidos con ciertos clientes por concepto de servicios pagados en forma anticipada. El efecto en resultado de estos será reconocido dentro de los ingresos de explotación durante el plazo de vigencia de los respectivos contratos.

Anticipos recibidos de clientes: en los contratos de venta, existen diferentes modalidades de pago, como son el prepago y el pago mensual. La modalidad de prepago se reconoce como un pasivo no financiero (pasivo del contrato), que representa la obligación de la entidad de transferir el servicio en el futuro de acuerdo con los términos de cada contrato.

La Compañía reconoce un activo del contrato cuando realiza el desempeño mediante la transferencia de bienes o servicios al cliente antes de que sea exigible el pago. Los activos del contrato se presentan separados de las cuentas cuenta por cobrar.

La Compañía determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Los efectos de la financiación se presentan por separado (como ingresos por intereses o gastos por intereses según corresponda) de los ingresos de actividades ordinarias de contratos con clientes en el estado del resultado integral. Sin embargo, aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Compañía espera, al comienzo del

contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

c. Precio de las transacciones asignado entre las contraprestaciones pendientes

El precio de las transacciones asignado a las contraprestaciones pendientes de entregar representa una consideración por contraprestaciones no satisfechas (o parcialmente satisfechas) a cada fecha de cierre. Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no mantiene contraprestaciones comprometidas y no satisfechas o parcialmente satisfechas.

4.17.- Arrendamientos

Los contratos firmados por la Compañía son inicialmente evaluados para identificar si estos son, o contienen, un arrendamiento. Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si tiene asociado el derecho a controlar el uso de un activo identificado durante un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para realizar esta evaluación, la Compañía evalúa si, durante el período de uso del activo, el usuario tiene:

i. El derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos derivados del uso del activo identificado (directa o indirectamente); y
ii. el derecho a dirigir el uso del activo identificado.

a. Cuando el Grupo es arrendador

En aquellos casos en donde la Compañía actúa como Arrendador, los arrendamientos se clasifican como: Financiero dependiendo de si el contrato transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados a la propiedad del activo u Operativo, cuando estos no sean transferidos. Esta clasificación se realiza considerando el fondo sobre la forma de la transacción al comienzo del arrendamiento (fecha en que el arrendador deja disponible el activo para su uso por el arrendatario) y es revaluada solo cuando existe una modificación al contrato de arrendamiento.

a.1 Arrendamiento Financiero

Al comienzo del arrendamiento, la Compañía reconoce los activos mantenidos en arrendamiento en sus estados de situación financiera y los presenta como una cuenta por cobrar equivalente al monto de la inversión neta en el arrendamiento, calculada como la suma de los pagos por arrendamiento más cualquier valor residual no garantizado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento.

Posterior al reconocimiento inicial, la Compañía reconoce un ingreso financiero durante la duración del arrendamiento, basado en un patrón que refleja una tasa de retorno periódica constante sobre la inversión neta de la Compañía en el arrendamiento.

a.2 Arrendamiento Operativo

La Compañía reconoce los pagos por arrendamientos operativos en sus estados de resultados como un ingreso en forma lineal durante el plazo del arrendamiento. Los costos incurridos en la obtención del ingreso por arrendamiento, tales como depreciación, se reconocen en el estado de resultados como un gasto. En los ejercicios cubiertos por los presentes estados financieros consolidados, la Compañía no era parte de contratos significativos de este tipo.

b. Cuando el Grupo es arrendatario

En aquellos casos en donde la Compañía actúa como Arrendatario, al comienzo del arrendamiento reconoce un Activo por Derecho de Uso y un Pasivo por Arrendamiento.

Al comienzo del arrendamiento, el Activo por Derecho de Uso se reconoce al costo y considera los siguientes conceptos:

- El monto inicial calculado para el Pasivo por Arrendamiento;
- Cualquier pago por arrendamiento efectuado antes o al comienzo del arrendamiento;
- Cualquier costo inicial directo incurrido por la Compañía; y
- Una estimación de los costos en los que incurrirá la Compañía para el desmantelamiento y remoción del activo y restauración del sitio en donde este se encuentra ubicado.

Posterior al reconocimiento inicial, el Activo por Derecho de Uso se mide utilizando el modelo de costo, descontando la depreciación acumulada, las pérdidas por deterioro acumuladas y los ajustes por remedición del Pasivo por Arrendamiento.

En aquellos casos en que la propiedad del activo será transferida al término del plazo del arrendamiento o cuando se espera ejercer una opción de compra contenida en el arrendamiento, el Activo por Derecho de Uso es depreciado durante su vida útil restante. En caso contrario, el Activo por Derecho de Uso se deprecia desde el comienzo del arrendamiento hasta lo que ocurra primero entre el fin de la vida útil del activo o el término del arrendamiento.

Para determinar si el Activo por Derecho de Uso se encuentra deteriorado, la Compañía utiliza los criterios descritos en Nota 4.6.

Inicialmente, el Pasivo por Arrendamiento es calculado como el valor presente de los pagos por arrendamiento que no se han efectuado a esa fecha. Los pagos por arrendamiento se descuentan utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, en aquellos casos en que es fácilmente determinable. En los casos en los que la tasa de interés no es fácilmente determinable, la Compañía utiliza su tasa de endeudamiento (tasa a la que la Compañía podría obtener los fondos necesarios para adquirir un activo de un valor similar al Activo por Derecho de Uso durante un período de tiempo similar al del arrendamiento).

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición inicial del Pasivo por Arrendamiento incluyen:

- Pagos fijos, menos cualquier cuenta por cobrar asociada a un incentivo por el arrendamiento;
- Pagos variables que dependen de la variación de un índice o tasa;
- Montos que se espera pagar como garantía del valor residual;
- El precio de ejercicio de una opción de compra si el arrendatario tiene una certeza razonable de que la opción será ejercida;
- Pagos por multas por el termino anticipado del arrendamiento, si el plazo del arrendamiento refleja el ejercicio de esta opción.

El Pasivo por Arrendamiento es posteriormente medido para reflejar:

- El aumento en el valor libro asociado al interés reconocido sobre el Pasivo por Arrendamiento;
- La reducción en el valor libro producto de los pagos por arrendamiento efectuados;
- Cambios en los pagos variables que dependen de un índice o tasa;
- Remediciones en el valor libro producto de reevaluaciones o modificaciones del arrendamiento.

El interés sobre el Pasivo por Arrendamiento es reflejado en el estado de resultados en el período en que se incurre.

Para los arrendamientos de corto plazo y aquellos en donde el activo es de bajo valor, la Compañía reconoce los pagos por arrendamiento como gasto de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

4.18.- Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad se reconoce como un pasivo y su correspondiente disminución en el patrimonio neto en las cuentas anuales consolidadas del Grupo en el ejercicio en que los dividendos son aprobados por la Junta de Accionistas de la Sociedad.

La Compañía provisiona al cierre de cada ejercicio el 30% del resultado menos dividendos distribuidos en forma provisoria de acuerdo con la Ley N°18.046 como dividendo mínimo, dado que dicha ley obliga distribución de al menos el 30% del resultado financiero del ejercicio, a menos que la Junta de Accionistas disponga por unanimidad de las acciones emitidas con derecho a voto lo contrario.

Los dividendos se pagarán exclusivamente de las utilidades líquidas del ejercicio, o de las retenidas, provenientes de balances aprobados por junta de accionistas. No obstante, si la Sociedad tuviere pérdidas acumuladas, las utilidades del ejercicio se destinarán primeramente a absorberlas.

La utilidad (pérdida) líquida es igual a la Ganancia (Pérdida) atribuible a la controladora.

4.19.- Valor razonable

La definición de valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición (es decir, un precio de salida). La definición de valor razonable enfatiza que el valor razonable es una medición basada en el mercado, no una medición específica de una entidad. Al medir el valor razonable, la administración utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo y otros elementos. En consecuencia, la intención de la Compañía de mantener un activo o liquidar o satisfacer de otra forma un pasivo no es relevante al medir el valor razonable.

La medición del valor razonable requiere que una entidad determine lo siguiente:

i. El activo o pasivo concreto objeto de la medición;
ii. Para un activo no financiero, el máximo y mejor uso del activo y si el activo se utiliza en combinación con otros activos o de forma independiente;
iii. El mercado principal o más ventajoso en el que una transacción ordenada tendría lugar para el activo o pasivo; y
iv. Las técnicas de valoración apropiadas a utilizar al medir el valor razonable. Las técnicas de valoración utilizadas deberían maximizar el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizar los datos de entrada no observables. Los datos de entrada deben ser congruentes con los datos de entrada que un participante de mercado utilizaría al fijar el precio del activo o pasivo.

Una medición a valor razonable supone que un pasivo financiero o no financiero o un instrumento de patrimonio propio de la Compañía (por ejemplo, participaciones en el patrimonio emitidas como contraprestación en una combinación de negocios) se transfieren a un participante de mercado en la fecha de la medición. La transferencia de un pasivo o un instrumento de patrimonio propio de la Compañía supone que:

i. Un pasivo permanecería en circulación y se requeriría al participante de mercado receptor de la transferencia satisfacer la obligación. El pasivo no se liquidaría con la contraparte o extinguiría de otra forma en la fecha de la medición.
ii. Un instrumento de patrimonio propio de una entidad permanecería en circulación y el participante de mercado receptor de la transferencia cargaría con los derechos y responsabilidades asociados con el instrumento. El instrumento no se cancelaría o extinguiría de otra forma en la fecha de la medición.

La jerarquía del valor razonable clasifica en tres niveles los datos de entrada de técnicas de valoración utilizadas para medir el valor razonable. La jerarquía del valor razonable concede la prioridad más alta a los precios

cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos y pasivos idénticos (datos de entrada de Nivel 1) y la prioridad más baja a los datos de entrada no observables (datos de entrada de Nivel 3). Si el valor razonable utiliza algunos datos no observables, se clasifican en Nivel 2 mientras la cantidad de datos de entrada no observables no sea significativa. Las transferencias entre niveles de jerarquía se reconocen en la fecha del suceso o cambio en las circunstancias que causaron la transferencia.

4.20.- Activos clasificados como mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, plantas y equipos, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta inmediata en sus condiciones actuales y la venta debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable, la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta este finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan de venta deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada “Activos clasificados como mantenidos para la venta”.

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y:

i. representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
ii. forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
iii. es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas”, así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

Mayor detalle ver Nota 8.

4.21.- Acreedores comerciales

Los Acreedores comerciales incluyen los importes adeudados por la compra de bienes o servicios asociados a la construcción de proyectos y compras de carbón (combustible), que están relacionados con operaciones de Confirming (factorización inversa). Bajo estas operaciones los proveedores pueden optar por recibir el pago anticipado de su factura de una institución financiera mediante la factorización de sus cuentas por cobrar al Grupo. En el esquema de Confirming, una institución financiera se compromete a pagar a un proveedor participante los importes correspondientes a las facturas adeudadas por el Grupo y recibe la liquidación del Grupo en una fecha posterior. El objetivo principal de estas operaciones es facilitar el procesamiento eficiente de los pagos y permitir a los proveedores que lo deseen vender sus cuentas por cobrar adeudadas por el Grupo a una institución financiera antes de su fecha de vencimiento. Desde el punto de vista del Grupo, estas operaciones no amplían significativamente los plazos de pago más allá de los normales acordados con otros proveedores, considerando que los plazos de pago bajo este esquema oscilan entre 30 a 120 días, y se consideran parte del capital de trabajo utilizado en el ciclo normal de operación de La Compañía. Las comisiones pagadas a las instituciones financieras participantes no son importes representativos en relación con los montos que dichas instituciones pagan a los proveedores.

Los flujos de efectivo relacionados con el esquema de Confirming que se clasifican en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar en el estado consolidado de situación financiera se incluyen en las actividades operativas en el estado consolidado de flujos de efectivo.

Adicionalmente, si la operación se realiza para financiar gastos de capital, el desembolso es revelado en las actividades de inversión del estado consolidado de flujos de efectivo. Finalmente, los pagos a la entidad financista junto con los intereses se revelan en el estado consolidado de flujos de efectivo como actividades de financiación.

El Grupo no ha dado de baja en cuentas los pasivos originales a los que se aplica este esquema de factorizaciones, porque no se ha obtenido una liberación legal ni se ha modificado sustancialmente el pasivo original al celebrar cada operación. El Grupo revela los importes factorizados por los proveedores dentro de los acreedores comerciales, debido a que la naturaleza y función del pasivo financiero siguen siendo las mismas que las de otros acreedores comerciales.

4.24.- Préstamos entre empresas relacionadas

Los préstamos entre empresas relacionadas consideran transacciones en las que una entidad AES incurre en un pasivo con otra entidad del grupo como resultado de recibir financiamiento temporal. La ausencia de un cargo por interés en las transacciones no impide que estas sean consideradas un préstamo. Los saldos derivados de estas transacciones se presentan y clasifican en el balance de cada entidad como Préstamos por Cobrar y/o Préstamos por Pagar entre empresas relacionadas de acuerdo con NIC 39 y NIIF 9.

Los préstamos entre empresas relacionadas son analizados periódicamente para identificar cambios en las circunstancias que puedan resultar en un cambio en las expectativas e intenciones de la administración respecto al pago de estos. Aun cuando no es frecuente que ocurran cambios en las expectativas de la administración, estos pueden incluir la modificación en las características del préstamo desde uno que esperaba ser pagado en el futuro a una inversión permanente, o inversamente, cambiar un préstamo que fue inicialmente considerado como una inversión permanente a uno que espera ser pagado. Los cambios en las características de estas transacciones, incluyendo los cambios en el tratamiento contable de estas, son apropiadamente analizados y aprobados por la administración de la Compañía.

Las transferencias de fondos entre empresas relacionadas cuya liquidación no es esperable o no está planificada en el futuro previsible son tratadas como contribuciones de capital en lugar de un préstamo.

NOTA 5 - GESTIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

5.1.- Política de gestión de riesgos

La estrategia de gestión de riesgos está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad del Grupo AES Andes en relación con todos aquellos componentes de incertidumbre financiera relevantes, tanto en circunstancias normales como excepcionales. La gestión de riesgo de la Compañía está alineada con las directrices generales definidas por su accionista controlador AES Corporation.

Eventos de "riesgo financiero" se refieren a situaciones en las cuales se está expuesto a condiciones de incertidumbre financiera, clasificando los mismos según las fuentes de incertidumbre y los mecanismos de transmisión asociados. Es por ello que la Administración ha evaluado como estratégico, gestionar con responsabilidad y efectividad, todos aquellos componentes de incertidumbre financiera identificados y evaluados relevantes a las operaciones, tanto bajo condiciones normales como también excepcionales.

Entre los aspectos de relevancia se encuentran:

i. Proveer de transparencia, estableciendo tolerancias de riesgo y determinando guías que permitan desarrollar estrategias que mitiguen una exposición significativa al riesgo relevante.
ii. Proveer una disciplina y proceso formal para evaluar los riesgos y ejecutar aspectos comerciales de nuestros negocios.

La estructura de gestión del riesgo financiero comprende la identificación, determinación, análisis, cuantificación, medición y control de estos eventos. Es responsabilidad de la Administración, y en particular de la Vicepresidencia de Finanzas y la Vicepresidencia Comercial, la evaluación y gestión constante del riesgo financiero.

5.2.- Riesgos de mercado y financiero

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros varíe debido a un cambio en los precios de mercado. Entre los riesgos de precio de mercado se consideran tres tipos: riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio de combustible. El riesgo financiero se refiere a la posibilidad de ocurrencia de eventos que tengan consecuencias financieras negativas y este último considera: riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

5.2.1.- Riesgo de tipo de cambio

En Chile la moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense, dado que los ingresos, costos, inversiones en equipos y deuda financiera son principalmente determinados en dicha moneda. Asimismo, en Chile la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos a la renta en dólares estadounidenses. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda financiera denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a las cuentas por cobrar por venta de electricidad y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA.

Al 31 de diciembre de 2024, AES Andes mantenía varios contratos de cobertura (forwards) con bancos con el propósito de disminuir el riesgo de tipo de cambio asociado con las ventas de energía, ya que, si bien la mayoría de los contratos de suministro de energía de la Compañía tienen tarifas denominadas en dólares, su pago se realiza en pesos chilenos utilizando un tipo de cambio fijo por un período de tiempo.

Al 31 de diciembre de 2024, y dada la posición pasiva neta que la Compañía mantenía en pesos chilenos, el impacto de una devaluación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense al cierre del ejercicio habría generado un impacto positivo de aproximadamente MUS$10.431 en los resultados de AES Andes. En el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, aproximadamente 70% de los ingresos ordinarios y el 63% de los costos de venta de la Compañía estaban denominados en dólares estadounidenses, mientras que en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 aproximadamente el 74% de los ingresos ordinarios y el 75% de los costos de venta estaban denominados en dólares estadounidenses.

En relación con Colombia, cabe señalar que la moneda funcional de AES Colombia es el peso colombiano dado que la mayor parte de los ingresos, particularmente las ventas por contratos y ventas en el mercado spot, y los costos operacionales de la subsidiaria están ligados al peso colombiano.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024, las ventas por contrato y spot en Colombia representaron el 30% de los ingresos consolidados, mientras que durante el ejercicio 2023 representaron 20%. Adicionalmente, los dividendos de AES Colombia a AES Andes están determinados en pesos colombianos, aunque se utilizan mecanismos de cobertura financiera para fijar los montos en dólares estadounidenses. Se estima que el impacto de una devaluación del 10% en la tasa de cambio del peso colombiano respecto al dólar estadounidense al cierre del ejercicio habría generado un efecto positivo de aproximadamente MUS$1.785 en los resultados de AES Andes, dada la posición pasiva neta en dólares estadounidenses que AES Colombia mantenía a esa fecha.

En relación con Argentina, la moneda funcional de las Subsidiarias de AES Andes que operan en este país es el dólar. Se estima que, al 31 de diciembre de 2024, una devaluación del 10% en el peso argentino con respecto al dólar estadounidense al cierre del ejercicio habría generado un impacto negativo de MUS$4.494 en los resultados de AES Andes, dada la posición activa neta en dólares que Termoandes mantenía a esa fecha. Un mayor debilitamiento del peso argentino podría causar una disminución significativa en los resultados operacionales de Termoandes, en su flujo de caja, en la capacidad de pagar dividendos a AES Andes y en el valor de sus activos.

A nivel consolidado, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente fijadas en dólares estadounidenses. Las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja son efectuadas mayoritariamente en dólares estadounidenses. Al 31 de diciembre de 2024, 60% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 2% en pesos chilenos, 8% en pesos colombianos y 30% en pesos argentinos. Los saldos en caja denominados en pesos argentinos, están sujetos a la volatilidad del tipo de cambio propios del mercado argentino. Al 31 de diciembre de 2023, 52% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 15% en pesos chilenos, 14% en pesos colombianos y 19% en pesos argentinos.

La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda en base al capital adeudado:

Moneda	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
US$	98,4 %	91,0 %
UF	— %	0,6 %
Col$	1,6 %	8,4 %

5.2.2.- Riesgo de tasa de Interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o flujos futuros de efectivo de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés de mercado se relaciona principalmente con obligaciones financieras a largo plazo con tasas de interés variables.

La Compañía administra su riesgo de tasa de interés manteniendo un gran porcentaje de su deuda a tasa fija o con swap de tasa para fijarla. Para mitigar el riesgo de tasa de interés con obligaciones a largo plazo, AES Andes ha tomado coberturas en forma de swaps de tasa de interés.

La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa:

Tasa	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Tasa fija o con swap de tasa	92,40 %	69,00 %
Tasa variable	7,60 %	31,00 %

Se estima que un incremento del 10% en las tasas de interés variables, habría generado un impacto negativo en el ejercicio de aproximadamente MUS$1.860 en los resultados de AES Andes.

5.2.3.- Riesgo de precio de combustible

El Grupo AES Andes se ve afectado principalmente por la volatilidad de precios de carbón, un “commodity” con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía.

El precio de combustibles es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot tanto en Chile como en Colombia. Dado que AES Andes es una empresa con una mezcla de generación principalmente térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de venta.

En la actualidad el volumen de energía contratado de AES Andes se encuentra equilibrado con la generación de las centrales con alta probabilidad de despacho (generación eficiente). Actualmente, una parte de los contratos de venta de energía eléctrica de AES Andes incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio en base a aumentos o disminuciones en el precio de carbón, según los índices y calendarios de ajuste particulares de cada contrato, lo que permite mitigar en gran parte las variaciones en el precio de este combustible.

En base a lo antes expuesto, se estima que un alza del 10% en los costos de combustible durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, no generaría un impacto significativo en los resultados.

5.2.4.- Riesgo de crédito

El riesgo de crédito está asociado con la calidad crediticia de las contrapartes con que AES Andes y sus subsidiarias establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros, incluyendo depósitos con bancos y otras instituciones financieras y otros instrumentos financieros.

Con respecto a los deudores por ventas bajo contratos, los clientes de AES Andes en Chile son principalmente compañías distribuidoras y clientes industriales de elevada solvencia y un porcentaje importante de ellas o sus controladoras cuenta con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. Las ventas del Grupo AES Andes en el mercado spot se realizan obligatoriamente a los distintos integrantes deficitarios del SEN según el despacho económico realizado por esta entidad.

En Colombia, AES Colombia realiza evaluaciones de riesgo de sus contrapartes basado en una evaluación crediticia interna, que en ciertos casos podría incluir garantías.

Por su parte, en Argentina, las principales contrapartes comerciales de Termoandes son CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) y clientes no regulados denominados “Grandes Usuarios" del Mercado Eléctrico Mayorista, cuyos contratos operan bajo la normativa de Energía Plus. Termoandes realiza evaluaciones crediticias internas de sus clientes.

En cuanto a las inversiones financieras que realiza AES Andes y sus subsidiarias, tales como pactos de retrocompra y depósitos a plazos, incluyendo derivados, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a “A” en escala de Standard & Poors y Fitch y “A2” en escala Moody’s. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera, se efectúan con entidades locales e

internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

5.2.5.- Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la Compañía es mantener la liquidez y flexibilidad financiera necesarias a través de flujos operacionales normales, préstamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

Como se revela en la Nota 22 (Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar), la Compañía ha celebrado acuerdos de financiamiento con proveedores. Esto ha contribuido a mejorar el capital de trabajo la Compañía. Los financistas se encuentran en buenas condiciones financieras y la Compañía no tiene una concentración significativa de riesgo de liquidez con ellos.

La Compañía no enfrenta un riesgo significativo de liquidez como resultado de estos acuerdos de financiamiento con proveedores, dado el monto limitado de pasivos sujetos a estos acuerdos y el acceso la Compañía a otras fuentes de financiamiento en términos similares.

Al 31 de diciembre de 2024, AES Andes contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$187.387 registrados en efectivo y equivalentes al efectivo. En tanto, al 31 de diciembre de 2023, AES Andes contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$227.659, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo. Cabe señalar que el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo incluye efectivo, depósitos a plazo con vencimiento original inferior a tres meses, valores negociables, fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y con disponibilidad inmediata, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024, AES Andes cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$255.000 además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$551.175.

El gráfico y tabla a continuación muestran el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2024.

	Saldo Capital	Tasa Interés promedio	Tabla de vencimientos al 31 de diciembre de 2024								
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2032 +
AES Andes US$ 450 M Junior Green Notes due 2079	228,41	6,35%	—	—	—	—	—	—	—	—	228,41
AES Andes US$ 530 M Junior Green Notes due 2055	530,00	8,15%	—	—	—	—	—	—	—	—	530,00
AES Andes US$ 425 M Senior Notes due 2025	74,08	5,00%	74,08	—	—	—	—	—	—	—	—
AES Andes US$ 500 M Senior Notes due 2029	500,00	6,30%	—	—	—	—	500,00	—	—	—	—
AES Andes Green Loan US$ 400 M 2026	293,20	5,46%	80,00	213,20	—	—	—	—	—	—	—
AES Andes Scotia Green MUS$ 50 M 5Y 2027	50,00	5,52%	—	—	50,00	—	—	—	—	—	—
AES Andes $150 M SMBC-Mizuho Green 2027	150,00	5,57%	—	—	150,00	—	—	—	—	—	—
Angamos US$ 600 M Senior Secured Notes due 2029	28,40	4,88%	6,32	6,32	6,32	6,32	3,12	—	—	—	—
Cochrane US$ 430 M Secured Bond due 2027	165,34	5,50%	65,58	67,38	32,38	—	—	—	—	—	—
Cochrane US$ 485 M Syndicated Loan due 2034	485,00	6,25%	—	—	11,95	67,42	72,09	74,34	55,83	62,98	140,39
Total Tasa Fija	**2.504,43**		**225,98**	**286,90**	**250,65**	**73,74**	**575,21**	**74,34**	**55,83**	**62,98**	**898,80**
	92,43 %										
AES Andes Citi US$ 35 M due 2026	35,00	7,43%	—	35,00	—	—	—	—	—	—	—
Revolving Credit Facility US$ 305 M 2027	50,00	6,25%	50,00	—	—	—	—	—	—	—	—
AES Colombia LT due 2027 (1)	60,39	11,60%	20,13	20,13	20,13	—	—	—	—	—	—
AES Colombia 12Y 2030 (1)	15,87	11,63%	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	1,12	—	—	—
AES Colombia ST (1)	43,77	9,16%	43,77	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Tasa Variable	**205,03**		**116,85**	**58,08**	**23,08**	**2,95**	**2,95**	**1,12**	**—**	**—**	**—**
	7,57 %										
Total	**2.709,46**		**342,83**	**344,98**	**273,73**	**76,69**	**578,16**	**75,46**	**55,83**	**62,98**	**898,80**

(1) Corresponden a deudas en pesos colombianos

5.3.- Medición del riesgo

La Compañía sostiene métodos para medir la efectividad y eficacia de las estrategias de riesgo, tanto en forma prospectiva como retrospectiva.

Para dicho análisis se emplean y documentan diversas metodologías de mercado sobre cuantificación de riesgo, tales como métodos de análisis de regresión, tolerancias de riesgo y máximas exposiciones, de forma de ajustar las estrategias de riesgo y mitigación y evaluar sus impactos.

NOTA 6 - USO DE ESTIMACIONES, JUICIOS Y SUPUESTOS CONTABLES

La Administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. Cambios en estimaciones o supuestos podrían tener un impacto mayor en los estados financieros. A continuación, se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la Administración:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de las obligaciones post empleo con los empleados, incluyendo tasa de descuento. (Nota 24)
- La determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento (Nota 19)
- Las vidas útiles y valores residuales de las propiedades, plantas y equipos e intangibles. (Nota 17 y 18)
- Los supuestos utilizados para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros, incluyendo riesgo de crédito. (Nota 11)
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes. (Nota 22 y 31)
- Los desembolsos futuros por obligaciones de desmantelamiento y retiro de activos, incluyendo tasa de descuento. (Nota 23)
- La asignación de intangibles y plusvalía a Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) y la determinación del valor recuperable en las pruebas de deterioro. (Nota 17)

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que nueva información o nuevos acontecimientos que tengan lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros, de acuerdo con la NIC 8 “Políticas contables, cambios en estimaciones contables y errores”.

NOTA 7 - SEGMENTOS OPERATIVOS

7.1.- Definición de segmentos

La Compañía define y gestiona sus actividades en función a ciertos segmentos de negocios que reúnen cualidades particulares e individuales desde el punto de vista económico, regulatorio, comercial u operativo.

Un segmento es un componente del Grupo:

- que está involucrado en actividades de negocios desde el cual genera ingresos e incurre en costos;
- cuyos resultados operativos son regularmente monitoreados por la Administración, con el fin de tomar decisiones, asignar recursos y evaluar el desempeño, y
- sobre el cual cierta información financiera está disponible.

La Administración monitorea separadamente los resultados operativos de sus segmentos operativos para la toma de decisiones relacionadas con asignación de recursos y evaluación de desempeño. El desempeño del segmento es evaluado basado en ciertos indicadores operativos, tales como margen bruto (diferencia entre ingresos ordinarios y costos de ventas) y EBITDA. Este se calcula partiendo de la ganancia del ejercicio y agregando los gastos de intereses, depreciación, amortización, efectos de tipo de cambio, costos de desmantelamiento de activos, otras ganancias/(pérdidas) y participaciones en las ganancias de asociadas (de ser aplicable).

Los resultados y saldos de activos y pasivos en segmentos se miden de acuerdo con las mismas políticas contables aplicadas a los estados financieros. Se eliminan las transacciones y resultados no realizados entre segmentos.

7.2.- Descripción de los segmentos

La Compañía segmenta sus actividades de negocios en función a los mercados interconectados de energía en los cuales opera, los cuales son:

- Chile.
- Argentina.
- Colombia.

Los segmentos mencionados se refieren a áreas geográficas.

En todos los segmentos, la principal actividad de la Compañía consiste en la generación de energía eléctrica.

7.3.- Activos y pasivos por segmento

Los activos y pasivos por segmento se detallan en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre de 2024					31 de diciembre de 2023				
	Chile	Colombia	Argentina	Elim.	Total	Chile	Colombia	Argentina	Elim.	Total
Efectivo y equivalente al efectivo	116.438	14.300	56.649	—	187.387	148.947	35.152	43.560	—	227.659
Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar [1]	462.219	120.507	25.363	(13.393)	594.696	637.509	146.220	21.076	(18.277)	786.528
Propiedades, planta y equipo	3.013.103	427.430	192.224	—	3.632.757	2.921.518	475.283	196.934	—	3.593.735
Pasivos financieros [2]	2.597.060	128.202	—	—	2.725.262	2.532.312	246.272	—	—	2.778.584
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar [3]	388.571	38.430	29.570	(13.393)	443.178	472.442	68.528	28.107	(18.277)	550.800
Total activos corrientes	668.045	124.671	90.666	(13.393)	869.989	997.973	148.847	75.131	(18.277)	1.203.674
Total activos no corrientes	3.671.216	490.930	192.644	—	4.354.790	3.241.578	642.303	372.427	(107.264)	4.149.044
Total pasivos corrientes	731.183	126.938	31.634	(13.393)	876.362	934.244	198.112	29.788	(18.277)	1.143.867
Total pasivos no corrientes	2.679.444	143.913	33.649	—	2.857.006	2.527.866	255.815	51.705	(107.264)	2.728.122

[1] Los Deudores Comerciales y Otras cuentas por Cobrar, neto, incluyen la porción corriente y no corriente, además del rubro "Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente".
[2] Los Pasivos Financieros incluyen tanto el rubro corriente como no corriente.
[3] Los Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, incluyen la porción corriente y no corriente, además del rubro "Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, corriente".

7.4.- Ingresos, costos e inversiones de capital por segmento

Los Ingresos y costos por segmentos por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se detallan en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre de 2024					31 de diciembre de 2023				
	Chile	Colombia	Argentina	Elim.	Total	Chile	Colombia	Argentina	Elim.	Total
Resultados:										
Ingresos de actividades ordinarias	1.566.507	688.412	90.590	(2.498)	2.343.011	1.935.535	706.328	102.554	(2.767)	2.741.650
Costo de ventas	(1.145.176)	(566.573)	(85.588)	733	(1.796.604)	(1.607.487)	(439.545)	(88.176)	648	(2.134.560)
Margen bruto	**421.331**	**121.839**	**5.002**	**(1.765)**	**546.407**	**328.048**	**266.783**	**14.378**	**(2.119)**	**607.090**
Ganancia (Pérdida) antes de impuestos	113.005	87.753	10.458	—	211.216	(340.586)	257.124	(34.939)	—	(118.401)
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio	109.171	58.039	27.412	—	194.622	(249.536)	157.454	(44.287)	—	(136.369)
EBITDA	493.461	110.125	23.920	—	627.506	387.403	259.578	38.621	—	685.602
Ingresos financieros	51.400	9.727	30.619	(4.508)	87.238	11.861	83.258	59.788	(72.853)	82.054
Costos financieros	(178.827)	(19.043)	(67)	4.508	(193.429)	(210.112)	(78.415)	(34)	72.853	(215.708)
Depreciación y amortización del ejercicio	(144.015)	(12.108)	(23.517)	—	(179.640)	(143.618)	(11.534)	(29.435)	—	(184.587)
Propiedad Planta y Equipos:										
Inversiones de capital (Adiciones)	468.743	25.929	45.824	—	540.496	554.294	24.110	17.708	—	596.112
Flujo de efectivo:										
Flujo de operaciones	719.191	(5.954)	48.685	—	761.922	856.385	199.832	78.373	(168.539)	966.051
Flujo de inversión	(700.640)	106.863	(21.480)	239.679	(375.578)	(900.007)	308.066	(2.810)	45.747	(549.004)
Flujo de financiamiento	(47.991)	(121.565)	—	(239.679)	(409.235)	86.707	(486.584)	(4)	122.792	(277.089)

EBITDA Consolidado

El siguiente cuadro detalla las partidas consideradas a efectos del cálculo de EBITDA consolidado.

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Ingresos de actividades ordinarias	2.343.011	2.741.650
Costo de ventas	(1.796.604)	(2.134.560)
Margen Bruto	**546.407**	**607.090**
Depreciación y amortización	179.640	184.587
Margen Operacional	**726.047**	**791.677**
Otros ingresos, por función	647	1.098
Gastos administración y ventas	(85.595)	(94.325)
Otros gastos por función	(17.872)	(20.385)
Otros costos no incluidos en EBITDA	4.279	7.537
TOTAL EBITDA	**627.506**	**685.602**

NOTA 8 - ACTIVOS / PASIVOS CLASIFICADOS PARA LA VENTA

Con fecha 11 de diciembre de 2024, AES Andes S.A. ha suscrito un acuerdo con la Sociedad Quintero Energía SpA para la venta del 100% de las acciones de sus subsidiarias Empresa Eléctrica Ventanas SpA y Núcleo SpA del (grupo Ventanas). El acuerdo contenía ciertas condiciones que se cumplieron durante enero de 2025 perfeccionándose de esta manera la venta. Grupo Ventanas cuenta con dos unidades operativas, Ventanas 3 de 267 MW y Ventanas 4 de 270 MW respectivamente, ubicadas en la comuna de Puchuncaví, Región de Valparaíso.

La transferencia de dominio se completó el 13 de enero 2025 y la Sociedad recibió fondos por MUS$6.352.

Por lo antes expuesto, la Compañia ha procedido a aplicar NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas"*, lo que implica que los activos y pasivos del grupo Ventanas están clasificados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2024 como activos y pasivos mantenidos para la venta y valorizados al valor justo menos los costos de venta.

Dado que el valor libro de activos netos de Grupo Ventanas excedía el valor justo menos los costos de venta la Compañía registró una pérdida por deterioro de MUS$100.035 en los resultados del ejercicio (ver Nota 29).

Grupo Ventanas está incluido dentro del segmento operativo Chile (ver Nota 7).

A continuación se presenta el grupo de activos y pasivos que, al 31 de diciembre de 2024, se encuentra disponible para la venta:

	31 de diciembre de 2024
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	504
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	18.605
Total Activos Corrientes	**19.109**
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Activos intangibles	1.102
Total Activos No Corrientes	**1.102**
TOTAL ACTIVOS	**20.211**
PASIVOS CORRIENTES	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	14.058
Total Pasivos Corrientes	**14.058**
TOTAL PASIVOS	**14.058**
TOTAL ACTIVOS / PASIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA [1]	**6.153**

[1] MUS$1.169 corresponde a los activos netos de Núcleo SpA y MUS$4.984 a los activos netos de Ventanas SpA..

NOTA 9 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle es el siguiente:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Efectivo en caja	23	20
Saldos en bancos	74.581	96.460
Depósitos a corto plazo	87.922	99.043
Otros equivalentes al efectivo	24.861	32.136
Total	**187.387**	**227.659**

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan intereses de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

El concepto de “Otro efectivo y equivalentes al efectivo” incluye los fondos mutuos correspondientes a: i) inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y que permiten disponibilidad inmediata sin restricciones, registrados a valor razonable a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y ii) pactos con compromiso de retrocompra, correspondientes a inversiones de corto plazo en bancos y corredoras de bolsa, respaldadas en instrumentos financieros emitidos por el Banco Central de Chile y bancos privados de calidad crediticia de primer nivel.

Los saldos de Efectivo y equivalentes al efectivo incluidos en el estado de situación financiera no difieren del presentado en el Estado de Flujos de Efectivo.

La composición del rubro por tipos de monedas es el siguiente:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
$	3.958	33.973
Ar$	56.577	42.484
Col$	14.163	33.336
US$	112.689	117.866
Total	**187.387**	**227.659**

NOTA 10 - OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle de los otros activos financieros es el siguiente:

	Corriente		No corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Activos de cobertura (1)	4.955	4.172	997	3.880
Activos a valor razonable con cambio en resultado (1)	2.115	1.870	360	—
Inversión en Gasoducto Gasandes (2)	—	—	2.353	2.353
Inversión en Gasoducto Gasandes (Argentina) (2)	—	—	2.200	2.200
Inversiones restringidas	2.245	—	789	685
Otras inversiones	38	965	56	184
Préstamos por cobrar	3.802	3.754	—	—
Total	**13.155**	**10.761**	**6.755**	**9.302**

(1) Activos de cobertura y activos a valor razonable con cambio en resultado (derivados no designados como cobertura) se encuentran registrados a su valor razonable (mayor detalle ver en Nota 11.4).

(2) Las inversiones en Gasoducto Gasandes S.A. (Argentina) y Gasoducto Gasandes S.A., corresponden a un 13% de la participación accionaria que AES Andes tiene en ambas sociedades (mayor detalle ver Nota 11.1 “Instrumentos financieros por categoría”).

NOTA 11 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS

11.1.- Instrumentos financieros por categoría

La clasificación de activos financieros a las categorías descritas en la Nota 4.8 se detalla a continuación:

31 de diciembre de 2024	Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambios en resultado	Derivados de cobertura	Total
Efectivo y equivalentes al efectivo	187.387	—	—	—	187.387
Otros activos financieros corrientes	—	3.802	4.398	4.955	13.155
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	—	358.002	—	—	358.002
Otros activos financieros no corrientes	—	—	5.758	997	6.755
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	—	206.082	—	—	206.082
Total	**187.387**	**567.886**	**10.156**	**5.952**	**771.381**

31 de diciembre de 2023	Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambios en resultado	Derivados de cobertura	Total
Efectivo y equivalentes al efectivo	227.659	—	—	—	227.659
Otros activos financieros corrientes	—	3.754	2.835	4.172	10.761
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	—	357.309	204.425	—	561.734
Otros activos financieros no corrientes	—	—	5.422	3.880	9.302
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	—	26.833	—	—	26.833
Total	**227.659**	**387.896**	**212.682**	**8.052**	**836.289**

El valor libro de los activos financieros tales como Efectivo y equivalentes al efectivo y la porción corriente de las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas se aproximan a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo de sus vencimientos.

Los instrumentos registrados en otros activos financieros corrientes y no corrientes clasificados como activos financieros a valor razonable con cambios en resultados y derivados de cobertura se presentan a su valor razonable en el Estado de Situación Financiera. En Nota 11.2 Valoración de Instrumentos Derivados, se explica la metodología utilizada para el cálculo de sus valores razonables.

Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar clasificados como activos a valor razonable con cambios en resultado incluyen cuentas por cobrar acumuladas asociadas a la ley N° 21.667 y al Decreto N°7T-2024 correspondientes al Fondo de Estabilización de Tarifas.

Los instrumentos financieros clasificados como Activos a valor razonable con cambios en resultado incluyen las inversiones en Gasoducto Gasandes S.A. y Gasoducto Gasandes Argentina, las cuales se presentan a valor costo debido a que no se posee información suficiente para determinar su valor de mercado (Nota 11).

La clasificación se basa en el modelo de negocio de la Compañía para administrar su modelo financiero y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros.

La clasificación de pasivos financieros respecto a las categorías descritas en la Nota 4.8 se detalla a continuación:

31 de diciembre de 2024	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultado	Derivados de cobertura	Pasivos financieros a costo amortizado	Total
Otros pasivos financieros corrientes	480	8.823	330.522	339.825
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar			229.890	229.890
Otros pasivos financieros no corrientes	4.296	4.081	2.377.060	2.385.437
Cuentas por pagar a entidades relacionadas			18.846	18.846
Total	**4.776**	**12.904**	**2.956.318**	**2.973.998**

31 de diciembre de 2023	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultado	Derivados de cobertura	Pasivos financieros a costo amortizado	Total
Otros pasivos financieros corrientes	4.527	3.860	477.873	486.260
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	—	—	464.239	464.239
Otros pasivos financieros no corrientes	231	2.148	2.289.945	2.292.324
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	—	—	21.631	21.631
Total	**4.758**	**6.008**	**3.253.688**	**3.264.454**

El valor contable de la porción corriente de las cuentas por pagar a entidades relacionadas y acreedores comerciales se aproxima a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo de sus vencimientos.

Los instrumentos registrados en Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, clasificados como Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados y derivados de cobertura se presentan a su valor razonable en el Estado de situación financiera. En Nota 11.2 Valoración de instrumentos derivados se explica la metodología utilizada para el cálculo de sus valores razonables.

Los instrumentos financieros registrados en Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, que corresponden a Pasivos financieros a costo amortizado, presentan diferencias entre su valor libro y valor razonable debido principalmente a las fluctuaciones de tipo de cambio (dólar estadounidense y unidad de fomento), y tasas de interés de mercado. La metodología de cálculo corresponde al valor presente de los flujos futuros de la deuda descontados utilizando una curva de rendimiento. Para efectos del cálculo del valor presente, se utilizan supuestos tales como moneda de la deuda, calificación crediticia del instrumento, calificación crediticia de la Compañía o del Grupo. Los supuestos utilizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 clasifican en el Nivel 2 de la Jerarquía del Valor razonable de acuerdo con lo definido en Nota 11.2 (d). El siguiente cuadro presenta el valor libro y valor razonable de los préstamos que devengan intereses:

	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre 2023	
	Valor libro	Valor justo	Valor libro	Valor justo
Préstamos que devengan intereses	2.707.582	2.726.732	2.767.817	2.737.983

11.2.- Valoración de instrumentos derivados

La Compañía utiliza el sistema FIS Treasury and Risk Manager - Quantum para el cálculo del valor razonable de los swaps de tasa de interés y de moneda y forward de moneda. Para el cálculo de los derivados implícitos, la Compañía ha desarrollado modelos internos de valoración.

Los principales supuestos utilizados en los modelos de valoración de instrumentos derivados son los siguientes:

a. Supuestos de mercado como precios spot y otras proyecciones de precios, riesgo de crédito (propio y de la contraparte) y tasas de interés.
b. Tasas de descuento como tasas libres de riesgo, spreads soberanos y de contraparte (basados en perfiles de riesgo e información disponible en el mercado).
c. Adicionalmente, se incorporan al modelo variables tales como: volatilidades, correlaciones, fórmulas de regresión y spread de mercado utilizando información observable del mercado y a través de técnicas comúnmente utilizadas por los participantes del mercado.

Metodología de valoración de instrumentos derivados

a. Swaps de tasa de Interés

El modelo de valoración de swaps de tasa de interés proyecta las tasas de interés forwards basado en tasas spot para cada fecha intermedia y final de liquidación del instrumento, y luego descuenta los flujos utilizando la tasa LIBOR cero cupón. Los supuestos utilizados en el modelo consideran: precios y tasas observables en el mercado; tasas libres de riesgo; riesgo país y/o de contraparte y riesgo crediticio propio, entre otros.

b. Swaps de moneda y tasa de interés (Cross currency swaps)

El modelo de valoración de swap de moneda y tasa de interés descuenta los flujos de caja del instrumento utilizando una tasa de interés representativa, y luego convierte tales flujos a dólares estadounidenses a tipo de cambio spot. Los supuestos considerados en el modelo son transacciones históricas, precios y tasas observables en el mercado, tasas libres de riesgo, riesgo país y/o de contraparte y riesgo crediticio propio.

c. Forward de moneda

Se utilizan los precios forward de mercado observables y luego se descuentan los flujos de acuerdo con una tasa de interés representativa para calcular el valor razonable de los forwards de tipo de cambio.

d. Jerarquía del Valor Razonable de Instrumentos Financieros

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican según las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.
Nivel 2: Supuestos diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos y pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y
Nivel 3: Supuestos para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado.

En el siguiente cuadro se presenta la jerarquía de activos y pasivos financieros reconocidos a valor razonable:

31 de diciembre de 2024	Nota	Nivel 1	Nivel 2	Total
Activos				
Activos a valor razonable con cambios en resultados				**2.569**
Forward de moneda	11.4 (b)	—	2.475	
Otras inversiones	—	94	—	
Derivados de cobertura				**5.952**
Swap de tasa de interés	11.4 (a.1)	—	2.529	
Forward de moneda	11.4 (a.1)	—	3.423	
Total Activos		**94**	**8.427**	**8.521**
Pasivos				
Pasivos a valor razonable con cambios en resultados				**4.776**
Forward de moneda	11.4 (b)	—	4.776	
Derivados de cobertura				**12.904**
Swap de tasa de interés	11.4 (a.1)	—	—	
Forward de moneda	11.4 (a.1)	—	12.904	
Total Pasivos		**—**	**17.680**	**17.680**

31 de diciembre de 2023	Nota	Nivel 1	Nivel 2	Total
Activos				
Activos a valor razonable con cambios en resultados				**3.019**
Forward de moneda	11.4 (b)	—	1.870	
Otras inversiones		1.149	—	
Derivados de cobertura				**8.052**
Forward de moneda	11.4 (a.1)	—	8.052	
Total Activos		**1.149**	**9.922**	**11.071**
Pasivos				
Pasivos a valor razonable con cambios en resultados				**4.758**
Forward de moneda	11.4 (b)	—	4.758	
Derivados de cobertura				**6.008**
Forward de moneda	11.4 (a.1)	—	6.008	
Total Pasivos		**—**	**10.766**	**10.766**

e. Acuerdos de compensación global

La siguiente tabla muestra los instrumentos derivados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 que son sujetos a acuerdos de compensación global (“Master Netting Agreements”) donde hay un derecho contractual de compensar los activos y pasivos bajo estos instrumentos financieros.

	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
Instrumentos Derivados Corrientes y no Corrientes	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Corrientes	5.932	(8.852)	4.173	(8.299)
No Corrientes	1.357	(8.376)	3.881	(2.372)
Total	**7.289**	**(17.228)**	**8.054**	**(10.671)**
Montos brutos de instrumentos derivados sujetos a compensación de pagos				
Monto bruto (Igual a Neto) reconocido en balance	7.289	(17.228)	8.054	(10.671)
Instrumentos derivados no compensados	(4.115)	3.159	(3.605)	3.605
Monto Neto Total	**3.174**	**(14.069)**	**4.449**	**(7.066)**

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 no hay saldos de garantía de depósito en efectivo.

11.3.- Calidad crediticia de activos financieros

La Compañía está expuesta al riesgo crediticio en sus actividades comerciales como también por sus actividades financieras.

Calidad crediticia de contrapartes de AES Andes y subsidiarias chilenas

La Compañía evalúa la calidad crediticia de sus contrapartes (clientes) que incluyen principalmente compañías distribuidoras y clientes industriales. Para el caso de AES Andes la mayor parte de ellas cuenta con clasificación de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. La clasificación de riesgo es determinada por agencias de calificación especializadas, que determinan la solvencia de una compañía en base a una calificación que va desde “AAA” (mayor calificación) hasta “E” (menor calificación), obteniendo el “grado de inversión” a partir de la calificación BBB.

En cuanto a los activos financieros y derivados, las inversiones que realizan AES Andes y sus subsidiarias se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a “A” en escala de Standard & Poors y “A2” en escala Moody’s. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera se efectúan con entidades internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

Calidad crediticia de contrapartes de subsidiarias extranjeras

La subsidiaria colombiana AES Colombia concentra para sus contrapartes financieras (bancos) en pesos colombianos una clasificación crediticia AAA, considerada como la clasificación con la más alta calidad crediticia de acuerdo a la clasificadora de riesgo Duff & Phelps de Colombia. Respecto a la clasificación crediticia de contrapartes financieras en dólares estadounidenses, ésta se tiene como límite inferior A+ (Standard & Poors) o A1 (Moody’s), lo que se considera como un riesgo crediticio bajo.

Respecto al riesgo de crédito correspondiente a las operaciones comerciales de AES Colombia, éste es históricamente muy limitado, dada la naturaleza de corto plazo del cobro a clientes.

La Administración considera que la subsidiaria argentina Termoandes S.A. no presenta mayores riesgos crediticios debido a que concentra mayoritariamente sus operaciones comerciales con CAMMESA y clientes denominados “Grandes Usuarios (GUME/GUMA)" del Mercado Eléctrico Mayorista, cuyos contratos operan bajo la normativa de Energía Plus.

11.4.- Instrumentos derivados

Los derivados financieros de AES Andes y subsidiarias corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con la intención de cubrir la volatilidad de tasas de interés y tipo de cambio producto de financiamientos para el desarrollo de proyectos eléctricos.

La Compañía, siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza contrataciones de derivados de tasas de interés (swap de tasa de interés) y tipos de cambio (cross currency swap y forward de moneda) con el fin de reducir la variabilidad anticipada de los flujos de caja futuros del subyacente cubierto.

La cartera de instrumentos derivados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se detalla a continuación:

a. Instrumentos derivados designados para contabilidad de cobertura de Flujos de Caja

1. Swap de Tasa

Estos contratos swap cubren parcialmente la exposición de deuda de AES Andes a tasa flotante SOFR durante los próximos 3 años. Los valores razonables de estos instrumentos son incluidos en la siguiente tabla:

	31 de diciembre 2024				31 de diciembre de 2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Swap de tasa - AES Andes	1.532	997	—	—	—	—	—	—
Total	**1.532**	**997**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**

El detalle de los swap de tasa de interés vigentes, se detalla a continuación:

Entidad	Fecha de contratación	Partida cubierta	Contraparte	Monto Nominal MUS$	Valores nominales vigentes al 31 de diciembre 2024 MUS$	Vencimiento
AES Andes	Q1 2024	Swap tasa	JPMorgan Chase Bank	50.000	50.000	08-2027
AES Andes	Q1 2024	Swap tasa	Citibank NA	75.000	75.000	09-2027

2. Forward de moneda

	31 de diciembre 2024				31 de diciembre de 2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costos fijos - AES Andes	1.874	—	5.933	4.081	3.330	3.880	3.590	2.148
Forward Carbón - AES Andes	—	—	2.890	—	—	—	—	—
Forward Clientes capacidad - AES Andes	1.549	—	—	—	842	—	270	—
Total	**3.423**	**—**	**8.823**	**4.081**	**4.172**	**3.880**	**3.860**	**2.148**

El detalle de los forward de moneda vigentes, se detalla a continuación:

Entidad	Fecha de contratación	Partida cubierta	Contraparte	Monto Nominal MUS$	Valores nominales vigentes al 31 de diciembre 2024 MUS$	Vencimiento
AES Andes	Q3 2021	Costos fijos	JP Morgan, Scotiabank, Banco de Chile y Banco Estado	62.967	1.383	01-2026
AES Andes	Q3 2022	Costos fijos	Scotiabank, Deutsche Bank, Bofa y Banco de Chile	46.157	17.472	07-2025
AES Andes	Q2 2023	Costos fijos	Scotiabank, Banco de Chile, HSBC, JP Morgan	43.066	12.448	03-2026
AES Andes	Q3 2023	Costos fijos	Scotiabank, Banco de Chile, BCI, HSBC,	103.484	55.242	07-2026
AES Andes	Q1 2024	Costos fijos	Scotiabank, JP Morgan, Banco de Chile y Bank of América	17.263	8.913	01-2027
AES Andes	Q3 2024	Costos fijos	Natixis, Scotiabank, Bank of America, BNP	14.474	14.474	04-2027
AES Andes	Q4 2024	Costos fijos	Scotiabank	3.653	3.653	08-2027
AES Andes	Q4 2023	Cuentas por cobrar potencia	Scotiabank	22.889	3.803	10-2024
AES Andes	Q3 2024	Cuentas por cobrar potencia	JP Morgan, Scotiabank y HSBC	24.371	24.371	04-2025
AES Andes	Q4 2024	Cuentas por cobrar potencia	Scotiabank	14.968	14.968	09-2025
AES Andes	Q2 2024	Carbón	Morgan Stanley, Bank of America, Goldman Sach	36.706	36.706	08-2025

Otros Antecedentes sobre Cobertura Flujo de Efectivo

La Compañía no ha realizado coberturas contables de flujo de caja para transacciones altamente probables y que luego no se hayan producido.

No existen efectos asociados a inefectividad de las coberturas de flujo de caja para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Dentro de los movimientos reconocidos en Otras Reservas (ver Nota 26.6) durante los ejercicios al 31 de diciembre de 2024 y 2023, destacan:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Ganancias/Pérdidas de derivados registrados en Otras Reservas	(9.359)	9.949
Ganancias/Pérdidas de derivados reclasificados desde Otras Reservas a Resultado	5.997	(18.817)
Total	**(3.362)**	**(8.868)**

b. Instrumentos derivados no designados como de cobertura

Instrumentos Derivados	Clasificación	31 de diciembre 2024				31 de diciembre de 2023			
		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
		Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Forward de moneda - (Capex) AES Colombia	IFVRCR (1)	—	—	37	—	—	—	245	223
Derivado Contrato de suministro de energía - AES Colombia	IFVRCR (1)	1.139	—	443	—	1.870	—	82	8
Fwd de moneda (Dividendo subs. Colombia) AES Andes	IFVRCR (1)	976	360	—	4.296	—	—	4.200	—
	Total	**2.115**	**360**	**480**	**4.296**	**1.870**	**—**	**4.527**	**231**

(1) IFVRCR: Instrumento Financiero a Valor Razonable con Cambios en Resultado.

El detalle de los forward de moneda vigentes no designados como cobertura se detalla a continuación

Entidad	Fecha de contratación	Partida cubierta	Contraparte	Monto Nominal MUS$	Valores nominales vigentes al 31 diciembre 2024 MUS$	Vencimiento
AES Andes	Q4 2022	Dividendo AES Colombia	JP Morgan, Merryll Lynch, Banco de Chile y Scotiabank	51.258	10.746	12-2026
AES Andes	Q1 2024	Dividendo AES Colombia	BCI, Banco de Chile y Scotiabank	21.494	13.211	03-2026
AES Andes	Q3 2024	Dividendo AES Colombia	Banco de Chile y BNP	6.944	6.944	11-2025
AES Colombia	Q3 2023	Capex AES Colombia	BNP Paribas, Bancolombia, Bank of America, JP Morgan	5.977	2.983	06-2025

En julio 2018, AES Colombia ejecutó un contrato de venta de energía entre 2022 y 2024 con Empresas Municipales de Cali (EMCALI). El contrato permite a EMCALI abastecerse de energía directamente desde el mercado spot en aquellas horas donde el precio spot de energía sea menor al precio de energía pactado según contrato. Dadas las características del mercado eléctrico de Colombia y dado que no es posible garantizar la entrega física de la energía durante las horas en que el precio spot sea menor al precio del contrato, no fue posible aplicar la excepción identificada en NIIF 9 párrafo 2.4 a este contrato. El contrato fue registrado a su valor razonable con cambios en resultados.

Los montos relacionados con estos contratos se encuentran clasificados en los activos/pasivos corrientes.

c. Derivados implícitos (con cambios en resultado)

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 no existen derivados implícitos.

NOTA 12 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle de otros activos no financieros es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Seguros pagados por anticipado	14.234	18.060	—	—
Impuestos por recuperar [1]	—	10.457	—	978
Garantías entregadas	121	290	329	161
Pago anticipado compras de energía	—	1.593	—	—
Pago anticipado otras compras	143	5.774	—	—
Otros	12	726	378	323
Total	**14.510**	**36.900**	**707**	**1.462**

(1) Corresponde principalmente a impuestos por recuperar de AES Andes, asociados a patentes de derechos de agua.

NOTA 13 - DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Los saldos de Deudores Comerciales corresponden a operaciones del giro de la Sociedad y sus subsidiarias, principalmente, operaciones de venta de energía y potencia, ingresos por sistema de transmisión y ventas de carbón.

Los saldos de otras cuentas por cobrar corresponden principalmente a anticipos a proveedores, cuentas por cobrar asociadas al personal, entre otros.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Corriente		No Corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Deudores comerciales, bruto	357.448	556.329	5.636	8.407
Provisión de incobrables	(4.969)	(2.858)	(113)	(144)
Deudores comerciales, neto	**352.479**	**553.471**	**5.523**	**8.263**
Remanente crédito fiscal, bruto	29.870	110.469	—	—
Activos contractuales	868	—	87.088	65.828
Otras cuentas por cobrar, bruto	15.647	22.318	2.783	768
Total	**398.864**	**686.258**	**95.394**	**74.859**

La Ley 21.185, publicada el 2 de noviembre de 2019, estableció un mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados, financiado temporalmente por los generadores con un límite de MMUS$1.350. Al agotarse este fondo en febrero de 2022, se aprobó la Ley 21.472, publicada el 2 de agosto de 2022, que estableció un nuevo mecanismo transitorio a cuyos efectos pueden establecerse cargos adicionales en las fijaciones tarifarias reguladas denominados Cargos del Mecanismo de Protección al Cliente (Cargos MPC), con un límite de MMUS$1.800. Este sistema establecía descuentos en la facturación a clientes regulados, compensando a los generadores mediante “títulos de crédito transferibles” emitidos por el Ministerio de Hacienda y respaldados por el Fisco, el que incluye el devengamiento de intereses al momento de la emisión.

El 14 de agosto de 2023, AES Andes suscribió con IDB Invest un acuerdo denominado “Purchase Facility” en virtud del cual, sujeto a ciertas condiciones, se comprometen IDB Invest a comprar y AES Andes a vender ciertos documentos de pago elegibles emitidos a favor de la Sociedad bajo la Ley 21.472.

El 30 de abril 2024, fue publicada en Diario Oficial la Ley N° 21.667, que estableció una nueva estabilización tarifaria y el 5 de julio 2024 se publicó el Decreto N°7T-2024 que fija tarifas a clientes regulados para el primer semestre 2024 de acuerdo con lo dispuesto por dicha Ley N°21.667. El Decreto también establece los saldos adeudados a los suministradores de contratos regulados durante el periodo julio 2022 hasta octubre 2023. El 7 de octubre de 2024 AES Andes vendió a IDB los documentos de pago asociados a estos períodos, por los que recibió fondos por MUS$217.389 el 24 de octubre de 2024.

Al 31 de diciembre de 2024, los deudores comerciales corrientes incluyen cuentas por cobrar por MUS$8.000 relacionados con el nuevo fondo de estabilización (ver nota 32.2.1 j).

En relación con el Activo Contractual, y como consecuencia de la estrategia de modificación de contratos comerciales, incluyendo la extensión de la expiración de estos y los cambios para convertirlos en contratos suministrados con energía renovable, la Compañía identificó condiciones contractuales que fueron ajustadas para que el reconocimiento de ingresos por esos contratos se ajuste a los importes que reflejan el precio que los clientes habrían pagado por la energía contratada comprometida si esta hubiera sido pagada en efectivo.

El resto de los valores razonables de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difieren significativamente de sus valores en libros.

NOTA 14 - SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las transacciones entre la Sociedad y sus subsidiarias corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

14.1.- Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Corriente		No corriente	
R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Vencimiento	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
76.170.761-2	Alto Maipo SpA	Chile	Préstamos e intereses por cobrar	Inversión	US$	A la vista	9.272	1.620	—	1.225
76.170.761-2	Alto Maipo SpA	Chile	Servicios varios	Inversión	US$	A la vista	4.638	12.644	—	—
Extranjera	AES Argentina Generación S.A.	Argentina	Serv de geren. y adm	Matriz Común	US$	A la vista	8.739	6.624	—	—
Extranjera	AES Global Insurance Co	Estados Unidos	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	3.762	—	—	—
Extranjera	AES Holdings Brasil Ltd.	Brasil	Serv de geren. y adm	Matriz Común	US$	A la vista	2.010	2.010	—	—
Extranjera	The AES Corporation	Estados Unidos	Otros reembolsos	Matriz	US$	A la vista	1.245	1.245	—	—
77.504.420-9	Inversiones Cachagua	Chile	Préstamos	Matriz	US$	A la vista	—	—	89.481	—
77.865.266-8	Andes Solar III SpA	Chile	Serv de geren. y adm	Matriz Común	US$	A la vista	4.350	—	—	—
77.898.713-9	AES Pacífico Chile SpA	Chile	Préstamo	Matriz Común	US$	A la vista	64.050	—	—	—
77.898.719-8	AES Desarrollos Renovables	Chile	Serv de geren. y adm	Matriz Común	US$	A la vista	76	—	—	—
Extranjera	Vientos Neuquinos	Argentina	Serv de geren. y adm	Matriz Común	US$	A la vista	680	523	—	—
Extranjera	Energética Argentina S.A.	Argentina	Serv de geren. y adm	Matriz Común	US$	A la vista	672	456	—	—
76.055.134-1	Atacama Solar SpA	Chile	Servicios varios	Matriz Común	US$	A la vista	699	—	—	—
Extranjera	AES Engineering, LLC	Estados Unidos	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	127	127	—	—
Extranjera	AES Big Sky, LLC	Estados Unidos	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	85	—	—	—
Extranjera	AES Maritza East Ltd.	Bulgaria	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	—	67	—	—
73.069.400-8	Fundación AES Gener	Chile	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	—	—	—	197
76.917.669-1	Punta Del Sol SpA	Chile	Servicios varios	Matriz Común	US$	A la vista	—	—	4.263	—
77.294.357-1	Energía Eólica Pampas SpA	Chile	Préstamos e intereses por cobrar	Matriz Común	US$	A la vista	—	—	11.900	—
	Otras menores						33	95	—	—
					Total		**100.438**	**25.411**	**105.644**	**1.422**

Los saldos de cuentas por pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Corriente	
R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Vencimiento	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Extranjera	AES Big Sky, LLC	Estados Unidos	Servicios de tecnología	Matriz Común	US$	A la vista	15.791	14.817
Extranjera	AES Servicios América	Argentina	Servicios administrativos y soporte sistemas	Matriz Común	US$	A la vista	1.477	733
Extranjera	AES Holdings Brasil Lt	Brasil	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	534	495
Extranjera	Dominican Power Partners	República Dominicana	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	66	72
Extranjera	AES Latinoamerica, S De RL	Panamá	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	69	69
Extranjera	AES Hawaii	Estados Unidos	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	48	48
Extranjera	AES Panamá Limitada	Panamá	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	38	38
Extranjera	AES NA Central, LLC	Estados Unidos	Reembolso de costos	Matriz Común	US$	A la vista	24	24
Extranjera	AES Corporation	Estados Unidos	Remuneraciones personal extranjero	Matriz	US$	A la vista	4	5.240
76.055.134-1	Atacama Solar SpA	Chile	Servicios Varios	Matriz	US$	A la vista	595	—
76.170.761-2	Alto Maipo	Chile	Servicios Varios	Inversión	US$	A la vista	175	48
	Otras Menores						25	47
						Total	**18.846**	**21.631**

Los efectos en el estado de resultados de las transacciones con entidades relacionadas no consolidadas al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
76.170.761-2	Alto Maipo	Inversión	Venta de Energía y Potencia	8.995	7.765
76.170.761-2	Alto Maipo	Inversión	Servicios Varios	6.563	7.869
76.170.761-2	Alto Maipo	Inversión	Intereses préstamos	523	237
76.170.761-2	Alto Maipo	Inversión	Servicio de gerencia y administración	696	—
Extranjera	Gasoducto Gasandes Argentina	Matriz común	Dividendos	2.490	3.062
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes Chile S.A.	Matriz común	Dividendos	1.325	2.665
Extranjera	AES Argentina Generación S.A.	Matriz común	Servicio de gerencia y administración	2.115	2.168
Extranjera	Energetica Argentina S.A.	Matriz común	Servicio de gerencia y administración	216	152
Extranjera	Vientos Neuquinos	Matriz común	Servicio de gerencia y administración	157	123
77.503.740-7	Inversiones LK SpA	Matriz común	Servicio de gerencia y administración	13	7
77.504.420-9	Inversiones Cachagua SpA	Matriz común	Servicio de gerencia y administración	102	135
77.504.420-9	Inversiones Cachagua SpA	Matriz común	Intereses por préstamo	201	—
77.898.713-9	AES Pacífico Chile SpA	Matriz común	Servicio de gerencia y administración	64	—
77.898.719-8	AES Desarrollos Renovables SpA	Matriz común	Servicio de gerencia y administración	64	—
77.865.266-8	Andes Solar III SpA	Matriz común	Servicio de gerencia y administración	1.358	—
77.865.266-8	Andes Solar III SpA	Matriz común	Intereses préstamos	811	—
77.898.713-9	AES Pacífico Chile SpA	Matriz común	Intereses préstamos	3.507	—
76.055.134-1	Atacama Solar SpA	Matriz común	Servicios Varios	587	—
Extranjera	AES Corporation	Matriz	Condonación	6.272	—
			Total ingresos	**36.059**	**24.183**
76.170.761-2	Alto Maipo	Inversión	Compra de Energía y Potencia	90	54
Extranjera	AES Servicios America S.R.L.	Matriz común	Serv. administrativos y soporte sistemas	8.507	8.434
Extranjera	AES Corporation	Matriz	Reembolso de costos	626	515
Extranjera	AES Big Sky, LLC	Matriz común	Servicios de tecnología	25.276	23.857
73.069.400-8	Fundación AES Gener	Matriz común	Reembolso de costos	441	—
76.055.134-1	Atacama Solar SpA	Matriz común	Servicios Varios	513	—
73.069.400-8	Fundación AES Gener	Matriz común	Condonación	258	—
			Total costos	**35.711**	**32.860**

Las transacciones con empresas relacionadas en general corresponden a transacciones propias del giro de la Sociedad y sus subsidiarias, realizadas de acuerdo con las normas legales en condiciones de equidad en cuanto a plazo se refiere y a precios de mercado. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados no existen provisiones por deudas de dudoso cobro. El detalle de las cuentas por cobrar y cuentas por pagar con entidades relacionadas vencidas, no pagadas y no deterioradas se detalla a continuación:

	Cuentas por cobrar		Cuentas por pagar	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Al día	104.762	19.167	1.362	5.858
1 a 180 días atraso	11	167	17.484	15.773
181 a 250 días atraso	99.088	7.499	—	—
Más 250 días atraso	2.221	—	—	—
Total	**206.082**	**26.833**	**18.846**	**21.631**

14.2.- Personas Claves

Personas Claves son aquellas que disponen de la autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad, ya sea directa o indirectamente. AES Andes es administrada por los miembros de la Alta Administración y por un Directorio compuesto por siete directores titulares, los que son elegidos por un período de tres años en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

a. Saldos y Transacciones con Personas Claves

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus Directores y miembros de la alta Administración.

En los ejercicios cubiertos por estos estados financieros consolidados no se efectuaron transacciones entre la Sociedad y sus Directores y miembros de la alta Administración distintos a pagos de remuneraciones o entre la Sociedad y sus Partes relacionadas distintos a las reveladas en Nota 14.2 c).

No existen garantías constituidas a favor de los Directores ni garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Administración.

No existen planes de retribución a la cotización de la acción (la cancelación de la inscripción de las acciones en CMF se produjo el 17 de abril de 2024).

b. Remuneración del Directorio

Los estatutos de AES Andes establecen que sus directores no perciben remuneración por el ejercicio de su cargo.

Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros consolidados, los directores de la Compañía, quienes son empleados de AES Corporation o cualquier subsidiaria o asociada, no percibieron ninguna clase de remuneraciones, en su rol de Director, ni gastos de representación, viáticos, regalías, ni ningún otro estipendio al respecto. Lo anterior, sin perjuicio de la remuneración que perciben aquellos directores que eran miembros del Comité de Directores y cuyo monto se encuentra detallado en los siguientes párrafos.

Con fecha 30 de abril de 2024 La Junta Extraordinaria de Accionistas acordó la modificación de los estatutos de la Sociedad, a fin de ajustarlos a los de una sociedad anónima cerrada y agilizar los procesos de toma de decisiones, incluyendo la disminución del número de miembros del directorio de nueve a siete, entre otras disposiciones.

El mismo 30 de abril de 2024 se celebró la Junta Ordinaria de Accionistas que acordó la renovación total del Directorio de la Compañía. En virtud de lo anterior, los directores de la Compañía cuyo mandato se extiende hasta la celebración de la junta ordinaria de accionistas correspondiente al año 2027.

Con fecha 30 de octubre de 2024 el Directorio de la Sociedad recibió la renuncia del Sr. Francisco Morandi al cargo de director titular de la Sociedad. El Directorio acordó nombrar en su reemplazo al Sr. Taylor Sloane, quien se desempeñará como director hasta la próxima junta ordinaria de accionistas que deba celebrar la Sociedad.

A continuación se detalla la composición del Directorio a la fecha de emisión de los presentas estados financieros consolidados:

Directorio
Juan Ignacio Rubiolo (Presidente)
Arminio Borjas
Bernerd da Santos
Ricardo Falú
Giselle Leger
Madelka McCalla
Taylor Sloane

Hasta el 30 de abril de 2024 AES Andes contaba con un Comité de Directores compuesto por 3 miembros, que tenían las facultades contempladas en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas. El mencionado Comité de Directores fue designado en la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 21 de abril de 2023 en la que se acordó mantener la suma de 300 Unidades de Fomento como remuneración mensual de los miembros del Comité de Directores de AES Andes para el ejercicio 2023.

Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros consolidados, las remuneraciones pagadas a los miembros del Comité de Directores, ascienden a los montos detallados en el siguiente cuadro:

Nombre	Cargo	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Gonzalo Parot Palma	Director	48	117
Radovan Roque Razmilic Tomicic	Director	48	117
Daniel Mauricio Fernandez Koprich	Director	48	117
	Total	**144**	**351**

c. Remuneración global de la Alta Administración que no son Directores

La remuneración global de la Alta Administración de la Compañía incluye remuneración fija mensual, bonos variables según desempeño, resultados corporativos sobre el ejercicio anterior, planes de compensaciones de largo plazo e indemnizaciones. La Alta Administración de la Compañía se desempeña en las siguientes Gerencias y Vicepresidencias: Gerencia General, Gerencia de Operaciones, Vicepresidencia de Asuntos Corporativos, Asuntos Legales, Vicepresidencia de Ingeniería y Construcción, Vicepresidencia de Desarrollo y Vicepresidencia de Finanzas Corporativas.

AES Andes tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

Las remuneraciones de la Alta Administración de la Compañía durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 ascendieron a MUS$3.885 y MUS$4.106, respectivamente.

NOTA 15 - INVENTARIOS

Los inventarios han sido valorizados de acuerdo con lo indicado en Nota 4.10 e incluyen lo siguiente:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Carbón	37.187	94.938
Petróleo	2.280	3.368
Materiales	24.436	32.221
Carbón en tránsito	29.726	53.169
Materiales importados en tránsito	255	965
Otros inventarios	4.213	4.591
Total	**98.097**	**189.252**

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los ejercicios al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se muestra en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Carbón	402.938	788.231
Petróleo	4.356	7.482
Otros [(1)]	28.654	26.486
Total	**435.948**	**822.199**

[(1)] Los otros costos de inventarios corresponden principalmente a consumos de materiales, cal y biomasa.

Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros consolidados, no existen ajustes que hayan afectado el valor libro de las existencias de manera significativa.

NOTA 16 - IMPUESTOS

Impuestos corrientes

Activos por impuestos corrientes, netos

Las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023, que consideran aquellas compañías del grupo con posición activa a nivel de impuestos corrientes netos, son las siguientes:

	Corriente		No Corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Pagos Provisionales Mensuales	13.660	6.171	—	—
Anticipo Impto. renta Colombia	35.352	—	—	—
Crédito norma Argentina	4.457	3.223	—	—
Crédito de fuente extranjera	2.688	—	—	—
Devolución Renta en trámite	2.048	1.375	—	—
Pago Provisional por Pérdidas Absorbidas [1]	—	15.669	16.736	19.033
Otros	—	995	—	—
Menos:				
Prov. Impuesto Primera Categoría	20.878	—	—	—
Total	**37.327**	**27.433**	**16.736**	**19.033**

[1] Durante los años 2022 y 2023, AES Andes percibió dividendos con crédito de inversiones, considerando que el artículo vigésimo séptimo transitorio de la Ley 21.210 del año 2020 señala que podrá imputarse el 70% y 50% de las rentas o cantidades que se perciban a título de retiros o dividendos desde otras empresas o un 70% y 50% de la pérdida, la cantidad que sea menor, incrementada previamente por el crédito asociado a esas rentas, cuyo crédito será considerado como un pago provisional. En ambos años se solicitaron Pagos Provisionales por Utilidades Absorbidas ("PPUA"), restando al 31 de diciembre del 2024 solo resta recibir MUS$16.376 correspondiente al año 2023 (AT2024).

Pasivos por impuestos corrientes, netos

Por otra parte, el detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes, que consideran aquellas compañías del grupo con posición pasiva a nivel de impuestos corrientes netos, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Prov. Impuesto Gastos Rechazados	1.887	—
Prov. Impuesto Primera Categoría	37.516	106.049
Impuesto en Norma Argentina	1.066	972
Menos:		
Pagos Provisionales Mensuales	20.503	17.749
Crédito Sence	365	—
Anticipo y autoretención Impto. Renta Colombia	—	28.616
Crédito de fuente Extranjera	—	10.626
Total	**19.601**	**50.030**

Impuestos a las ganancias

El detalle del cargo a resultados por impuesto a las ganancias por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se presenta en el siguiente cuadro:

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	2024	2023
Gasto por impuestos corrientes	61.373	94.314
Otro gasto por impuesto corriente	40	—
Gasto por impuestos corrientes, neto	**61.413**	**94.314**
Gasto diferido (Ingreso) por:		
Impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	23.070	(76.346)
Impuestos relativos a activos disponibles para la venta	(67.889)	—
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos, neto	**(44.819)**	**(76.346)**
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	**16.594**	**17.968**

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	2024	2023
Gasto por impuestos corrientes, neto:		
Extranjero	22.321	84.440
Nacional	39.092	9.874
Gasto por impuestos corrientes, neto	**61.413**	**94.314**
Gasto por impuestos diferidos, neto:		
Extranjero	(9.562)	24.579
Nacional	(35.257)	(100.925)
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos, neto	**(44.819)**	**(76.346)**
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	**16.594**	**17.968**

La conciliación entre el impuesto a la renta que resultaría de aplicar la tasa efectiva en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se presenta en el siguiente cuadro:

	Acumulado	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Resultado financiero antes de impuesto	**211.216**	**(118.401)**
Tasa impositiva vigente	27%	27%
Gasto (ingreso) por impuestos utilizando la tasa legal	**57.028**	**(31.968)**
Efecto impositivo por:		
Tasas en otras jurisdicciones [(1)]	14.081	22.636
Ingresos ordinarios no imponibles	(215)	31.710
Gastos no deducibles impositivamente	1.606	(4.555)
Efecto impositivo de la utilización de pérdidas fiscales no reconocidas anteriormente	339	—
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados	(690)	—
Venta de proyectos	(2.069)	
Cambio en las tasas impositivas [(2)]	—	(5.985)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	—	(7)
Beneficio ajuste por inflación tributaria [(3)]	(19.173)	—
Diferencia de Cambio	(5.503)	(14.362)
Efecto activos disponibles para la venta [(4)]	(35.706)	—
Otro (decremento) incremento en cargo por impuestos legales	6.896	20.499
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**(40.434)**	**49.936**
Gasto (ingreso) por impuestos utilizando la tasa efectiva	**16.594**	**17.968**

(1) Presenta las diferencias que se originan entre la tasa vigente en Chile (27%) y en las demás jurisdicciones en que están domiciliadas las subsidiarias extranjeras (Argentina 35% y Colombia 38%).
(2) Corresponde al aumento en la tasa legal impositiva en Colombia.
(3) Corresponde a ajustes impositivos por inflación en Argentina.
(4) Corresponde al impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases financiera e impositiva registrado con relación a la venta de Eléctrica Ventanas (ver Nota 8).

Los saldos correspondientes a impuestos reconocidos en Otros resultados integrales, se presenta en el siguiente cuadro:

	2024	2023
Tributación Diferida Agregada Relativa a Partidas Cargadas a Patrimonio Neto	(1.978)	(2.971)
Total Impuestos reconocidos en Otros resultados integrales	**(1.978)**	**(2.971)**

Los impuestos diferidos abonados (cargados) a patrimonio, están relacionados con los Otros resultados integrales por derivados de cobertura de flujos de caja y los planes de beneficios definidos a los empleados.

Impuestos diferidos

Los saldos de activos y pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son detallados en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	2	(433.082)	42.192	(323.447)
Amortizaciones	—	—	—	1.260
Provisiones	37.861	(68)	29.875	(8.696)
Contratos de moneda extranjera	—	(16.783)	—	(14.051)
Obligaciones por beneficios post-empleo	6.609	(148)	6.148	(204)
Revaluaciones de instrumentos financieros	—	(265)	518	(5.853)
Pérdidas fiscales	408.772	—	314.001	—
Ingresos diferidos	13.877	—	15.745	—
Deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	255	(255)	153	—
Obligaciones por leasing financiero	10.580	(1.324)	10.227	(533)
Gastos por financiamiento	6.608	(16.736)	5.673	(15.777)
Otros	84.795	(6.514)	47.399	(7.160)
Subtotal	**569.359**	**(475.175)**	**471.931**	**(374.461)**
Neteo en el estado de situación	(277.401)	277.401	(165.517)	165.517
Saldos en el estado de situación financiera	**291.958**	**(197.774)**	**306.414**	**(208.944)**

El activo diferido más significativo está relacionado con las pérdidas fiscales, que corresponden principalmente a la matriz AES Andes. Estas se explican principalmente por las pérdidas asociadas a la desconsolidación de la subsidiaria Alto Maipo registradas en el 2021. Existen evidencias positivas, de que estas pérdidas serán revertidas en el futuro.

Al 31 de diciembre de 2024, el ítem “Otros” incluye principalmente el activo diferido relacionado con la diferencia entre las bases financiera e impositiva sobre la inversión en Eléctrica Ventanas mantenida para la venta (ver Nota 8).

Los movimientos de activo y pasivo por impuestos diferidos por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 fueron los siguientes:

	Saldo Neto al 01 de enero 2024	Incremento (decremento) en ganancias (pérdidas)	Incremento (decremento) en resultados integrales	Diferencias de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	Saldo Neto al 31 de diciembre de 2024
Depreciaciones	(281.255)	(123.309)	—	12.407	(40.923)	(433.080)
Amortizaciones	1.260	(1.836)	—	(217)	793	—
Provisiones	21.179	29.943	—	(552)	(12.777)	37.793
Contratos de moneda extranjera	(14.051)	(5.174)	—	2.442	—	(16.783)
Obligaciones por beneficios post-empleo	5.944	799	82	23	(387)	6.461
Revaluaciones de instrumentos financieros	(5.335)	3.129	1.896	45	—	(265)
Pérdidas fiscales	314.001	105.769	—	—	(10.998)	408.772
Ingresos diferidos	15.745	(1.868)	—	—	—	13.877
Deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	153	(139)	—	—	(14)	—
Obligaciones por leasing financiero	9.694	771	—	(1.215)	6	9.256
Gastos por financiamiento	(10.104)	(1.887)	—	—	1.863	(10.128)
Otros	40.239	38.621	—	65	(644)	78.281
Subtotal	**97.470**	**44.819**	**1.978**	**12.998**	**(63.081)**	**94.184**

	Saldo Neto al 01 de enero 2023	Incremento (decremento) en ganancias (pérdidas)	Incremento (decremento) en resultados integrales	Diferencias de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	Saldo Neto al 31 de diciembre de 2023
Depreciaciones	(297.883)	34.297	—	(3.170)	(14.499)	(281.255)
Amortizaciones	71	1.038	—	151	—	1.260
Provisiones	25.540	(5.132)	—	(385)	1.156	21.179
Contratos de moneda extranjera	(6.428)	(5.287)	—	(2.336)	—	(14.051)
Obligaciones por beneficios post-empleo	9.385	(3.429)	26	(38)	—	5.944
Revaluaciones de instrumentos financieros	(5.995)	(2.150)	2.945	(135)	—	(5.335)
Pérdidas fiscales	259.192	54.809	—	—	—	314.001
Ingresos diferidos	17.657	(1.912)	—	—	—	15.745
Deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	107	46	—	—	—	153
Obligaciones por leasing financiero	9.983	(2.524)	—	2.235	—	9.694
Gastos por financiamiento	(8.452)	(1.652)	—	—	—	(10.104)
Otros	32.107	8.242	—	1.804	(1.914)	40.239
Subtotal	**35.284**	**76.346**	**2.971**	**(1.874)**	**(15.257)**	**97.470**

NOTA 17 - ACTIVOS INTANGIBLES

17.1.- Detalle de activos intangibles

El detalle y movimiento de las principales clases de activos intangibles se muestran a continuación, los cuales fueron valorizados de acuerdo con lo indicado en Nota 4.5 y 4.6.

	31 de diciembre 2024		
	Valor Bruto	Amortización acumulada	Valor Neto
Activos intangibles de vida finita	119.575	(49.775)	69.800
Activos intangibles de vida indefinida	5.215	—	5.215
Activos Intangibles	**124.790**	**(49.775)**	**75.015**
Programas informáticos	48.038	(44.078)	3.960
Servidumbres	29.215	(2.709)	26.506
Derechos de agua	46	—	46
Otros activos intangibles identificables	47.491	(2.988)	44.503
Activos Intangibles Identificables	**124.790**	**(49.775)**	**75.015**

	31 de diciembre 2023		
	Valor Bruto	Amortización acumulada	Valor Neto
Activos intangibles de vida finita	122.417	(46.216)	76.201
Activos intangibles de vida indefinida	5.616	—	5.616
Activos Intangibles	**128.033**	**(46.216)**	**81.817**
Programas informáticos	49.465	(41.895)	7.570
Servidumbres	29.360	(1.819)	27.541
Derechos de agua	46	—	46
Otros activos intangibles identificables	49.162	(2.502)	46.660
Activos Intangibles Identificables	**128.033**	**(46.216)**	**81.817**

A continuación, se detallan los saldos y la evolución de Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2024 y 2023 respectivamente:

	Programas informáticos	Servidumbres	Derechos de agua	Otros activos intangibles identificables	Activos intangibles, neto
Saldo al 01 enero 2024	**7.570**	**27.541**	46	**46.660**	**81.817**
Adiciones	420	190	8	5.182	**5.800**
Retiros	—	(241)	—	(258)	**(499)**
Amortización	(3.764)	(890)	—	(659)	**(5.313)**
Activos disponibles para la venta	(152)	(94)	(8)	(4.477)	**(4.731)**
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	(114)	—	—	(1.945)	**(2.059)**
Saldo 31 de diciembre de 2024	**3.960**	**26.506**	**46**	**44.503**	**75.015**

	Programas informáticos	Servidumbres	Derechos de agua	Otros activos intangibles identificables	Activos intangibles, neto
Saldo al 01 enero 2023	**11.281**	**27.851**	**46**	**40.210**	**79.388**
Adiciones	382	903	—	3.931	**5.216**
Retiros	(5)	(92)	—	—	**(97)**
Amortización	(4.488)	(824)	—	(479)	**(5.791)**
Pérdidas por deterioro del valor	—	(297)	—	—	**(297)**
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	400	—	—	2.998	**3.398**
Saldo 31 de diciembre de 2023	**7.570**	**27.541**	**46**	**46.660**	**81.817**

A continuación, se indican las vidas útiles o tasas de amortización utilizadas, correspondientes a los activos más relevantes de la Sociedad:

	Explicación de la tasa	Vida mínima	Vida máxima
Programas informáticos	Años	3	7
Servidumbres	Años	18	Indefinida
Derechos de agua	Años	29	Indefinida
Vida o tasa para otros activos intangibles identificables	Años	5	Indefinida

A continuación, se indican los activos intangibles identificables más significativos de la Sociedad:

	Importe en libros	Período de amortización restante
Servidumbres - Los Olmos	6.137	31 años
San Matías	6.002	27 años
Rinconada	14.089	—

17.2.- Deterioro de activos intangibles con vidas indefinidas

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024, la compañía no ha registrado deterioros.

Al 31 de diciembre de 2023, registró un deterioro de MUS$297 de intangibles relacionado con el deterioro de las unidades de generación a carbón Norgener 1 y Norgener 2 (ver Nota 18.2 y Nota 29).

NOTA 18 - PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

18.1.- Propiedades, plantas y equipos

El detalle de los saldos de las distintas categorías del activo fijo durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se muestran en la tabla siguiente:

	31 de diciembre 2024		
	Valor bruto	Depreciación acumulada	Valor neto
Construcciones en curso [1]	139.346	—	139.346
Terrenos	27.769	—	27.769
Edificios	28.606	(11.972)	16.634
Planta y equipos	4.983.372	(1.546.175)	3.437.197
Equipamiento de tecnología de la información (TI)	30.460	(23.213)	7.247
Instalaciones fijas y accesorios	11.858	(9.864)	1.994
Vehículos de motor	6.042	(3.472)	2.570
Otras propiedades, plantas y equipos [2]	—	—	—
Total	**5.227.453**	**(1.594.696)**	**3.632.757**

	31 de diciembre 2023		
	Valor bruto	Depreciación acumulada	Valor neto
Construcciones en curso [1]	711.622	—	711.622
Terrenos	25.854	—	25.854
Edificios	30.678	(11.572)	19.106
Planta y equipos	4.222.287	(1.409.161)	2.813.126
Equipamiento de tecnología de la información (TI)	30.550	(22.431)	8.119
Instalaciones fijas y accesorios	13.485	(11.470)	2.015
Vehículos de motor	5.783	(3.510)	2.273
Otras propiedades, plantas y equipos [2]	13.295	(1.675)	11.620
Total	**5.053.554**	**(1.459.819)**	**3.593.735**

(1) El monto de construcciones en curso corresponde principalmente a las inversiones asociadas a los proyectos renovables en construcción, dentro de los que destacan San Matías, Andes Solar IV y Andes IIA BESS al 31 de diciembre de 2024, mientras que al 2023 se destacaban Andes Solar IIB, Campo Lindo y Andes Solar IV.

(2) Dentro de las "Otras propiedades, plantas y equipos" se incluye principalmente el activo constituido por el costo de Obligaciones de Desmantelamiento.

A continuación, se presenta el movimiento de propiedades, planta y equipos durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Construcción en curso	Terrenos	Edificios	Planta y equipos	Equipamiento de TI	Instalaciones fijas y accesorios	Vehículos de motor	Otras propiedades, planta y equipo	Propiedades, planta y equipo, neto
Saldo al 01 enero 2024	**711.622**	**25.854**	**19.106**	**2.813.126**	**8.119**	**2.015**	**2.273**	**11.620**	**3.593.735**
Adiciones	491.480	4.255	3.202	35.959	515	199	1.249	—	**536.859**
Venta de propiedad, planta y equipo [2]	(223.022)	—	—	(33)	—	—	—	—	**(223.055)**
Retiros	—	(1.855)	—	(26.215)	(351)	(46)	(71)	—	**(28.538)**
Depreciación	—	—	(1.771)	(157.818)	(2.346)	(542)	(663)	—	**(163.140)**
Cambio de moneda extranjera [1]	(9.586)	(410)	(165)	(57.859)	(574)	(86)	(1)	1	**(68.680)**
Activos disponibles para la venta	(1.155)	(75)	(3.825)	(8.084)	(260)	(35)	(218)	—	**(13.652)**
Pérdidas por deterioro	—	—	(40)	(732)	—	—	—	—	**(772)**
Obras terminadas	(829.993)	—	127	838.853	2.144	489	1	(11.621)	**—**
Saldo 31 de diciembre de 2024	**139.346**	**27.769**	**16.634**	**3.437.197**	**7.247**	**1.994**	**2.570**	**—**	**3.632.757**

	Construcción en curso	Terrenos	Edificios	Planta y equipos	Equipamiento de TI	Instalaciones fijas y accesorios	Vehículos de motor	Otras propiedades, planta y equipo	Propiedades, planta y equipo, neto
Saldo al 01 enero 2023	**865.641**	**23.585**	**25.310**	**2.445.568**	**7.394**	**2.462**	**1.682**	**24.192**	**3.395.834**
Adiciones	444.239	1.617	—	138.326	138	67	1.145	10.580	**596.112**
Venta de propiedad, planta y equipo	—	—	(3.734)	—	—	—	—	(989)	**(4.723)**
Retiros	(691)	—	(4)	(30.397)	(118)	(8)	(62)	(20.891)	**(52.171)**
Depreciación	—	—	(1.359)	(164.825)	(2.171)	(753)	(524)	(1.704)	**(171.336)**
Cambio de moneda extranjera [1]	683	652	371	93.275	841	90	7	170	**96.089**
Pérdidas por deterioro	(2.844)	—	(1.920)	(260.974)	(61)	(174)	—	(97)	**(266.070)**
Obras terminadas	(595.406)	—	442	592.153	2.096	331	25	359	**—**
Saldo 31 de diciembre de 2023	**711.622**	**25.854**	**19.106**	**2.813.126**	**8.119**	**2.015**	**2.273**	**11.620**	**3.593.735**

(1) Corresponde a los efectos por conversión de las subsidiarias AES Colombia y Termoandes, la cuales poseen moneda funcional peso colombiano y peso argentino (hasta 30 de junio de 2023 - Ver Nota 3.4), respectivamente.

(2) Corresponde principalmente a la venta de Andes Solar III, Empresa Eléctrica Pampas y Punta del Sol a AES Pacifico Chile en 2024.

A continuación, se indican las vidas útiles correspondientes a los activos más relevantes de la Sociedad:

	Explicación de la tasa	Vida mínima	Vida máxima
Edificios	Años	15	38
Planta y equipo	Años	7	47
Planta y equipo (represa Colombia)	Años	5	100
Equipamiento de TI	Años	4	16
Instalaciones fijas y accesorios	Años	3	20
Vehículos de motor	Años	4	11
Otras propiedades, planta y equipo	Años	24	30

Los costos por intereses capitalizados durante el ejercicio y la tasa de capitalización de costos financieros de la Compañía se detallan a continuación:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Importe de los costos por intereses capitalizados	40.938	66.947
Tasa de capitalización de costos por intereses	17,47 %	23,69 %

La Compañía y sus subsidiarias poseen contratos de seguro con respecto a sus plantas de generación, incluyendo pólizas de todo riesgo y perjuicios por interrupción de negocios, los cuales cubren entre otras cosas, daños causados por incendios, inundación y sismo.

Información Adicional a Revelar en Propiedades, Plantas y Equipos	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Importe de Compromisos por la Adquisición de Propiedades, Planta y Equipo	591.564	395.209

18.2.- Acuerdo de Desconexión y Cese de Operaciones de centrales a carbón

AES Andes, de acuerdo con su estrategia transformacional Greentegra y en línea con la intención global de The AES Corporation, tiene la intención de salir sustancialmente de la generación en base de carbón a fines de 2025 mediante la venta de activos, conversiones de combustible y/o retiros, con la posibilidad de que algunos activos se mantengan hasta 2027 en casos excepcionales, manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad y la suficiencia y economía del sistema eléctrico y sujeto a las aprobaciones necesarias. A través de su transformación, en el año 2027, AES Andes espera haber reducido su intensidad de carbono en un 84%.

Como parte de su compromiso con el país de reducir las emisiones de carbono, la Compañía comunicó su decisión de no construir nuevas plantas de carbón y el 4 de junio del año 2019 junto con otras empresas generadoras del sector eléctrico alcanzaron acuerdos voluntarios con el Gobierno de Chile de desconexión y cese de operación de una serie de centrales a carbón.

A la fecha, AES Andes y sus filiales han completado con éxito la desconexión y el cese definitivo de operaciones de las unidades de generación Ventanas I (114MW), Ventanas II (208MW) y Norgener 1 y 2 (276 MW).

Con fecha 6 de julio de 2021 AES Andes acordó con el Ministerio de Energía de la República de Chile una modificación al acuerdo celebrado en 2019 y puso a disposición para que cesen su operación a carbón a contar del día 1 de enero de 2025, o en la fecha más temprana que la seguridad, suficiencia y economía del sistema lo permitan, las unidades de generación Ventanas 3 (267MW) y Ventanas 4 (272MW), ambas de propiedad de la filial Eléctrica Ventanas SpA) del Complejo Ventanas; y las unidades Angamos 1 (277MW) y Angamos 2 (281MW), ambas de

propiedad de la filial Eléctrica Angamos SpA y que conforman la Central Angamos, totalizando en forma conjunta 1.097 MW.

Con fecha 11 de diciembre de 2024, AES Andes S.A. ha suscrito un acuerdo con la Sociedad Quintero Energía SpA para la venta del 100% de las acciones de su filial Empresa Eléctrica Ventanas SpA (Nota 8), la que actualmente cuenta con dos unidades operativas, Ventanas 3 de 267 MW y Ventanas 4 de 270 MW respectivamente, ubicadas en la comuna de Puchuncaví, Región de Valparaíso.

NOTA 19 - ACTIVOS POR DERECHO DE USO

A continuación, se presenta información al 31 de diciembre de 2024 y 2023 sobre los arrendamientos para los que el grupo es arrendatario:

	Terrenos	Edificios	Plantas y equipos	Total
Saldo al 01 de enero de 2024	**34.705**	**14.855**	**11.440**	**61.000**
Adiciones	78.437	—	—	78.437
Depreciación del año	(4.046)	(733)	(3.365)	(8.144)
Bajas	(3.482)	—	—	(3.482)
Otros	1.438	560	15	2.013
Saldo 31 de diciembre de 2024	**107.052**	**14.682**	**8.090**	**129.824**

	Terrenos	Edificios	Plantas y equipos	Total
Saldo al 01 de enero de 2023	**29.591**	**13.080**	**14.635**	**57.306**
Adiciones	2.805	—	—	2.805
Depreciación del año	(1.911)	(562)	(3.398)	(5.871)
Bajas	—	(957)	—	(957)
Otros	4.220	3.294	203	7.717
Saldo al 31 de diciembre de 2023	**34.705**	**14.855**	**11.440**	**61.000**

Al 31 de diciembre de 2024 los principales activos y pasivos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Contrato por arriendo de oficinas en Torre Santa Maria II, comuna de Providencia, Santiago. Este contrato fue celebrado con Bice Seguros de Vida S.A. devenga intereses a una tasa de 2,82% al año y tiene una duración de 25 años.
- Contrato celebrado con Hidroeléctrica el Paso SpA consistente en la compra de toda la energía generada por su planta de generación, cuyo contrato devenga intereses a una tasa de 4,4% al año y tiene una duración de 12 años.

NOTA 20 - OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los otros pasivos financieros eran los siguientes:

	Corriente		No corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Préstamos que devengan intereses (Nota 20.1)	330.522	477.873	2.377.060	2.289.944
Derivados de cobertura (Nota 11.1)	8.823	3.860	4.081	2.149
Derivados no cobertura	480	4.527	4.296	231
Total	**339.825**	**486.260**	**2.385.437**	**2.292.324**

20.1.- Préstamos que devengan intereses

Los préstamos que devengan interés son:

	Corriente		No corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Préstamos bancarios	161.484	363.812	547.431	683.629
Obligaciones con público	169.038	114.061	1.830.939	1.608.061
Gastos Diferidos por Financiamiento [1]	—	—	(1.310)	(1.746)
Total	**330.522**	**477.873**	**2.377.060**	**2.289.944**

[1] Corresponden a gastos diferidos asociados a líneas de crédito no utilizadas.

a. Préstamos Bancarios: A continuación, se detallan los préstamos bancarios por empresa deudora e institución financiera al 31 de diciembre de 2024:

RUT	Empresa	País	Acreedor	Moneda	Amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Año vencimiento	Corriente	No corriente
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	AES Andes Green Loan $400mn 5Y 2026	US$	Semestral	6,78%	6,38%	2026	83.354	211.352
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	AES Andes Scotia Green $50mn 5Y 2027	US$	Al vencimiento	6,90%	6,59%	2027	987	49.578
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	AES Andes ST Loan	US$	Al vencimiento	6,23%	6,23%	2027	138	50.000
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	AES Andes SMBC-Mizuho Green 5Y 2027	US$	Al vencimiento	6,27%	6,02%	2027	2.004	148.658
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	AES Andes Citi US$ 35 M 35Y due 2026	US$	Al vencimiento	7,07%	6,48%	2026	379	34.743
Extranjera	AES Colombia	Colombia	AES Colombia LT due 2027 (COP)	Col$	Trimestral	11,68%	11,64%	2027	27.112	40.182
Extranjera	AES Colombia	Colombia	Tunjita Leasing 12Y 2030 (COP)	Col$	Trimestral	11,63%	11,63%	2030	3.293	12.918
Extranjera	AES Colombia	Colombia	AES Colombia ST due 2025 (COP)	Col$	Al vencimiento	9,21%	9,21%	2025	44.217	—
								Total	**161.484**	**547.431**

Pagos de capital e intereses no descontados al 31 de diciembre de 2024:

		Corriente			No Corriente					
Empresa	Acreedor	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Más de 5 años	Total
AES Andes S.A.	AES Andes Green Loan $400mn 5Y 2026	31.578	65.224	**96.802**	223.545	—	—	—	—	**223.545**
AES Andes S.A.	AES Andes Scotia Green $50mn 5Y 2027	1.666	1.675	**3.341**	3.341	53.341	—	—	—	**56.682**
AES Andes S.A.	AES Andes ST Loan	551	—	**551**	—	50.000	—	—	—	**50.000**
AES Andes S.A.	AES Andes SMBC-Mizuho Green 5Y 2027	—	9.077	**9.077**	9.153	158.977	—	—	—	**168.130**
AES Andes S.A.	AES Andes Citi US$ 35 M 35Y due 2026	—	2.294	**2.294**	36.134	—	—	—	—	**36.134**
AES Colombia	AES Colombia LT due 2027 (COP)	13.719	19.431	**33.150**	23.864	21.540	—	—	—	**45.404**
AES Colombia	Tunjita Leasing 12Y 2030 (COP)	1.521	3.420	**4.941**	4.272	3.943	3.613	3.283	1.129	**16.240**
AES Colombia	AES Colombia ST due 2025 (COP)	1.430	44.967	**46.397**	—	—	—	—	—	**—**
	Total	**50.465**	**146.088**	**196.553**	**300.309**	**287.801**	**3.613**	**3.283**	**1.129**	**596.135**

A continuación, se detallan los préstamos bancarios por empresa deudora e institución financiera al 31 de diciembre de 2023:

RUT	Empresa	País	Acreedor	Moneda	Amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Año vencimiento	Corriente	No corriente
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	AES Andes Green Loan $400mn 5Y 2026	US$	Semestral	7,56%	7,16%	2026	58.686	290.038
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	AES Andes Scotia Green $50mn 5Y 2027	US$	Al vencimiento	7,64%	7,34%	2027	1.297	49.456
94.272.000-9	AES Andes S.A	Chile	AES Andes ST Loan	US$	Al vencimiento	6,97%	6,92%	2024	216.462	—
94.272.000-9	AES Andes S.A	Chile	AES Andes SMBC-Mizuho Green 5Y 2027	US$	Al vencimiento	7,09%	6,86%	2027	2.436	148.276
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	AES Andes Citi US$ 35 M 35Y due 2026	US$	Al vencimiento	8,15%	7,54%	2026	437	34.571
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Líneas de sobregiro	$	Al vencimiento	13,42%	13,42%	2023	67	—
Extranjera	AES Colombia	Colombia	AES Colombia LT due 2027 (COP)	Col$	Trimestral	14,85%	14,79%	2027	42.658	90.521
Extranjera	AES Colombia	Colombia	AES Colombia LT 3Y due 2025 (COP)	Col$	Trimestral	15,23%	15,23%	2025	28.311	39.377
Extranjera	AES Colombia	Colombia	AES Colombia LT 3Y due 2026 (COP)	Col$	Trimestral	15,50%	15,50%	2026	9.379	13.082
Extranjera	AES Colombia	Colombia	AES Colombia LT 12Y due 2030 (COP)	Col$	Trimestral	17,09%	17,09%	2030	4.079	18.308
								Total	**363.812**	**683.629**

Pagos de capital e intereses no descontados al 31 de diciembre de 2023:

Empresa	Acreedor	Corriente			No Corriente					
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Más de 5 años	Total
AES Andes S.A.	AES Andes Green Loan $400mn 5Y 2026	33.148	43.753	**76.901**	98.860	224.821	—	—	—	**323.681**
AES Andes S.A.	AES Andes Scotia Green $50mn 5Y 2027	1.856	1.876	**3.732**	3.722	3.722	53.724	—	—	**61.168**
AES Andes S.A	AES Andes ST Loan	168.114	53.433	**221.547**	—	—	—	—	—	**—**
AES Andes S.A	AES Andes SMBC-Mizuho Green 5Y 2027	—	10.380	**10.380**	10.437	10.437	160.236	—	—	**181.110**
AES Andes S.A.	AES Andes Citi US$ 35 M 35Y due 2026	—	2.677	**2.677**	2.677	36.328	—	—	—	**39.005**
AES Andes S.A.	Líneas de sobregiro	67	—	**67**	—	—	—	—	—	**—**
AES Colombia	AES Colombia LT due 2027 (COP)	24.343	34.700	**59.043**	40.994	37.654	33.062	—	—	**111.710**
AES Colombia	AES Colombia LT 3Y due 2025 (COP)	1.354	33.206	**34.560**	15.994	—	—	—	—	**15.994**
AES Colombia	AES Colombia LT 3Y due 2026 (COP)	854	10.950	**11.804**	10.434	4.717	—	—	—	**15.151**
AES Colombia	AES Colombia LT 12Y due 2030 (COP)	1.726	4.973	**6.699**	6.150	5.602	5.053	4.504	5.271	**26.580**
	Total	**231.462**	**195.948**	**427.410**	**189.268**	**323.281**	**252.075**	**4.504**	**5.271**	**774.399**

b. Obligaciones con el público

A continuación, se detallan las obligaciones con el público por empresa deudora, serie, moneda, a tasa carátula y vencimientos al 31 de diciembre de 2024:

RUT	Nombre	País	Inscripción o Identificación del instrumento	Serie	Moneda o Unidad de Reajuste	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Plazo final	Corriente	No corriente
94.272.000-9	AES Andes	Chile	US$ 450 M Junior Notes due 2079	Bonos USD	US$	6,48%	6,35%	10/7/2079	3.413	225.238
94.272.000-9	AES Andes	Chile	US$ 425 M Junior Green Notes due 2025	Bonos USD	US$	5,31%	5,00%	14/7/2025	75.755	—
94.272.000-9	AES Andes	Chile	US$ 500M Senior Notes due 2029	Bonos USD	US$	6,73%	6,30%	15/3/2029	9.751	492.738
94.272.000-9	AES Andes	Chile	US$ 530M Senior Notes due 2055	Bonos USD	US$	8,33%	8,15%	6/10/2055	2.535	521.945
76.004.976-K	Angamos	Chile	US$ 600 M Senior Secured Notes 2029	Bonos USD	US$	5,26%	4,88%	25/5/2029	6.469	21.827
76.085.254-6	Cochrane	Chile	Bono 144A/Res S	Bonos USD	US$	6,80%	5,50%	14/5/2027	67.017	96.541
76.085.254-6	Cochrane	Chile	Bono Local Serie "A" $485 2034	Bonos USD	US$	6,75%	6,25%	14/11/2034	4.098	472.650
								Total	**169.038**	**1.830.939**

Pagos de capital e intereses no descontados al 31 de diciembre de 2024:

Nombre	Inscripción o Identificación del instrumento	Corriente			No Corriente					
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Más de 5 años	Total
AES Andes	US$ 450 M Junior Notes due 2079	—	14.504	**14.504**	14.504	14.504	14.504	14.504	953.598	**1.011.614**
AES Andes	US$ 425 M Junior Green Notes due 2025	1.852	75.936	**77.788**	—	—	—	—	—	**—**
AES Andes	US$ 500M Senior Notes due 2029	15.750	15.750	**31.500**	31.500	31.500	31.500	515.750	—	**610.250**
AES Andes	US$ 530M Senior Notes due 2055	—	43.195	**43.195**	43.195	43.195	43.195	43.195	1.631.473	**1.804.253**
Angamos	US$ 600 M Senior Secured Notes 2029	—	7.626	**7.626**	7.318	7.010	6.702	3.200	—	**24.230**
Cochrane	Bono 144A/Res S	—	73.791	**73.791**	71.957	33.269	—	—	—	**105.226**
Cochrane	Bono Local Serie "A" $485 2034	—	29.853	**29.853**	29.853	41.800	95.520	95.983	390.523	**653.679**
	Total	**17.602**	**260.655**	**278.257**	**198.327**	**171.278**	**191.421**	**672.632**	**2.975.594**	**4.209.252**

A continuación, se detallan las obligaciones con el público por empresa deudora, serie, moneda, a tasa carátula y vencimientos al 31 de diciembre de 2023:

RUT	Nombre	País	Inscripción o Identificación del instrumento	Serie	Moneda o Unidad de Reajuste	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Plazo final	Corriente	No corriente
94.272.000-9	AES Andes	Chile	US$ 550 M Junior Notes due 2079	Bonos USD	US$	7,27%	7,13%	26/3/2079	17.939	508.338
94.272.000-9	AES Andes	Chile	US$ 450 M Senior Notes due 2079	Bonos USD	US$	6,47%	6,35%	7/10/2079	4.885	323.768
94.272.000-9	AES Andes	Chile	US$ 409 M Senior Notes due 2025	Bonos USD	US$	5,22%	5,00%	14/7/2025	2.791	117.205
94.272.000-9	AES Andes	Chile	UF$ 1.0 M Senior Notes due 2024	SERIE B	U.F.	8,04%	7,50%	15/10/2024	15.792	—
76.004.976-K	Angamos	Chile	US$ 600 M Senior Secured Notes 2029	Bonos USD	US$	5,14%	4,88%	25/5/2029	6.502	28.035
76.085.254-6	Cochrane	Chile	Bono 144A/Res S	Bonos USD	US$	6,80%	5,50%	14/5/2027	62.068	159.522
76.085.254-6	Cochrane	Chile	Bono Local Serie "A" $485 2034	Bonos USD	US$	6,90%	6,25%	14/11/2034	4.084	471.193
								Total	**114.061**	**1.608.061**

Pagos de capital e intereses no descontados al 31 de diciembre de 2023:

Nombre	Inscripción o Identificación del instrumento	Corriente			No Corriente					
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Más de 5 años	Total
AES Andes	US$ 550 M Junior Notes due 2079	18.383	18.383	**36.766**	36.765	36.765	36.765	36.765	2.380.904	**2.527.964**
AES Andes	US$ 450 M Senior Notes due 2079	—	20.854	**20.854**	20.854	20.854	20.854	20.854	1.391.952	**1.475.368**
AES Andes	US$ 409 M Senior Notes due 2025	2.937	2.937	**5.874**	123.363	—	—	—	—	**123.363**
AES Andes	UF$ 1.0 M Senior Notes due 2024	—	16.500	**16.500**	—	—	—	—	—	**—**
Angamos	US$ 600 M Senior Secured Notes 2029	—	7.903	**7.903**	7.595	7.287	6.979	6.671	3.184	**31.716**
Cochrane	Bono 144A/Res S	—	71.708	**71.708**	73.791	71.958	33.269	—	—	**179.018**
Cochrane	Bono Local Serie "A" $485 2034	—	29.853	**29.853**	29.853	29.853	41.801	95.521	486.503	**683.531**
	Total	**21.320**	**168.138**	**189.458**	**292.221**	**166.717**	**139.668**	**159.811**	**4.262.543**	**5.020.960**

c. Cambios en pasivos producidos por actividades de financiación

A continuación, se detalla la evolución de las obligaciones financieras de la Compañía y los cambios en estas asociados a actividades de financiación al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Conciliación al 31 de diciembre de 2024	Saldo al 01 de enero de 2024	Cambios en actividades de financiamiento				Otros cambios				Saldo 31 de diciembre de 2024
		Nuevas obligaciones	Pago de obligaciones	Pago de intereses	Gastos Diferidos	Intereses devengados	Diferencia de cambio	Amort. gastos diferidos	Cambio Fair Value	
Préstamos Bancarios	**1.047.441**	**609.365**	**(924.539)**	**(72.555)**	**—**	**63.897**	**(14.697)**	**—**	**5**	**708.917**
AES Andes	801.726	522.891	(741.056)	(48.838)	—	46.901	(429)	—	—	581.195
AES Colombia	245.715	86.474	(183,483)	(23.717)	—	16.996	(14.268)	—	5	127.722
Obligaciones con el público	**1.722.122**	**1.030.000**	**(740.730)**	**(139.669)**	**(16.268)**	**145.277**	**(755)**	**—**	**—**	**1.999.977**
AES Andes	990.718	1.030.000	(674.298)	(96.607)	(16.268)	98.583	(755)	—	—	1.331.373
Angamos	34.537	—	(6.318)	(1.615)	—	1.692	—	—	—	28.296
Cochrane	696.867	—	(60.114)	(41.447)	—	45.002	—	—	—	640.308
Gastos diferidos	**(1.746)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**436**	**—**	**(1.310)**
AES Andes	(1.746)	—	—	—	—	—	—	436	—	(1.310)
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 11.1)	**6.009**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**6.893**	**12.902**
AES Andes	6.009	—	—	—	—	—	—	—	6.893	12.902
Instrumentos derivados no cobertura	**4.758**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(74)**	**—**	**92**	**4.776**
AES Andes	4.201	—	—	—	—	—	—	—	95	4.296
AES Colombia	557	—	—	—	—	—	(74)	—	(3)	480
Total	**2.778.584**	**1.639.365**	**(1.665.269)**	**(212.224)**	**(16.268)**	**209.174**	**(15.526)**	**436**	**6.990**	**2.725.262**

Conciliación al 31 de diciembre de 2023	Saldo al 01 de enero de 2023	Cambios en actividades de financiamiento				Otros cambios				Saldo al 31 de diciembre 2023
		Nuevas obligaciones	Pago de obligaciones	Pago de intereses	Gastos Diferidos	Intereses devengados	Diferencia de cambio	Amort. gastos diferidos	Cambio Fair Value	
Préstamos Bancarios	**1.089.539**	**419.318**	**(566.013)**	**(132.511)**	**(516)**	**141.100**	**92.686**	**3.832**	**6**	**1.047.441**
AES Andes	662.356	400.150	(263.310)	(53.210)	(516)	55.858	(1.809)	2.207	—	801.726
AES Colombia	427.183	19.168	(302.703)	(79.301)	—	85.242	94.495	1.625	6	245.715
Obligaciones con el público	**1.793.287**	**—**	**(76.137)**	**(111.946)**	**—**	**116.047**	**398**	**473**	**—**	**1.722.122**
AES Andes	999.864	—	(9.920)	(65.218)	—	65.119	398	473	—	990.716
Angamos	40.761	—	(6.318)	(1.924)	—	2.018	—	—	—	34.537
Cochrane	752.662	—	(59.899)	(44.804)	—	48.910	—	—	—	696.869
Gastos diferidos	**(723)**	**—**	**—**	**—**	**(1.394)**	**—**	**—**	**371**	**—**	**(1.746)**
AES Andes	(723)	—	—	—	(1.394)	—	—	371	—	(1.746)
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 11.1)	**9.289**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(3.280)**	**6.009**
AES Andes	9.258	—	—	—	—	—	—	—	(3.249)	6.009
AES Colombia	31	—	—	—	—	—	—	—	(31)	—
Instrumentos derivados no cobertura	**15**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**4.743**	**4.758**
AES Andes	15	—	—	—	—	—	—	—	4.186	4.201
AES Colombia	—	—	—	—	—	—	—	—	557	557
Total	**2.891.407**	**419.318**	**(642.150)**	**(244.457)**	**(1.910)**	**257.147**	**93.084**	**4.676**	**1.469**	**2.778.584**

NOTA 21 - PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

El análisis del vencimiento de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
	Bruto MUS$	Interés MUS$	Valor Presente MUS$	Bruto MUS$	Interés MUS$	Valor Presente MUS$
Menor a un año	12.545	(2.550)	9.995	8.967	(2.218)	6.749
Entre un año y cinco años	39.879	(23.402)	16.477	30.174	(11.857)	18.317
Más de cinco años	209.233	(91.810)	117.423	89.210	(29.822)	59.388
Total	**261.657**	**(117.762)**	**143.895**	**128.351**	**(43.897)**	**84.454**

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el monto reconocido en costo financiero asciende a MUS$6.605 y MUS$2.739, respectivamente.

El detalle de los pasivos por arrendamientos por vencimiento al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	Saldos Contables		Pagos de Intereses y Capital			Pago de Intereses y Capital					
	Corriente	No corriente	Menos 90 días	Más 90 días	Total Corriente	1-2 años	2-3 años	3-4 años	4-5 años	+ 5 años	Total no Corriente
31 de diciembre de 2024	9.995	133.900	4.195	8.350	12.545	12.443	10.960	8.634	8.678	209.233	249.948
31 de diciembre de 2023	6.749	77.705	3.386	5.580	8.966	8.834	8.949	7.354	5.038	89.210	119.385

Los flujos de efectivos por pagos de pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2024 y 2023, son MUS$6.653 y MUS$7.266, respectivamente.

A continuación, se detallan los arrendamientos por moneda y vencimientos al 31 de diciembre de 2024:

Acreedor	Moneda	Tasa	Saldos Contables		Pagos de Intereses y Capital		
			Corriente	No corriente	Menos 90 días	Más 90 días	Total Corriente
PASIVOS POR ARRENDAMIENTO							
Instalación Subestación Edelnor Transmisión	UF	2,81%	142	157	37	111	148
Arriendo Nueva Santa María BICE Seguros	UF	2,82%	464	11.948	198	595	793
PPA Hidroeléctrica El Paso S.P.A.	USD	4,44%	3.440	5.995	1.887	1.887	3.774
Terrenos Andes Solar	UF	2,82%	23	315	8	23	31
Terrenos Andes Solar II	UF	2,82%	172	3.118	—	196	196
Terrenos Andes Solar IV	UF	4,95%	82	1.709	—	104	104
Terrenos Los Olmos	UF/USD	3,02%	276	4.059	—	276	276
Terrenos Campo Lindo	UF/USD	3,61%	314	6.808	108	379	487
Terrenos San Matías	USD	2,39%	335	9.242	26	615	641
Terrenos Mesamávida	USD	2,82%	32	595	35	10	45
Terreno Bolero Solar	UF	6,15%	100	2.044	—	193	193
Leasing ISA Intercolombia SA ESP	Col$	13,26%	336	5.480	212	663	875
Terreno Cristales SpA	UF	4,81%	838	17.267	1.019	—	1.019
Terreno Solar Oriente SpA	UF	4,81%	1.531	31.510	—	1.881	1.881
Terreno San Carlos SpA	UF	4,81%	843	17.339	—	1.028	1.028
PASIVOS POR USUFRUCTO							
Terrenos Los Olmos	UF		389	6.248	—	389	389
Terrenos Mesamávida	UF/USD		678	10.066	665	—	665
	Total		**9.995**	**133.900**	**4.195**	**8.350**	**12.545**

Acreedor	Pago de Intereses y Capital					
	1-2 años	2-3 años	3-4 años	4-5 años	+ 5 años	Total no Corriente
PASIVOS POR ARRENDAMIENTO						
Instalación Subestación Edelnor Transmisión	147	12	—	—	—	**159**
Arriendo Nueva Santa María BICE Seguros	793	793	793	793	12.297	**15.469**
PPA Hidroeléctrica El Paso S.P.A.	3.842	2.347	—	—	—	**6.189**
Terrenos Andes Solar	23	23	23	23	283	**375**
Terrenos Andes Solar II	176	176	176	176	3.311	**4.015**
Terrenos Andes Solar IV	104	104	104	104	3.213	**3.629**
Terrenos Los Olmos	152	250	241	241	5.998	**6.882**
Terrenos Campo Lindo	475	478	474	474	7.210	**9.111**
Terrenos San Matías	615	615	615	615	14.296	**16.756**
Terrenos Mesamávida	25	29	29	29	764	**876**
Terreno Bolero Solar	193	193	193	193	2.705	**3.477**
Leasing ISA Intercolombia SA ESP	916	958	1.004	1.048	3.850	**7.776**
Terreno Cristales SpA	1.019	1.019	1.019	1.019	32.605	**36.681**
Terreno Solar Oriente SpA	1.881	1.881	1.881	1.881	62.071	**69.595**
Terreno San Carlos SpA	1.028	1.028	1.028	1.028	34.688	**38.800**
PASIVOS POR USUFRUCTO						
Terrenos Los Olmos	389	389	389	389	9.326	**10.882**
Terrenos Mesamávida	665	665	665	665	16.616	**19.276**
	12.443	**10.960**	**8.634**	**8.678**	**209.233**	**249.948**

A continuación, se detallan los arrendamientos por moneda y vencimientos al 31 de diciembre de 2023:

Acreedor	Moneda	Tasa	Saldos Contables		Pagos de Intereses y Capital		
			Corriente	No corriente	Menos 90 días	Más 90 días	Total Corriente
PASIVOS POR ARRENDAMIENTO							
Instalación Subestación Edelnor Transmisión	UF	2,81 %	150	325	40	121	161
Arriendo Nueva Santa María BICE Seguros	UF	2,82 %	492	13.490	216	647	863
PPA Hidroelectrica El Paso S.P.A.	USD	4,44 %	3.249	9.435	1.876	1.854	3.730
Terrenos Andes Solar	UF	3,66 %	59	2.336	—	138	138
Terrenos Andes Solar II	UF	2,82 %	169	3.476	—	191	191
Terrenos Los Olmos	UF/USD	3,02 %	274	4.450	167	269	436
Terrenos Campo Lindo	UF/USD	3,61 %	302	7.586	117	392	509
Terrenos San Matías	USD	2,39 %	302	9.402	—	615	615
Terrenos Mesamávida	USD	2,82 %	26	660	21	11	32
Terreno Bolero Solar	UF	6,15 %	107	2.286	—	152	152
Leasing ISA Intercolombia SA ESP	Col$	9,52 %	314	6.711	237	731	968
Arriendo Carlos Pellegrini - Berkley International Seguros	USD	11,73 %	47	—	14	36	50
PASIVOS POR USUFRUCTO							
Terrenos Los Olmos	UF		424	6.911	—	423	423
Terrenos Mesamávida	UF/USD		834	10.637	698	—	698
	Total		**6.749**	**77.705**	**3.386**	**5.580**	**8.966**

Acreedor	Pago de Intereses y Capital					
	1-2 años	2-3 años	3-4 años	4-5 años	+ 5 años	Total no Corriente
PASIVOS POR ARRENDAMIENTO						
Instalación Subestación Edelnor Transmisión	161	161	13	—	—	**335**
Arriendo Nueva Santa María BICE Seguros	863	863	863	863	14.243	**17.695**
PPA Hidroeléctrica El Paso S.P.A.	3.774	3.842	2.346	—	—	**9.962**
Terrenos Andes Solar	138	138	138	138	3.951	**4.503**
Terrenos Andes Solar II	191	191	191	191	3.819	**4.583**
Terrenos Los Olmos	269	269	269	260	6.470	**7.537**
Terrenos Campo Lindo	508	509	509	507	8.249	**10.282**
Terrenos San Matías	615	615	615	615	14.938	**17.398**
Terrenos Mesamávida	32	32	32	32	874	**1.002**
Terreno Bolero Solar	152	152	152	152	2.297	**2.905**
Leasing ISA Intercolombia SA ESP	1.010	1.056	1.105	1.159	5.650	**9.980**
PASIVOS POR USUFRUCTO						
Terrenos Los Olmos	423	423	423	423	10.570	**12.262**
Terrenos Mesamávida	698	698	698	698	18.149	**20.941**
	8.834	**8.949**	**7.354**	**5.038**	**89.210**	**119.385**

NOTA 22 - CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar son los siguientes:

	Corrientes	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Acreedores comerciales	61.941	256.126
Acreedores comerciales no facturados	167.949	208.113
Otras cuentas por pagar [1]	194.442	64.930
Total	**424.332**	**529.169**

[1] Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la porción corriente incluye principalmente pasivos por impuesto a las emisiones de partículas contaminantes (impuestos verdes), por impuestos a las ventas e impuesto adicional, pasivos con terceros asociados a los empleados además de anticipos de clientes.

La Compañía ha establecido acuerdos de financiamiento con proveedores que se ofrece a algunos de los principales proveedores de la Compañía en Chile y el extranjero. Para que el proveedor de financiamiento pague las facturas, los bienes deben haber sido recibidos o suministrados y las facturas aprobadas por la Compañía.

La Compañía es fiador o codeudor solidario hasta MUS$200.000 millones en favor de bancos y/o empresas de financiamiento para caucionar el cumplimiento de pagos de obligaciones de las filiales, Andes Solar SpA, Andes Solar II SpA y Bolero (BESS).

Todos los pasivos comerciales sujetos al acuerdo de financiamiento con proveedores están incluidos en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar en el estado consolidado de situación financiera y dentro de acreedores comerciales en la tabla anterior.

	31 de diciembre de 2024
Importe en libros de las cuentas por pagar comerciales que forman parte de un acuerdo de financiamiento con proveedores	123.195
Proveedores que han recibido pago del proveedor de financiamiento (empresa confirming)	(603.670)

No hubo cambios significativos no monetarios en el monto en libros de las cuentas por pagar comerciales incluidas en el acuerdo de financiamiento con de proveedores la Compañía.

NOTA 23 - PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los saldos de provisiones son los siguientes:

	Corriente		No corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Provisión de reclamaciones legales	59	33	—	—
Costos de desmantelamiento	—	—	81.976	85.661
Otras provisiones	16.939	15.635	8.602	7.890
Total	**16.998**	**15.668**	**90.578**	**93.551**

1. Provisiones reclamaciones legales

Los saldos corrientes corresponden principalmente a provisiones por contingencias legales. Un detalle de las principales contingencias se presenta en la Nota 32.

Considerando las características propias de este tipo de provisiones no es posible determinar de manera fiable un calendario de fechas de pago si, en cada caso, correspondiere realizar dicho desembolso.

2. Provisiones por Desmantelamiento y Rehabilitación

El saldo no corriente de estas provisiones corresponde íntegramente al costo de retiro de activos y rehabilitación de los terrenos en que se ubican distintas centrales del Grupo. El plazo esperado de desembolsos fluctúa entre 20 y 40 años, dependiendo de las leyes, regulaciones o contratos que originan la obligación.

3. Otras Provisiones

Corresponden principalmente a pasivos contingentes por nuevos proyectos en etapa de desarrollo.

4. Movimiento de provisiones

	Reclamaciones legales	Costos de desmantelamiento	Otras provisiones	Total
Saldo inicial al 01 enero de 2023	**95**	**120.607**	**22.552**	**143.254**
Cambios en el valor actual de las obligaciones	—	6.040	—	6.040
Incremento (disminución) en provisiones existentes	(62)	(37.621)	973	(36.710)
Recupero provisión	—	(3.365)	—	(3.365)
Saldo 31 de diciembre de 2023	**33**	**85.661**	**23.525**	**109.219**
Cambios en el valor actual de las obligaciones	—	4.491	—	4.491
Incremento (disminución) en provisiones existentes	26	15.363	2.016	17.405
Reclasificación a pasivos relacionados con mantenidos para la venta	—	(23.539)	—	(23.539)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**59**	**81.976**	**25.541**	**107.576**

NOTA 24 - BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

AES Andes S.A. y algunas de sus subsidiarias otorgan diferentes planes de beneficio post empleo a parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la Nota 4.14.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el saldo de las obligaciones post empleo es el siguiente:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Corriente	4.231	5.135
No corriente	23.412	23.818
Total	**27.643**	**28.953**

24.1.- Valor presente de las obligaciones post-empleo

El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Saldo inicial	**28.953**	**29.973**
Costo del servicio corriente obligación	1.556	1.794
Costo por intereses por obligación	1.793	1.864
Pérdidas (Ganancias) actuariales - Supuestos demográficos	4.092	(1.239)
Pérdidas (Ganancias) actuariales - Supuestos Financieros	311	1.041
Disminución por diferencias de cambio de moneda extranjera	(3.649)	(970)
Contribuciones pagadas obligación	(2.827)	(3.510)
Reclasificación a pasivos relacionados con activos mantenidos para la venta	(2.586)	—
Saldo final	**27.643**	**28.953**

24.2.- Gastos reconocidos en resultados

Los montos registrados en los resultados consolidados e incluidos en “Costo de ventas” y “Gastos de administración” en el estado de resultados integrales en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son los siguientes:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos	1.556	1.794
Costo por intereses plan de beneficios definidos	1.793	1.864
Pérdida por reducción y liquidación plan beneficios definidos	1.464	3.207
Impacto total en resultado	**4.813**	**6.865**

24.3.- Otras revelaciones

a. **Supuestos actuariales:**

Los siguientes son los supuestos utilizados en el cálculo actuarial:

	Chile		Colombia	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Tasa de descuento nominal utilizada	6,00 %	5,62 %	11,50 %	11,25 %
Tasa esperada de incrementos salariales	5,67 %	5,06 %	4,00 %	4,00 %
Tabla de mortalidad	Tablas emitidas según norma conjunta de la Comisión Mercado Financiero y Superintendencia de AFP		Tablas emitidas según organismos norteamericanos GAM 1971	

b. **Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2024, la sensibilidad del valor del total de las obligaciones post empleo ante variaciones de la tasa de descuento, la tasa de aumento salarial y la tasa de rotación, genera los siguientes efectos:

	Tasa de sensibilización	Disminución	Incremento
Sensibilización de la tasa de descuento	**0,25%**	465	(450)
Sensibilización del aumento en salarios	**0,25%**	(336)	346

NOTA 25 - OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los saldos de otros pasivos no financieros son los siguientes:

	Corriente		No Corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Ingresos diferidos (Nota 25.1)	5.348	5.348	25.414	30.763
Pasivos acumulados (Nota 25.2)	23.128	23.877	491	1.017
Total	**28.476**	**29.225**	**25.905**	**31.780**

25.1.- Ingresos diferidos

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los ingresos diferidos son los siguientes:

	Corriente		No Corriente	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Ingreso Anticipado Escondida	48	48	49	96
Ingreso Anticipado Grace	26	26	244	271
Ingreso Anticipado Alto Maipo	5.274	5.274	25.121	30.396
Total	**5.348**	**5.348**	**25.414**	**30.763**

25.2.- Pasivos acumulados

Corresponden principalmente a provisiones de vacaciones y otros beneficios del personal de la Compañía, devengados a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

NOTA 26 - PATRIMONIO NETO

26.1.- Gestión del capital

El patrimonio incluye capital emitido, primas de emisión, otras participaciones, otras reservas y ganancias (pérdidas) acumuladas.

El objetivo principal de la gestión de capital de la Compañía es asegurar el mantenimiento de una calificación de crédito robusta e indicadores de capital sólidos de forma de soportar el negocio y maximizar el valor a los accionistas.

La Compañía gestiona su estructura de capital y realiza los ajustes a la misma, a la luz de los cambios en las condiciones económicas. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía podrá ajustar el pago de dividendos a los accionistas, el capital de retorno a los accionistas o emitir nuevas acciones.

Conforme a acuerdo adoptado en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 10 de agosto de 2023, se aprobó solicitar la cancelación voluntaria de la inscripción de las acciones de la Sociedad en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, según se dispone en el inciso sexto del artículo 2° de la Ley de Sociedades Anónimas ("LSA"). Lo anterior dio a los accionistas disidentes y ausentes el derecho a retirarse de la Sociedad, previo pago por ésta del valor de sus acciones, todo ello conforme a lo establecido en los artículos N° 69 y siguientes de la LSA y los artículos N°126 y siguientes de su Reglamento. Al 31 de diciembre de 2024, 6.833.135 acciones fueron transferidas conforme al ejercicio del referido derecho.

Con excepción de lo indicado en el párrafo precedente, no se han realizado otros cambios en los objetivos, políticas o procedimientos relacionados con capital durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

26.2.- Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2024 el capital social de la Compañía está compuesto por 10.376.645.776 acciones suscritas y pagadas.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 21 de abril de 2023 se acordó disminuir el capital social de AES Andes desde US$2.095.634.136 a US$1.975.633.416, el que se encuentra íntegramente suscrito y pagado. La disminución por US$120.000.720 fue pagada con fecha 26 de septiembre de 2023. Como consecuencia de dicha disminución, el capital social quedó como sigue: US$1.975.633.416, dividido en 10.376.645.776 acciones, de una misma y única serie, sin valor nominal, íntegramente suscrito y pagado.

El 10 de agosto de 2023 en Junta Extraordinaria de Accionistas se acordó disminuir el capital social de AES Andes desde US$1.975.633.416 a US$1.843.633.143, el que se encuentra íntegramente suscrito y pagado. La disminución por US$132.000.273, fue pagada el 19 de diciembre de 2023. Como consecuencia de dicha disminución, el capital social quedó como sigue: US$1.843.633.143, dividido en 10.376.645.776 acciones, de una misma y única serie, sin valor nominal, íntegramente suscrito y pagado.

Asimismo, el 13 de agosto de 2024 en Junta Extraordinaria de Accionistas se acordó disminuir el capital social de AES Andes desde US$1.843.633.143 a US$1.693.632.502, el que se encuentra íntegramente suscrito y pagado. La disminución por US$150.000.641, fue pagada el 25 de septiembre de 2024. Como consecuencia de dicha disminución, el capital social quedó como sigue: US$1.693.632.502, dividido en 10.376.645.776 acciones, de una misma y única serie, sin valor nominal, íntegramente suscrito y pagado.

26.3.- Política de Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 30 de abril de 2024, se acordó la distribución como dividendos entre los accionistas de la Compañía de hasta el 100% de las utilidades netas recurrentes que se generen durante el año 2024, en la medida que hubiere utilidades retenidas disponibles. El cumplimiento de esta política de dividendos quedará condicionada a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados de las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad en relación con su desempeño financiero, a la disponibilidad de caja y al mantenimiento eficiente de sus operaciones para el período posterior. También se deberá considerar la necesidad de aportar recursos propios al financiamiento de proyectos de inversión y de construcción, al cumplimiento de las obligaciones y restricciones que, en materia de dividendos, contienen los estatutos de la Compañía y la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, así como también los contratos de crédito y de emisión de bonos suscritos con acreedores, los que básicamente consisten en estar al día en el cumplimiento de las obligaciones de no hacer definidas en los respectivos contratos de créditos, al pago de intereses en las fechas de pago y al cumplimiento de la política de caja e inversiones.

Finalmente, se acordó autorizar al Directorio, bajo la responsabilidad de los directores que concurran al acuerdo, distribuir dividendos provisorios durante el ejercicio del año 2024 con cargo a las utilidades del mismo, siempre que no hubiere pérdidas acumuladas. En cuanto a los dividendos para los años sucesivos, el Directorio consideró adecuado mantener en el mediano plazo una política similar a la expuesta. En el año 2024, AES Andes no distribuyó ni declaró dividendos.

26.4.- Ganancias (pérdidas) acumuladas

El siguiente es el detalle de las pérdidas en cada ejercicio:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Saldo Inicial	(988.708)	(813.842)
Resultado del ejercicio	131.275	(174.866)
Saldo Final	**(857.433)**	**(988.708)**

26.5.- Otras participaciones en el patrimonio

El detalle de las otras participaciones en el patrimonio se detalla a continuación:

	Planes de opciones sobre acciones [1]	Total
Saldo 01 de enero de 2023	**11.029**	**11.029**
Plan de opciones sobre acciones	203	203
Saldo 31 de diciembre de 2023	**11.232**	**11.232**
Plan de opciones sobre acciones	302	302
Saldo 31 de diciembre de 2024	**11.534**	**11.534**

[1] Ver nota 4.14.

26.6.- Otras Reservas

En la siguiente página se puede observar el detalle de las Otras Reservas al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Reserva de diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas por planes de beneficios definidos	Reserva conversión patrimonio[1]	Otras reservas	Total
Saldos al 1 de enero de 2023	(211.474)	(120.777)	(16.877)	(133.206)	178.037	(304.297)
Derivados reconocidos en resultados	—	(18.817)	—	—	—	(18.817)
Derivados reconocidos en otras reservas	—	9.949	—	—	—	9.949
Impuesto diferido	—	3.152	(181)	—	—	2.971
Participaciones no controladoras (neto de impuesto)	—	(1.739)	—	—	—	(1.739)
Diferencia de conversión subsidiaria	75.741	—	—	—	—	75.741
Otras variaciones	—	—	225	—	2.860	3.085
Saldo al 31 de diciembre de 2023	**(135.733)**	**(128.232)**	**(16.833)**	**(133.206)**	**180.897**	**(233.107)**
Derivados reconocidos en resultados	—	5.997	—	—	—	5.997
Derivados reconocidos en otras reservas	—	(9.359)	—	—	—	(9.359)
Impuesto diferido	—	809	1.169	—	—	1.978
Participaciones no controladoras (neto de impuesto)	—	(1.908)	—	—	—	(1.908)
Diferencia de conversión subsidiaria	(50.667)	—	—	—	—	(50.667)
Otras variaciones	—	—	(4.019)	—	5.219	1.200
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**(186.400)**	**(132.693)**	**(19.683)**	**(133.206)**	**186.116**	**(285.866)**

[1] Corresponde al ajuste por la diferencia entre el capital pagado a tipo de cambio de cierre al 31 de diciembre de 2008 y su valor histórico, de acuerdo con lo señalado en Oficio Circular 456 del 20 de junio de 2008 de la Comisión de Mercado Financiero.

26.7.- Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias

Las subsidiarias de AES Andes pueden repartir dividendos siempre y cuando se cumplan con las restricciones, ratios y limitaciones establecidas en sus respectivos contratos de créditos. Ver Nota 32.2 para mayor detalle del cumplimiento de los ratios asociados con compromisos financieros.

NOTA 27 - INGRESOS

Los ingresos ordinarios por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se presentan en el siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Ventas de energía y potencia contratos [1]	1.508.377	1.753.004
Ventas de energía y potencia spot	733.752	881.432
Ingresos por transmisión	84.357	92.882
Otros ingresos ordinarios [2]	16.525	14.332
Total	**2.343.011**	**2.741.650**

(1) Las ventas de energía y potencia de contratos incluyen traspasos de costos de acuerdo con lo establecido en contratos de suministro con clientes no regulados principalmente que incluyen costos de combustible, costos de sistema de transmisión, redireccionamiento de energía e impuesto a las emisiones, entre otros.

(2) Dentro de los "Otros ingresos ordinarios" se incluyen principalmente ingresos por venta de carbón.

NOTA 28 - COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES

28.1.- Gastos por naturaleza

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración por ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 clasificados en las siguientes líneas de estado de resultados integrales: "Costo de ventas" y "Gastos de administración".

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Consumo de combustible	407.325	797.942
Costo de venta de combustible	13	674
Compras de energía y potencia	763.961	665.506
Otros costos combustibles	67.919	77.833
Costo uso sistema de transmisión	92.372	99.714
Otros costos variables	49.957	34.651
Gastos de Personal productivo	69.125	73.667
Recuperación de seguros	(7.639)	—
Otros costos fijos	173.931	199.986
Depreciación	174.328	178.925
Amortización	5.312	5.662
Costo de venta	**1.796.604**	**2.134.560**
Gastos de personal administrativo	22.813	29.210
Otros gastos de administración	62.782	65.115
Gastos de administración	**85.595**	**94.325**

28.2.- Gastos de personal

Los gastos de personal por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se presentan en el siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Sueldos y salarios	53.566	57.691
Beneficios a corto plazo a los empleados	30.722	31.720
Beneficios por terminación de relación laboral	4.813	6.865
Transacciones con pagos basados en acciones	805	897
Otros gastos de personal	2.032	5.704
Total	**91.938**	**102.877**

NOTA 29 - OTRAS GANANCIAS / (PÉRDIDAS)

El detalle del rubro Otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Ajuste a valor razonable de Grupo Ventanas [1]	(100.035)	—
Resultado por venta de subsidiarias	6.862	1.062
Deterioro Propiedades, plantas y equipos [2]	(773)	(298.099)
Costo extinción y restructuración de deudas	(8.308)	(1.477)
Recuperación seguro	8.942	447
Ajuste a valor razonable por venta cuenta por cobrar	(2.001)	(234)
Dividendo Gasandes	3.816	5.727
Resultado por venta/retiro de activos fijos e intangibles	176	(2.368)
Castigo impuesto por recuperar	(1.574)	(2.273)
Finalización contrato con Fluence	3.800	—
Ajuste pasivo contingente proyectos	215	—
Costos de restructuración	(2.952)	(6.269)
Acuerdo venta planta Laja	—	4.582
Ingreso recuperación arbitraje	—	1.786
Castigo cuentas por pagar	1.356	—
Otros ingresos (egresos) varios	(4.328)	583
Total	**(94.804)**	**(296.533)**

[1] El 11 de diciembre de 2024, AES Andes suscribió un acuerdo con Quintero Energía SpA para la venta del 100% de las acciones del Grupo Ventanas (Empresa Eléctrica Ventanas SpA y Núcleo SpA). Ventanas cuenta con dos unidades operativas, Ventanas 3 y 4 de 267 MW y 270 MW respectivamente, ubicadas en la comuna de Puchuncaví, Región de Valparaíso. Producto de esta transacción, AES Andes ajustó a valor razonable los activos de sus filiales generando una pérdida de MUS$100.035.

[2] Con fecha 25 de mayo de 2023, AES Andes informó a la Comisión Nacional de Energía, a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y al Coordinador Eléctrico Nacional, la desconexión definitiva de las unidades de generación a carbón Norgener 1 y Norgener 2, que conforman la Central Termoeléctrica Norgener con una capacidad instalada de 276 MW ubicado en la comuna de Tocopilla, Región de Antofagasta, Chile. En atención a esto, AES Andes registró una pérdida por deterioro de Propiedad Planta y Equipos por MUS$298.099 en 2023. El cierre definitivo se produjo el 15 de abril de 2024.

NOTA 30 - RESULTADOS FINANCIEROS

El detalle del resultado financiero por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se presenta en el siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Ingresos por activos financieros	86.089	81.810
Otros ingresos financieros	1.149	244
Total ingresos financieros	**87.238**	**82.054**
Intereses por préstamos bancarios	(67.999)	(141.100)
Intereses por bonos	(136.247)	(116.047)
Ganancia / (pérdida) por valoración derivados financieros netos	(209)	(2.694)
Intereses por pasivos por arrendamientos	(6.605)	(2.739)
Otros gastos	(23.307)	(20.075)
Gastos financieros activados	40.938	66.947
Total gasto financiero	**(193.429)**	**(215.708)**
Diferencia de cambio neta	(28.350)	(155.695)
Total resultado financiero	**(134.541)**	**(289.349)**

NOTA 31 - CONTINGENCIAS Y COMPROMISOS

31.1.- Litigios y/o procedimientos administrativos

La Compañía revisa trimestralmente el estado de los litigios y/o procedimientos administrativos y considera que las provisiones registradas al 31 de diciembre de 2024 cubren adecuadamente los riesgos por litigios (ver Nota 4.16).

AES Andes y subsidiarias mantienen juicios o procedimientos administrativos de diversa índole para los cuales no es posible determinar con exactitud los efectos económicos eventuales que estos podrían tener sobre los estados financieros consolidados ante fallos adversos. En algunos de estos casos, si bien no se ha constituido una provisión, la administración ha decidido informar los detalles de cada proceso por cuanto éstos han cobrado notoriedad pública.

Dadas las características de estas contingencias, no es posible determinar un calendario razonable de pago si, en su caso hubiere alguno; ni tampoco cualquier reembolso que se pueda obtener de ellas.

a) Procesos legales relacionados con AES Andes ("Andes")

i) Demanda por Daño Ambiental en contra de AES Andes

En el mes de julio del año 2016, dos organizaciones sindicales de pescadores, buzos, y otros oficios vinculados a la extracción de productos del mar, junto a 18 personas habitantes de las localidades de Horcón y Ventanas, interpusieron una demanda ante el Segundo Tribunal Ambiental de Santiago en contra de AES Andes, el Ministerio de Medio Ambiente, y otras 10 empresas ubicadas en la zona (CODELCO, Puerto Ventanas, Empresa Nacional de Electricidad, GNL Quintero, Empresas COPEC, Gasmar, Oxiquim, Petróleos Asfaltos y Combustibles S.A., Melón Cementos y ENAP) por el supuesto daño ambiental ocasionado por las empresas, autorizadas por el Estado.

La acción pretende que se repare el daño ambiental de las bahías de Quintero y Ventanas, supuestamente derivado de la actividad industrial desarrollada por las demandadas y propone al efecto la creación de un fondo al que aporten estas últimas, cuyo objeto sea financiar los estudios que permitan determinar el estado actual de los componentes del medio ambiente y las medidas de reparación que resulte necesario adoptar. En los próximos meses el Tribunal debe dictar sentencia.

ii) Investigaciones Sumarias Administrativas de la Gobernación Marítima de Valparaíso.

AES Andes ha sido objeto de dos investigaciones por parte de la Fiscalía Marítima de Valparaíso.

(1) La primera de ellas, se instruyó por medio de Dictamen Fiscal de fecha 24 de octubre de 2017 atribuyéndose a AES Andes, entre otros, descargas no autorizadas de partículas de carbón combustionado y sin combustionar, entre el periodo que va del 8 de noviembre del 2012 al 8 de noviembre del 2013. Luego de concluido el procedimiento mediante resolución del Gobernador Marítimo que impuso multas de 35.000 pesos oro (MUS$373) tanto a AES Andes como a Puerto Ventanas S.A. Con fecha 17 de enero de 2023, AES Andes presentó una invalidación administrativa respecto de la decisión del Gobernador Marítimo, la cual fue rechazada con fecha 23 de marzo de 2023. AES Andes no concuerda con las conclusiones de la resolución y se encuentra revisando distintas alternativas de impugnación ante distintos organismos.

(2) La segunda investigación fue instruida con fecha 23 de enero de 2019, referida a los hechos ocurridos en el período enero 2018 y enero 2019. Con fecha 22 de julio se notificó la resolución del Gobernador Marítimo que si bien da lugar a nuestros descargos, reconoce la existencia de la infracción, sin aplicar una sanción ya que los hechos fueron sancionados con la multa aplicada en la primera Investigación Sumaria Administrativa. Con fecha 12 de agosto de 2024, AES Andes presentó un recurso de reconsideración siendo rechazado con fecha 08 de octubre de 2024. AES Andes no concuerda con las conclusiones de la resolución y se encuentra revisando distintas alternativas de impugnación ante distintos organismos.

iii) Formulación de cargo de la SMA en contra de AES Andes, Complejo Ventanas.

Con fecha 21 de abril de 2023, AES Andes, fue notificado de la Resolución Exenta N°1/Rol F-017-2023, que formuló cargos por la siguiente infracción: “No reducción del 11% de las emisiones de SO2 en nivel de Alerta, de acuerdo al Plan Operacional 2022”. El hecho u omisión descrito constituiría una infracción al literal c) del artículo 35 de la Ley Orgánica de la SMA, clasificada como infracción grave. Con fecha 24 de mayo de 2023, AES Andes presentó sus descargos y el 10 de mayo de 2024, la Compañía fue notificada de una multa por MUS$181, respecto de la cual, el 3 de junio de 2024, se interpuso recurso de reclamación ante el Tribunal Ambiental. La vista de la causa se encuentra agendada para el 09 de abril de 2025.

iv) Arbitraje con Compañía General de Electricidad S.A.

El 8 de octubre de 2019, AES Andes interpuso ante el Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Santiago (en adelante, “CAM Santiago”), una demanda de cumplimiento forzado de contrato para que Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE”), sea condenada a dar efectivo cumplimiento a cuatro contratos de suministro eléctrico suscritos el año 2007, con motivo a la menor energía que CGE ha asignado a estos contratos hasta el 30 de diciembre de 2019, en relación con otros contratos suscritos por CGE en la misma licitación.

Con fecha 29 de abril de 2024 a CAM Santiago emitió sentencia favorable a AES Andes, ordenando a CGE el pago de M$18.300.378 (MUS$18.365). Con fecha 7 de mayo de 2024 CGE presentó recurso de queja en contra del laudo arbitral, alegando falta grave o abuso del árbitro en la dictación de la sentencia. Con fecha 11 de noviembre de 2024 la Corte de Apelaciones de Santiago rechazó el recurso presentado por CGE. El fallo se encuentra en proceso de ejecución.

v) AES Andes S.A. en contra de Compañía Minera Zaldívar SpA

En diciembre de 2022, AES Andes solicitó la designación judicial de árbitro en relación con la disputa con Compañía Minera Zaldívar SpA ("CMZ") relacionada con la prorrata de participación en ciertos pagos bajo el Segundo Contrato de Arriendo de Línea de Transmisión de fecha 31 de diciembre de 1998 suscrito entre AES Andes y CMZ. AES solicita el cumplimiento de las obligaciones de Zaldívar en virtud del contrato, de pagar a AES Andes la tarifa regulada correspondiente (obligación ya establecida por resolución arbitral del año 2019). CMZ contestó la demanda el 18 de julio de 2023, presentando demanda reconvencional en contra de AES Andes, en la que solicita la terminación anticipada del contrato y en subsidio, el ajuste de la tarifa de arrendamiento, la que fue contestada por AES Andes, conjuntamente con la dúplica de la demanda principal, con fecha 31 de agosto de 2023. A la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados se cerró la etapa de discusión, estando actualmente en etapa de conciliación. Sin embargo, tras una recusación amistosa, el árbitro renunció al cargo. Con fecha 5 de diciembre de 2024 las partes designaron a un nuevo árbitro de común acuerdo, y el procedimiento se reaunudará en fase probatoria.

vi) Demanda Civil de Indemnización de Perjuicios a GasAtacama Chile S.A.

En mayo de 2017, AES Gener S.A. (hoy AES Andes) y Empresa Eléctrica Angamos SpA interpusieron demanda civil por daños y perjuicios en contra de GasAtacama Chile, por un monto de MUS$37.400 y MUS$26.300 respectivamente, por los perjuicios ocasionadas durante el período comprendido entre 2011 y 2015 como consecuencia de la entrega de información no fidedigna al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC, hoy Coordinador Eléctrico Nacional), que obligó a las demandantes a asumir mayores costos que debieron ser asumidos por los actores del sistema eléctrico. Con fecha 15 de mayo de 2018, el tribunal acumuló la causa con aquella iniciada por Engie Energía Chile S.A. y sus filiales, actuando desde ese entonces con apoderado común.

Con fecha 17 de octubre de 2023, el 24° Juzgado Civil de Santiago dictó sentencia favorable para las demandantes, obligando a GasAtacama a resarcir perjuicios por un valor que no se encuentra determinado a la fecha pero que, preliminarmente se estima en una suma cerca a los MUS$24.000.

A la fecha de emisión de estos Estados Financieros Consolidados, se presentaron recursos de casación en la forma y apelación contra la sentencia.

vii) Arbitraje contra Puerto Ventanas S.A.

Con fecha 4 de septiembre de 2024 AES Andes S.A. presentó una demanda de indemnización de perjuicios en contra de Puerto Ventanas S.A. ("PVSA") por sobrecostos o *demurrage* por aproximadamente MUS$27.000 soportados por AES Andes S.A. por incumplimientos de parte de PVSA al Contrato de Descarga de Carbón durante los años 2021 y 2022, por una incorrecta asignación de prioridades en la atención de las naves, y desde del 29 de diciembre de 2022 en adelante, producto del incendio ocurrido en Puerto Ventanas. Con fecha 27 de octubre de 2024 PVSA contestó la demanda y presentó demanda reconvencional en contra de AES Andes S.A. por aproximadamente MUS$5.000, en razón de demurrages incorrectamente pagados por PVSA a AES Andes S.A. Actualmente el proceso se encuentra en fase de discusión.

b) Procesos legales relacionados con la subsidiaria Empresa Eléctrica Cochrane SpA ("Cochrane")

i) Arbitrajes Cochrane con SQM S.A.

El 15 de septiembre de 2021, Cochrane dedujo ante el CAM Santiago una demanda declarativa en contra de SQM a fin de que se declare que la tarifa de suministro bajo el contrato debe ajustarse como consecuencia de la modificación del costo económico que conlleva la entrada en vigencia de un procedimiento interno del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por su parte y con fecha 21 de enero de 2022, SQM presentó ante el mismo Tribunal y con motivo de la misma discusión del primer arbitraje, una demanda de término anticipado de los contratos de suministro eléctrico vigente entre las partes y la indemnización de perjuicios avaluados por SQM en la suma de MUS$5.900.

Con fecha 26 de noviembre de 2024 el Tribunal acogió la demanda de Cochrane decretando que debe ajustarse la tarifa en los términos demandado por Cochrane.

c) Procesos legales relacionados con la subsidiaria AES Colombia

i) Acción de Nulidad Simple contra los actos administrativos mediante los cuales se aprobó la enajenación de la Central Hidroeléctrica Chivor

Con fecha 25 de mayo de 2021, el Sr. Wilson Alexander Calderón Roa radicó una acción de nulidad simple dirigida contra el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia. Las pretensiones de la demanda van dirigidas a (i) que se declare la nulidad del Decreto 1740 de 1996, por el cual se aprueba el programa de enajenación de la Central Hidroeléctrica Chivor, (ii) se declare la nulidad de la Resolución 3121 del 20 de diciembre de 1996 por medio de la cual se adjudican las acciones de la sociedad Chivor S.A. E.S.P., segunda emisión, y (iii) que se profieran las ordenes pertinentes para que las situaciones jurídicas regresen al estado anterior a la venta de la Central Hidroeléctrica de Chivor.

La demanda fue admitida el 16 de septiembre de 2022. AES Colombia participa como tercero con interés.

Por auto del 30 de mayo de 2023 se decidió que el proceso se debe centrar exclusivamente en el juicio de legalidad frente al Decreto 1740 de 1996 y no tendrán en cuenta las pretensiones del actor en contra de la Resolución 3121 de 20 de diciembre de 1996, expedido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público ni, consecuencialmente, sobre las Escrituras 5000 y 5100 de 1996.

Habiendo sido admitida parcialmente la demanda, AES Colombia contestó la acción de nulidad defendiendo el acto jurídico demandado, estableciendo todos los argumentos para demostrar que se cumplieron con los requerimientos de ley, y por ende resaltando la falta de mérito de la acción.

Mediante auto notificado el 13 de marzo de 2024, el Despacho ordenó dar aplicación al artículo 42 de la Ley 2080 de 2021, con el fin de dictar sentencia anticipada en el caso. El accionante solicitó se declare la nulidad de todo lo actuado a partir del auto admisorio de la demanda, y el pasado 8 de octubre de 2024 fuimos notificados del auto mediante el cual el Consejo de Estado se pronunció negando el incidente nulidad, auto que fue recusado por el accionante mediante recurso de reposición.

ii) Acción Nulidad Simple contra ciertos actos administrativos ambientales de la Central Hidroeléctrica Chivor

En el año 2019, el Sr. Wilson Alexander Calderón Roa radicó una Acción de Nulidad Simple dirigida contra (i) la Corporación Autónoma Regional de Chivor (Corpochivor); y (ii) la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

Las pretensiones de la demanda van dirigidas a que se declare la nulidad de las resoluciones 282 de 1969 , 294 de 1984, 001128 de 1996, 00013 de 1997, 00014 de 1997, 704 de 2014 y 01463 de 2017, por medio de las cuales se otorgan las concesiones de agua y se modifica un Plan de Manejo Ambiental de la Central Hidroeléctrica de Chivor.

Adicionalmente, el accionante solicitó como medida cautelar la suspensión provisional de la Resolución 01463 de 2017 (ANLA) y de las actividades que se adelantaron bajo el mencionado acto administrativo.

La demanda fue admitida el 19 de octubre de 2021. AES Colombia participa como tercero con interés.

AES Colombia contestó la demanda, defendiendo que los actos jurídicos demandados cumplieron con los requerimientos de ley, y resaltando la falta de mérito de la acción. Aún sigue pendiente de definición por parte del Consejo de Estado la oposición a la medida cautelar presentada y adicionalmente, que fije fecha y hora para la Audiencia Inicial.

iii) Acción Popular por la enajenación de la Central Hidroeléctrica Chivor

Mediante auto del 17 de junio de 2024, el Tribunal Administrativo De Boyacá ordenó admitir la Acción Popular instaurada por los señores Wilson Alexander Calderón y Andrés Felipe Calderón Hernández contra el Ministerio De Hacienda Y Crédito Público de Colombia vinculando oficiosamente a AES Colombia junto con otros actores.

La demanda está dirigida principalmente a la protección de los derechos e intereses colectivos a la moralidad administrativa por la enajenación de la Central Hidroeléctrica Chivor.

AES Colombia ya presentó recurso de reposición en contra del auto admisorio de la demanda, alegando la existencia de una causal de nulidad del proceso, y presentó escrito contra la medida cautelar solicitada por los actores.

31.2.- Compromisos financieros

31.2.1 Compromisos relacionados con AES Andes

Tanto los convenios de crédito suscritos por AES Andes con diversas instituciones financieras como los contratos de emisión que regulan los bonos, imponen ciertas restricciones y obligaciones financieras durante el período de vigencia de los mismos, obligaciones que son usuales para este tipo de operaciones. Al 31 de diciembre de 2024, AES Andes se encontraba en cumplimiento con todos los compromisos de deuda y restricciones financieras de acuerdo con los términos y condiciones de cada uno de dichos convenios y contratos.

En 2024 podemos se pueden destacar las siguientes transacciones:

a) En julio de 2015, AES Andes completó una transacción de refinanciamiento de pasivos y emitió un nuevo Bono Senior al amparo de la Norma 144A y regulación S de los Estados Unidos con una tasa de interés de 5.00% y vencimiento en 2025 por un total de MUS$425.000. El 20 de marzo del 2024, AES Andes realizó recompras de este bono por un total de MUS$43.404, financiado con la emisión de un bono senior al 6,30% con vencimiento el año 2029 que se emitió en marzo 2024. Los bonos rescatados fueron liquidados. El capital remanente al 31 de diciembre de 2024 es de MUS$74.084. Este bono no tiene restricciones financieras.

b) En marzo de 2019, AES Andes completó la emisión de un bono subordinado al 7,125% con vencimiento 2079 por un total de MUS$550.000. Este Bono Junior subordinado no tiene restricciones financieras. En junio 2024, AES Andes pagó el capital remanente de este bono por M$516.000, extinguiéndose la deuda por completo. . Los bonos rescatados fueron liquidados.

c) En octubre 2019, AES Andes completó la emisión de un bono subordinado al 6,35% con vencimiento 2079 por un total de MUS$450.000. El 20 de marzo del 2024, AES Andes realizó recompras de este bono por un total de MUS$100.000, Los bonos rescatados fueron liquidados. Al 31 de diciembre de 2024, el capital remanente es MUS$228.407. Este Bono Junior subordinado no tiene restricciones financieras.

d) Producto de la firma del contrato de compraventa de acciones de ESSA a Generadora Metropolitana SpA., en diciembre de 2017, el contrato de emisión de bonos de Sociedad Eléctrica Santiago (“ESSA”) fue asumido por AES Andes S.A. El contrato de emisión de bonos tenia un nocional inicial de UF 1.086.000 (MUS$45.863), inscrito en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, bajo el N°214. El 15 de octubre del 2024, se realizó el último pago por calendario de este bono por un monto de UF 209.055 (MUS$8.060), extinguiendo así la deuda por completo.

e) El 30 de agosto de 2022, AES Andes cerró un contrato de crédito verde con 1 banco local por un monto total de MUS$50.000. Al 31 de diciembre de 2024, el capital vigente del crédito verde asciende a MU$50.000.

f) El 30 de septiembre de 2022, AES Andes cerró un contrato de crédito verde con 2 bancos internacionales por un monto total de MUS$150.000. Al 31 de diciembre de 2024 el capital vigente del crédito verde asciende a MU$150.000.

g) El 3 de mayo de 2023, AES Andes cerró un contrato de crédito verde con un banco internacional por un monto total de MUS$35.000. Al 31 de diciembre de 2024, el capital vigente del crédito verde asciende a MU$35.000.

h) Con fecha 12 de diciembre de 2023, se modificaron los términos del contrato de crédito de línea de financiamiento comprometida de AES Andes suscrito con un sindicato de bancos, aumentando su monto a MUS$305.000 y extendiendo su vigencia por 4 años. En conjunto con la modificación mencionada, se incorporaron condiciones para poder otorgar la designación de "crédito verde" a esta línea de financiamiento, replicando la metodología utilizada los otros financiamientos verdes suscritos por la compañía. Al 31 de diciembre de 2024, el saldo comprometido de la línea es de MUS$255.000

i) En marzo 2024, AES Andes completó la emisión de un bono verde senior al 6,30% con vencimiento 2029 por un total de MUS$500.000. Este bono Senior no tiene restricciones financieras. Los fondos de esta emisión fueron destinados para prepagar parcialmente el bono senior de MU$425.000 al 2025, el bono junior subordinado de M$450.000 al 2079, y con el remanente, prepagar total o parcialmente deuda de corto plazo a nivel de AES Andes. El capital remanente al 31 de diciembre de 2024 es de MU$500.000

j) En junio 2024, AES Andes completó la emisión de un bono verde junior al 8,15% con vencimiento 2055 por un total de MUS$530.000. Este bono junior no tiene restricciones financieras. Los fondos de esta emisión fueron destinados para prepagar totalmente el bono junior subordinado de M$550.000 al 2079, y el remanente, se mantuvo en efectivo y/o equivalentes al efectivo. El capital remanente al 31 de diciembre de 2024 es de MU$530.000

Para los incisos d), e), f), g), h) y j) AES Andes debe cumplir trimestralmente, con los siguientes indicadores financieros calculados en base a sus estados financieros:

- "Relación Deuda Neta Total a EBITDA no superior a 4,0 veces, entendiéndose como la relación de la deuda financiera (ajustada del efectivo y equivalente al efectivo, y al "crédito de capital" bajo el tratamiento de las clasificadoras de riesgo) sobre el EBITDA, excluidas aquellas subsidiarias con objeto especial (project finance)". El valor calculado para este indicador al 31 de diciembre de 2024 fue de 3,15 veces.

- "Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,50 veces, entendiéndose como la relación del EBITDA sobre el resultado financiero neto (costos financieros (-) ingresos financieros), excluidas aquellas subsidiarias con objeto especial (project finance)". El valor calculado para este indicador al 31 de diciembre de 2024 fue de 11,86 veces.

Además se celebraron los siguientes acuerdos:

Con fecha 14 de agosto de 2023, AES Andes suscribió con IDB Invest una acuerdo denominado "Purchase Facility" en conformidad al cual, sujeto a ciertas condiciones, IDB Invest se compromete a comprar y AES Andes se compromete a vender ciertos documentos de pago elegibles emitidos a favor de la Sociedad bajo la Ley 21.472 que "Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas Eléctricas y establece un Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente (MPC)", y la Resolución Exenta N° 334, de la Comisión Nacional de Energía (en conjunto el "Mecanismo de Estabilización").

Con fecha 9 de agosto de 2024, se realizó la última venta bajo este acuerdo, alcanzando así un valor total nominal de documentos de pago vendidos por MUS$151.826 (incluyendo intereses). Asimismo, con fecha 12 de agosto de 2024, se dió por cancelado este programa de venta con IDB Invest, liberándose AES Andes de la obligación de vender documentos de pago bajo el acuerdo "Purchase Facility".

El 7 de octubre de 2024, AES Andes alcanzó con IDB Invest una acuerdo denominado “Purchase Facility” en conformidad al cual, sujeto a ciertas condiciones, IDB Invest se compromete a comprar y AES Andes se compromete a vender ciertos documentos de pago (DDP) resultantes del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada por la Ley 21.667 (Ley PEC III), y la Resolución Exenta N° 86 de 2023 modificada por la Resolución Exenta N° 334 de 2023 y por la Resolución Exenta N°379 de 2024, todas de la Comisión Nacional de Energía.

En virtud de este último acuerdo, AES Andes podrá vender a IDB Invest los DDP que se originen como consecuencia de la diferencia entre la facturación que hubiese resultado al aplicar las tarifas de energía y potencia definidas en los contratos de suministro suscritos entre AES Andes, sus filiales y las empresas concesionarias de Distribución y la facturación efectiva de las tarifas que resulten de aplicar la Ley PEC III. La primera venta de PEC III se llevó a cabo el 24 de octubre del 2024, y con ello, la compañia recibió 217 millones de dólares (incluyendo intereses).

31.2.2 Compromisos relacionados con AES Colombia

Al 31 de diciembre de 2024, AES Colombia se encontraba en cumplimiento con todos los compromisos de deuda y restricciones financieras de acuerdo con los términos y condiciones de cada uno de dichos convenios y contratos:

Para los incisos a) y b) descriptos a continuación AES Colombia debe cumplir semestralmente, con los siguientes indicadores financieros calculados en base a sus estados financieros individuales:

- “Razón Deuda Financiera Neta/EBITDA” menor o igual a 3,5 veces. El valor calculado para este indicador al último semestre terminado al 31 de diciembre 2024 fue de 1,14 veces.

a) El 17 de diciembre de 2020, se cerró un contrato de crédito por un valor de hasta MCOP$350.000.000 (MUS$79.380) con Scotiabank Colpatria y Bancolombia con una duración de 7 años para (i) desarrollar la construcción del parque solar San Fernando, (ii) refinanciar las obligaciones financieras vigentes a dicha fecha, y (iii) cubrir sus necesidades de propósito general dentro del giro ordinario de sus negocios. El monto vigente a 31 de diciembre de 2024 es de MCOP$227.500.000 (MUS$51.597).

b) El 21 de abril de 2022, se cerró un contrato de crédito por un valor de hasta MCOP$227.500.000 (MUS$51.597) con Scotiabank Colpatria y Bancolombia con una duración de 5 años para (i) desarrollar la construcción del parque solar Brisas, y (ii) cubrir sus necesidades de propósito general dentro del giro ordinario de sus negocios.

c) El 21 de marzo del 2024, AES Colombia prepagó parcialmente este crédito por MCOP$107.000.000 (MUS$24.268), el pago se financió con fondos provenientes de la emisión de un bono senior al 6,30% con vencimiento el año 2029 que se emitió en marzo 2024 a nivel de AES Andes. El monto vigente al 31 de diciembre de 2024 es de MCOP$60.937.500 (MUS$13.821).

d) Durante el 2002 se ejecutó la firma de tres pagarés por un total de MCOP$351.500.000 (MUS$79.721) con Bancolombia, Banco de Bogotá y Banco Occidente. La deuda vencía en 2025 y 2026 y no tienen restricciones financieras. El 21 de marzo del 2024, AES Colombia realizó un prepago parcial de estos pagarés por un total de MCOP$183.333.333 (MUS$41.580). Luego, con fecha 11 de abril, AES Colombia prepagó el saldo remanente de estos pagarés por MCOP$151.500.000 (MUS$34.360), extinguiéndose esta deuda por completo.

31.2.3 Otros compromisos relacionados con Cochrane

A la fecha de emisión de los Estados Financieros Eléctrica Cochrane tiene un bono internacional y un bono local que comparten garantías sobre activos y terrenos. Estas deudas son las siguientes:

a) La línea inscrita en el Registro de Valores que lleva la Comisión para el Mercado Financiero el 16 de junio de 2020 por MUS$485.000. Este Bono no tiene restricciones financieras de mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2024 el nocional vigente del bono local es de MUS$485.000.

b) Un bono senior emitido con fecha 5 de noviembre de 2019 y garantizado al 5.50% con vencimiento el año 2027 por un total de MUS$430.000. La operación se realizó al amparo de la Norma 144-A y la Regulación S de las normas de valores de los Estados Unidos de América. Este Bono no tiene restricciones financieras de mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2024, se encuentra vigente la deuda por valor de MUS$165.335.

31.2.4 Otros compromisos relacionados con AES Chile Inversiones Renovables SpA (antes AES Chile):

El 26 de mayo de 2022, AES Chile Inversiones Renovables SpA otorgó una modificación y texto refundido de prenda sin desplazamiento sobre acciones suscrita inicialmente el año 2013, mediante la cual constituyó prenda sin desplazamiento sobre (i) 306.009 acciones de Alto Maipo SpA de su propiedad; y (ii) sobre todas las acciones que se emitan por Alto Maipo SpA y que AES Chile Inversiones Renovables SpA suscriba o adquiera por cualquier causa en el futuro.

Asimismo, el 26 de mayo de 2022, AES Andes S.A. constituyó prenda sin desplazamiento sobre (i) 305.702.991 de Alto Maipo SpA de su propiedad; y (ii) sobre todas las acciones que se emitan por Alto Maipo SpA y que AES Andes S.A. suscriba o adquiera por cualquier causa en el futuro.

NOTA 32 - GARANTÍAS

Garantías Otorgadas

A continuación, se presenta el detalle de las garantías otorgadas por AES Andes vigentes al 31 de diciembre de 2024.

Con fecha 30 de agosto de 2019, se firmó contrato de suministro de energía entre AES Andes S.A. e Inversiones y Servicios Dataluna Limitada (subsidiaria de LLC Google). AES Andes emitió una garantía de MUS$5.200 para garantizar el fiel cumplimiento del contrato de suministro de energía.

Otras Garantías

Con fecha 22 de octubre de 2018 AES Andes, en calidad de matriz de AES Colombia, otorgó en calidad de garante a favor de Ecopetrol S.A. y/o su Grupo empresarial en calidad de beneficiarios, una garantía solidaria de casa matriz en virtud de la cual AES Andes garantiza el apropiado y cabal cumplimiento de las obligaciones adquiridas hasta ese momento y a futuro por AES Colombia frente al beneficiario según contratos Proyecto Castilla.

Con fecha 10 de julio de 2020 AES Andes, en calidad de casa matriz de AES Colombia, otorgó en calidad de garante a favor de Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS y/o sus cesionarios del Grupo Empresarial Ecopetrol en calidad de beneficiarios, una garantía solidaria de casa matriz en virtud de la cual AES Andes garantiza el apropiado y cabal cumplimiento de las obligaciones adquiridas hasta ese momento y a futuro por AES Colombia frente al beneficiario según contrato Proyecto San Fernando.

Con fecha 27 de marzo de 2024, AES Andes otorgó fianza y codeuda solidaria respecto de obligaciones dinerarias de su filial Energía Eléctrica Paposo SpA bajo el "Término y Finiquito de Contratos de Subarrendamiento y Modificación de Contratos de Subarrendamiento entre Inversiones Interover Norte SpA, MC Energía SpA y Energía Eólica Paposo SpA," de esa misma fecha.

Con fecha 9 de agosto de 2022, AES Andes S.A. otorgó una garantía en favor de Global Energy Services Siemsa S.A. Chile Limitada para caucionar las obligaciones de pago de la filial Energía Eólica San Matías SpA de acuerdo con el contrato de Balance of Plant suscrito entre esas dos empresas.

Con fecha 9 de agosto de 2022, AES Andes S.A., otorgó una garantía en favor de Vestas Chile Turbinas Eólicas Limitada para caucionar las obligaciones de pago de la filial Energía Eólica San Matías SpA, de acuerdo con el contrato de Turbine Supply & Installation Agreement.

Durante el año 2022 AES Andes S.A. aumentó el monto de la garantía corporativa, la cual otorga garantías consistentes en fianzas y codeudas solidarias, u otras garantías semejantes, por un monto de hasta MUS$200.000 para caucionar el cumplimiento de las obligaciones de pago de las filiales que se encuentran desarrollando el portafolio renovable del Grupo. Al 31 de diciembre 2024, las operaciones garantizadas ascendían a MUS$34.741.

Con fecha 27 de junio de 2024 Andes Solar SpA otorgó una fianza corporativa bajo el instrumento denominado “Guarantee”, en favor de JA Solar International Limited para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de Andes Solar III SpA bajo el Solar Module Supply Agreement y la Orden de Compra de fecha 19 de enero de 2024.”

Otras Garantías otorgadas por AES Chile Inversiones Renovables SpA (antes AES Chile)

Con fecha 30 de enero de 2020, AES Chile Inversiones Renovables SpA, filial 100% de propiedad de AES Andes S.A. otorgó una fianza y codeuda solidaria por un monto de MUS$8.161 para garantizar las obligaciones de pago de la filial Energía Eólica San Matías SpA a Central de Generación Eólica San Matías SpA en relación al contrato de compraventa de activos del Proyecto San Matías.

Con fecha 2 de julio de 2020, AES Chile Inversiones Renovables SpA, filial 100% de propiedad de AES Andes S.A. otorgó prenda comercial sobre el 100% de las acciones de su filial Energía Eólica Rinconada SpA en favor de Inversiones Bosquemar Limitada con el fin de garantizar las obligaciones adquiridas en el contrato de compraventa de acciones de la sociedad Energía Eólica Rinconada SpA.

Con fecha 10 de julio de 2020, AES Chile Inversiones Renovables SpA, filial 100% de propiedad de AES Andes S.A. otorgó una fianza y codeuda solidaria por un monto de MUS$26.250 para garantizar las obligaciones de pago de precio de la filial Energía Eólica Rinconada SpA a Inversiones Bosquemar Limitada en relación al contrato de compraventa de activos del Proyecto Rinconada.

Garantías Recibidas

Con fecha 8 de noviembre de 2017, Teck modificó la garantía corporativa (Parent Company Guarantee) aumentando el valor garantizado hasta el valor total del contrato de energía entre Empresa Eléctrica Cochrane SpA y la Compañía Minera Quebrada Blanca S.A. Con fecha 29 de marzo de 2021, se incorporó Sumitomo Metal Mining (“SMM”) y Sumitomo Corporation (“SC”) como Garantes Adicionales en los Contratos de Energía entre Empresa Eléctrica Cochrane con la Compañía Minera Quebrada Blanca S.A. por un total del 33,3% del Monto Máximo Garantizado. A su vez, Teck redujo las Garantías Corporativas a un 66,7% del Monto Máximo Garantizado.

Con fecha 23 de octubre de 2019, Nordex S.E. otorgó una fianza corporativa bajo el instrumento denominado “*Contractor Parent Company Guarantee*”, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de sus filiales Nordex Energy Chile S.A. y Nordex Energy GmbH, en favor de la sociedad Energía Eólica Mesamávida SpA, bajo los términos del contrato de construcción denominado “*Lump Sum, Turnkey, Engineering, Procurement and Construction Contract*”, de fecha 17 de octubre de 2019.

Con fecha 6 de octubre de 2020, Vestas Wind Systems A/S otorgó una fianza corporativa bajo el instrumento denominado “Contractor Parent Company Guarantee”, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de su filial Vestas Chile Turbinas Eólicas Limitada, en favor de la sociedad Parque Eólico Campo Lindo SpA, bajo los términos del contrato de construcción denominado “Lump Sum, Turnkey, Engineering, Procurement and Construction Contract”, de fecha 18 de septiembre de 2020.

Con fecha 14 de mayo de 2021, Global Energy Services Siemsa S.A otorgó una fianza corporativa bajo el instrumento denominado “Owner Parent Company Guarantee”, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones, en

favor de la sociedad Campo Lindo SpA, este último como firmante del contrato de construcción denominado “EPC Contract: Lump Sum, Turnkey, Engineering and Construction”, de fecha 11 de mayo de 2021.

Con fecha 27 de abril de 2022, por escritura pública otorgada en la Notaría de Santiago de Eduardo Diez Morello, repertorio N° 6.634-2022, Empresas Proyersa S.A. otorgó prenda sin desplazamiento sobre las acciones de Quebrada Seca SpA para garantizar a AES Chile Inversiones Renovables SpA el pago de la obligación de ajuste de precio del contrato de compraventa de acciones de Quebrada Seca SpA, por un total de MUS$950 y además la obligación de reemplazo de una boleta de garantía por un total de UF2.100 (MUS$88).

Con fecha 8 de julio de 2022, Vestas Wind Systems A/S otorgó una fianza corporativa bajo el instrumento denominado “Contractor Parent Company Guarantee”, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de su filial Vestas Chile Turbinas Eólicas Limitada, en favor de la sociedad Parque Eólico San Matías SpA, bajo los términos del contrato de construcción denominado “Turbine Supply and Installation Agreement”, de fecha 7 de julio de 2022.

Con fecha 9 de agosto de 2022, Global Energy Services Siemsa S.A otorgó una fianza corporativa bajo el instrumento denominado “Owner Parent Company Guarantee”, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones, en favor de la sociedad AES Andes, y Parque Eólico San Matías SpA, este último como firmante del contrato de construcción denominado “EPC Contract: Lump Sum, Turnkey, Engineering and Construction”, de fecha 7 de junio de 2022.

Garantías entregadas

Beneficiario	Descripción de la garantía	Fecha		MUS$
		Inicio	Vencimiento	
Fluence Energy (2)	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	13/08/2024	23/01/2025	48.029
XM S.A. E.S.P. (1)	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	21/12/2023	23/01/2025	13.797
Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nac. (1)	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato entre empresas coordinadoras	28/11/2023	02/01/2025	12.189
Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato entre empresas coordinadoras	14/11/2024	02/01/2026	7.360
Microsoft Datacenter Chile Limitada	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	14/01/2022	13/06/2025	9.688
Terminal Graneles del Norte S.A.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	21/12/2021	19/12/2025	6.000
Ministerio de Bienes Nacionales	Garantiza el fiel e íntegro cumplimiento de las obligaciones incluidas en contrato de concesión	31/08/2023	29/09/2025	5.040
XM S.A. E.S.P. (2)	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	27/02/2023	02/01/2025	4.547
Corporación Nacional del Cobre de Chile	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	14/11/2024	21/04/2025	4.241
Ministerio de Bienes Nacionales	Garantiza el fiel e íntegro cumplimiento de las obligaciones incluidas en contrato de concesión	01/09/2023	29/09/2025	3.762
XM S.A. E.S.P. (2)	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	17/12/2024	24/01/2025	3.532
XM S.A. E.S.P.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	28/06/2024	01/07/2025	3.379
Ministerio de Bienes Nacionales	Garantiza el fiel e íntegro cumplimiento de las obligaciones incluidas en contrato de concesión	31/08/2023	29/09/2025	3.117
XM S.A. E.S.P.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	30/12/2024	24/02/2025	2.793
XM S.A. E.S.P.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	26/12/2024	23/01/2026	2.733
XM S.A. E.S.P.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	28/06/2024	01/07/2025	2.586
Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nac. (1)	Garantiza el fiel e íntegro cumplimiento de las obligaciones incluidas en contrato de concesión	11/07/2024	02/01/2025	2.186
Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional	Garantiza el fiel e íntegro cumplimiento de las obligaciones incluidas en contrato de concesión	02/12/2024	31/12/2025	2.035
XM S.A. E.S.P.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	05/05/2023	19/02/2025	1.926
XM S.A. E.S.P.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	26/12/2024	23/01/2026	1.783
Ministerio de Bienes Nacionales	Garantiza el fiel e íntegro cumplimiento de las obligaciones incluidas en contrato de concesión	26/04/2023	26/04/2028	1.728
XM S.A. E.S.P.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	26/12/2024	23/01/2026	1.705
XM S.A. E.S.P.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	26/12/2024	23/01/2026	1.705
XM S.A. E.S.P. (2)	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	23/12/2024	24/01/2025	1.608
Terminal Graneles del Norte S.A.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	29/12/2023	19/12/2025	1.600
XM S.A. E.S.P. (2)	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato	27/10/2020	02/01/2025	1.588
	Otras garantías menores			36.924
			Total	**187.581**

(1) Garantías en proceso de renovación.
(2) Garantías que no se renovaran.

Garantías recibidas

Otorgador	Descripción de la garantía	Fecha		MUS$
		Inicio	Vencimiento	
Teck Pcg (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (122mw PPA)	08/11/2017	08/11/2025	318.783
Sumitomo Metal Mining Co. Ltd. (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (122mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	132.782
Teck Pcg (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (80mw PPA)	07/12/2012	07/12/2025	111.117
Vestas Wind System	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	07/07/2022	08/07/2032	90.300
Teck Pcg (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (38 mw PPA 80mw PPA)	16/01/2021	16/01/2025	52.780
Sumitomo Metal Mining Co. Ltd. (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (80mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	46.283
Olivare Eljarrat López Notaría	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	07/06/2022	31/12/2030	33.663
Sumitomo Corporation	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (122mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	26.585
Google Energy LLC	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	06/11/2023	31/12/2038	25.600
Sumitomo Metal Mining Co. Ltd. (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (38 mw PPA-80mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	21.985
Empresa de Energía Arauca (2)	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	26/01/2024	25/01/2025	21.650
Parque Eólico Antofagasta Spa	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	23/05/2023	12/10/2026	17.250
Fluence	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	31/07/2024	31/07/2025	14.986
Teck Pcg (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (21mw PPA)	29/10/2013	29/10/2025	11.283
Gestión Energética SA ESP	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	01/02/2023	30/11/2025	10.936
Fluence	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	01/11/2024	10/09/2025	10.070
Sumitomo Corporation (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (80mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	9.267
Fluence Energy LLC	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	15/04/2024	31/08/2025	9.606
GR Lenga SPA (2)	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	09/02/2024	31/01/2025	8.000
AIR- E S.A.S. E.S.P.	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	15/09/2024	15/09/2025	7.122
Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P.	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	16/08/2024	16/08/2025	6.633
Sociedad Punta del Cobre S.A.	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	09/12/2024	02/06/2025	6.000
Terminal Graneles Del Norte S.A.	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	18/04/2024	18/04/2025	6.000
Austriansolar Chile cuatro Spa	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	05/09/2024	31/12/2025	6.000
Gecelca	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	28/11/2024	27/11/2025	5.645
Prodiel	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	29/04/2022	22/04/2025	5.520
Empresa de Energía del Putumayo	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	18/11/2024	18/11/2025	5.043
Emcali EICE E.S.P	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	01/01/2025	31/12/2025	4.912
Sumitomo Metal Mining Co. Ltd. (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (21mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	4.700

Otorgador	Descripción de la garantía	Fecha		MUS$
		Inicio	Vencimiento	
Sumitomo Corporation (1)	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (38 mw PPA 80mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	4.402
Fluence	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	09/12/2024	14/10/2025	4.384
Ingeniería Agrosonda Spa	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	14/02/2024	15/01/2026	4.153
Ingeniería Agrosonda Spa	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	22/08/2024	15/01/2026	4.153
Nordex Energy Chile S.A.	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	03/12/2019	15/08/2025	4.047
GR Lenga SPA (2)	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	30/05/2024	31/01/2025	4.000
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	15/12/2024	15/12/2025	3.985
Gecelca	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	25/06/2024	19/06/2025	3.327
Gener y Comer de Energía del Caribe	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	26/07/2024	26/07/2025	3.335
Fluence Energy LLC	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	10/07/2024	31/10/2025	2.927
Ingeniería Agrosonda Spa	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	06/06/2024	31/07/2026	2.740
EE CJR Wind Chile Ltda.	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	03/12/2024	13/11/2025	2.622
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	Garantiza fiel cumplimiento del contrato	05/12/2024	05/12/2025	2.592
	Otras garantías menores			41.717
		Total		**1.118.885**

(1) Garantía con renovación automática anual.
(2) Garantía en proceso de renovación.

NOTA 33 - RESULTADO POR AJUSTES INFLACIONARIOS

Hasta el 30 de junio de 2023, la economía de Argentina era considerada como economía hiperinflacionaria de acuerdo con los criterios establecidos en la NIC N°29 - Información Financiera en Economías hiperinflacionarias. Según lo mencionado en nota 4.2.d.1, a partir de esta fecha las subsidiarias argentinas modificaron su moneda funcional al dólar estadounidense.

El índice general de precios y los efectos en el estado de resultado al 31 de diciembre de 2024, se detallan a continuación.

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Índice general de precios	—%	50,70%

Los efectos en el estado de resultado consolidados se presentan a continuación:

Resultado por ajustes inflacionarios	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Inventarios	—	638
Propiedades, plantas y equipos	—	79.549
Impuestos diferidos	—	(15.782)
Patrimonio (excluye resultado del ejercicio)	—	(81.223)
Efecto de la reexpresión de partidas patrimoniales	**—**	**(16.818)**
Ingresos operacionales	—	(14.078)
Costos variables	—	3.252
Costos fijos - Gastos de administración y ventas	—	3.564
Depreciación - Amortización	—	3.417
Otras partidas del resultado	—	(5.376)
Efecto por la reexpresión del estado de resultados	**—**	**(9.221)**
Total (pérdida) resultado por unidades de ajustes inflacionarios	**—**	**(26.039)**

NOTA 34 - HECHOS POSTERIORES

No existen hechos posteriores ocurridos entre el 31 de diciembre de 2024 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios, considerando las referencias incluidas en las notas precedentes, que puedan afectar en forma significativa la situación financiera de la Compañía y los resultados presentados.