



Empresa Eléctrica Cochrane S.A.

Análisis Razonado

Por el período terminado al 30 de septiembre de 2024

Empresa Eléctrica **Cochrane**

Índice

La Sociedad	<u>2</u>
Resumen del período	<u>2</u>
Análisis de resultados	<u>3</u>
Ingreso de actividades ordinarias	<u>4</u>
Costo de ventas	<u>4</u>
EBITDA	<u>5</u>
Resultado por segmento	<u>6</u>
Ganancia Bruta	<u>6</u>
Resultados no operacionales	<u>7</u>
Análisis de balance	<u>8</u>
Indicadores	<u>9</u>
Análisis de flujo de caja	<u>10</u>
Análisis de riesgos	<u>10</u>
Riesgo de mercado y financiero	<u>10</u>
Riesgos operacionales	<u>16</u>
Riesgo regulatorios	<u>17</u>

Resultados de Empresa Eléctrica Cochrane SpA. al 30 de septiembre de 2024

La Sociedad

Cochrane se dedica a la generación, transmisión y suministro de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), operando sus dos unidades de energía a carbón, Cochane I y Cochane II, con una capacidad bruta agregada de 550 MW, ubicadas en la costa del Pacífico del norte de Chile en la ciudad de Mejillones, en la Región de Antofagasta (el "Complejo"). Estas unidades han estado en pleno funcionamiento desde julio de 2016 y octubre de 2016, respectivamente. Además, su sistema de almacenamiento de energía de batería de 20 MW ("BESS") permite aumentar nuestra generación en 130-150 GWh por año, al reemplazar la capacidad de generación que generalmente se reserva para la regulación de frecuencia y la reserva de rotación.

La Sociedad comercializa la energía eléctrica generada por sus unidades a grandes compañías mineras e industriales a través de contratos de venta de energía a largo plazo, y, en menor grado y solo si se cuenta con exceso de energía, en el mercado spot. La capacidad instalada neta del complejo está totalmente contratada en virtud de los contratos de energía a largo plazo, que proporcionan una fuente muy estable de flujo de caja recurrente.

Cochrane es filial de AES Andes, lo que le brinda sinergias importantes, como el acceso a la experiencia de sus empleados, suministro confiable de carbón a precios competitivos, soporte técnico, operativo y de mantenimiento, una cartera de productos de seguros disponibles y eficiencias operativas a través de instalaciones compartidas y acuerdos de servicios con Angamos, otra subsidiaria indirecta de AES Andes que opera dos unidades de carbón con una capacidad bruta agregada de 558 MW junto al complejo de Cochane.

Con fecha 16 de junio de 2020, Cochane fue inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero ("CMF") bajo el registro número 1183.

A la fecha de presentación de los presentes estados financieros, los accionistas de Empresa Eléctrica Cochane SpA son: Inversiones Cochane SpA (60%) y DE Cochane SpA (40%).

Resumen del período

Para el período finalizado al 30 de septiembre de 2024 la variación negativa en el EBITDA acumulado fue de MUS\$9.524, la que se explica principalmente por reliquidaciones negativas de peajes y potencia, por provisiones en el mercado spot por discrepancias de panel de expertos correspondientes a períodos anteriores y por reliquidaciones negativas de energía durante segundo trimestre del 2024. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por el aumento en los cargos fijos en los contratos de clientes.

A nivel operacional, la Ganancia Bruta acumulada al 30 de septiembre de 2024 fue de MUS\$112.363, lo que representa una variación negativa de 7% o de MUS\$8.805 respecto al mismo período del año 2023, que obedece principalmente a las variaciones en el EBITDA enumeradas precedentemente.

Al 30 de septiembre de 2024, la Sociedad registró una utilidad de MUS\$54.758, MUS\$2.486 menor a la utilidad de MUS\$57.244 registrada a en el mismo período del año 2023.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Análisis de resultados

La siguiente tabla presenta información de los estados financieros de la Sociedad para los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2024	2023	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Ingresos de actividades ordinarias	354.524	437.588	(83.064)	(19)%	113.317	129.783	(16.466)	(13)%
Costo de ventas	(242.161)	(316.420)	74.259	(23)%	(73.201)	(91.216)	18.015	(20)%
Ganancia bruta	112.363	121.168	(8.805)	(7)%	40.116	38.567	1.549	4 %
Gastos de administración	(1.550)	(946)	(604)	64 %	(729)	(165)	(564)	342 %
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro NIIF 9 Activos financieros	6	(149)	155	(104)%	(4)	(89)	85	(96)%
Otras pérdidas	63	(2)	65	(3.250)%	—	1	(1)	(100)%
Ingresos financieros	2.049	775	1.274	164 %	684	322	362	112 %
Costos financieros	(36.438)	(40.172)	3.734	(9)%	(11.921)	(13.023)	1.102	(8)%
Diferencias de cambio	(741)	(2.269)	1.528	(67)%	(383)	(4.670)	4.287	(92)%
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	75.752	78.405	(2.653)	(3)%	27.763	20.943	6.820	33 %
Gasto por impuestos a las ganancias	(20.994)	(21.161)	167	(1)%	(7.496)	(5.655)	(1.841)	33 %
Ganancia (perdida) neta del período	54.758	57.244	(2.486)	(4)%	20.267	15.288	4.979	33 %

Balance Físico

GWh	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2024	2023	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Clientes libres	1.222	827	395	48 %	409	374	35	9 %
Spot - redireccionamiento	562	959	(397)	(41)%	105	269	(164)	(61)%
Total Ventas de Energía	1.784	1.786	(2)	— %	514	643	(129)	(20)%
Spot - compras	5	—	5	100 %	5	—	5	100 %
Total compras de energía	5	—	5	100 %	5	—	5	— %
Generación Termoeléctrica	1.779	1.786	(7)	— %	509	643	(134)	(21)%

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Ingresos de actividades ordinarias

La siguiente tabla presenta un desglose de las ventas netas de la Sociedad para los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2024	2023	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Ventas de energía contratos no regulados	246.809	248.099	(1.290)	(1)%	82.091	85.093	(3.002)	(4)%
Ventas de energía y potencia spot	97.686	177.635	(79.949)	(45)%	26.802	41.219	(14.417)	(35)%
Ingreso por transmisión	9.169	11.783	(2.614)	(22)%	3.589	3.414	175	5 %
Otros ingresos ordinarios	860	71	789	1.111 %	835	57	778	1.365 %
Ingresos de actividades ordinarias	354.524	437.588	(83.064)	(19)%	113.317	129.783	(16.466)	(13)%

Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024, los ingresos de actividades ordinarias presentaron una disminución de MUS\$83.064 (MUS\$16.466 en el trimestre), que se explica principalmente por una baja en las ventas de energía al mercado spot de MUS\$79.949 (MUS\$14.417 en el trimestre), asociado principalmente a menores volúmenes de venta de energía de 397GWh (164GWh en el trimestre) a menores precios, junto con la disminución en las ventas a clientes no regulados por MUS\$1.290 (MUS\$3.002 en el trimestre) y la disminución en los ingresos por transmisión de MUS\$2.614, asociado principalmente a reliquidaciones negativas a los clientes durante el primer trimestre del año 2024 y reliquidaciones positivas durante el primer trimestre del año 2023.

Costo de ventas

La siguiente tabla presenta el desglose de los costos de ventas de la Sociedad por los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2024	2023	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Compra de energía y potencia	18.147	12.377	5.770	47 %	5.240	5.816	(576)	(10)%
Consumo de combustible	113.279	189.556	(76.277)	(40)%	31.910	49.467	(17.557)	(35)%
Otros costos combustibles	11.351	11.833	(482)	(4)%	3.395	3.828	(433)	(11)%
Costo por transmisión	10.548	11.721	(1.173)	(10)%	3.691	4.641	(950)	(20)%
Otros costos de ventas productivos	46.545	48.657	(2.112)	(4)%	14.843	13.339	1.504	11 %
Depreciación y amortización	42.291	42.276	15	— %	14.122	14.125	(3)	— %
Costo de ventas	242.161	316.420	(74.259)	(23)%	73.201	91.216	(18.015)	(20)%

Durante el período finalizado al 30 de septiembre de 2024 y 2023, los costos de ventas registraron una disminución de MUS\$74.259 que se explica principalmente por i) una baja en los costos de consumo de combustibles por MUS\$76.277, producto de menores precios promedio de carbón compensado con mayores consumos físicos asociada a una mayor generación de 7GWh y ii) una disminución en los otros costos de ventas productivo por MUS\$2.112, asociado a un ahorro en gastos de mantenimientos de la planta.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Los efectos antes mencionados, fueron compensados parcialmente por un aumento en las compras de energía y potencia por MUS\$5.770 asociado a provisión de costo por discrepancia presentada ante el panel de expertos por metodología de cálculo de servicios complementarios de los meses agosto, septiembre y octubre del 2021.

Por el período de tres meses finalizado el 30 de septiembre de 2024, los costos de ventas registraron una disminución de MUS\$18.015 que se explica principalmente por una baja en los costos de consumo de combustibles por MUS\$17.557, producto de menores precios promedio de carbón y por menores consumos físicos asociada a una menor generación de 134GWh.

EBITDA

La siguiente tabla presenta un desglose del resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones ("EBITDA") de la Sociedad por los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2024	2023	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Ingresos de actividades ordinarias	354.524	437.588	(83.064)	(19)%	113.317	129.783	(16.466)	(13)%
Costo de ventas	(242.161)	(316.420)	74.259	(23)%	(73.201)	(91.216)	18.015	(20)%
Margen Bruto	112.363	121.168	(8.805)	(7)%	40.116	38.567	1.549	4 %
Depreciación y amortización	42.291	42.276	15	— %	14.122	14.125	(3)	— %
Margen Operacional	154.654	163.444	(8.790)	(5)%	54.238	52.692	1.546	3 %
Gastos administración y ventas	(1.550)	(946)	(604)	64 %	(729)	(165)	(564)	342 %
Otros costos (ingresos) no incluidos en EBITDA ⁽¹⁾	1.167	1.297	(130)	(10)%	389	432	(43)	(10)%
EBITDA	154.271	163.795	(9.524)	(6)%	53.898	52.959	939	2 %

(1) Incluye incremento en la provisión de desmantelamiento con motivo del paso del tiempo y otros gastos e ingresos por función.

Para el período finalizado al 30 de septiembre de 2024 la variación negativa en el EBITDA acumulado fue de MUS\$9.524, la que se explica principalmente i) por reliquidaciones negativas de peajes y potencia, ii) por provisiones en el mercado spot por discrepancias de panel de expertos correspondientes a períodos anteriores y iii) por reliquidaciones negativas de energía durante segundo trimestre del 2024. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por el aumento en los cargos fijos en los contratos de clientes.

Por el período de tres meses finalizado el 30 de septiembre de 2024, la variación positiva en el EBITDA fue de MUS\$939, la que se explica principalmente por el aumento en los cargos fijos en los contratos de clientes.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Resultados por segmento

La Compañía actualmente administra sus actividades de operación sobre la base de un único segmento operativo, que abarca todas las actividades de la compañía, asignando recursos sobre la base de análisis de cada proyecto específico cuando éste se presenta.

Las explicaciones de las variaciones en resultados del único segmento identificado se han cubierto en las secciones anteriores.

Ganancia Bruta

La siguiente tabla muestra el detalle de la ganancia bruta por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2024	2023	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Ingresos Ordinarios								
Clientes no regulados	246.809	248.099	(1.290)	(1)%	82.091	85.093	(3.002)	(4)%
Ventas Spot	97.686	177.635	(79.949)	(45)%	26.802	41.219	(14.417)	(35)%
Ingresos por transmisión	9.169	11.783	(2.614)	(22)%	3.589	3.414	175	5 %
Otros ingresos ordinarios	860	71	789	1.111 %	835	57	778	1.365 %
Total ingresos ordinarios	354.524	437.588	(83.064)	(19)%	113.317	129.783	(16.466)	(13)%
Costos de Ventas								
Consumo de combustible	(113.279)	(189.556)	76.277	(40)%	(31.910)	(49.467)	17.557	(35)%
Compras de energía y potencia	(18.147)	(12.377)	(5.770)	47 %	(5.240)	(5.816)	576	(10)%
Otros costos combustibles	(11.351)	(11.833)	482	(4)%	(3.395)	(3.828)	433	(11)%
Costos de transmisión	(10.548)	(11.721)	1.173	(10)%	(3.691)	(4.641)	950	(20)%
Depreciación y amortización	(42.291)	(42.276)	(15)	— %	(14.122)	(14.125)	3	— %
Otros costos de venta productivos	(46.545)	(48.657)	2.112	(4)%	(14.843)	(13.339)	(1.504)	11 %
Total costos de ventas	(242.161)	(316.420)	74.259	(23)%	(73.201)	(91.216)	18.015	(20)%
Total ganancia bruta	112.363	121.168	(8.805)	(7)%	40.116	38.567	1.549	4 %

Durante los períodos finalizados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, la ganancia bruta registró una disminución de MUS\$8.805, (MUS\$1.549 en el trimestre) que obedece principalmente a las variaciones en el EBITDA enumeradas precedentemente.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Resultados No Operacionales

La siguiente tabla resume las principales variaciones en los resultados no operativos de la Compañía, por los periodos finalizados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2024	2023	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Otras pérdidas	63	(2)	65	(3.250)%	—	1	(1)	(100)%
Ingresos financieros	2.049	775	1.274	100 %	684	322	362	112 %
Costos financieros	(36.438)	(40.172)	3.734	(9)%	(11.921)	(13.023)	1.102	(8)%
Diferencias de cambio	(741)	(2.269)	1.528	(67)%	(383)	(4.670)	4.287	(92)%

Para el período finalizado al 30 de septiembre de 2024 los costos financieros registraron una disminución respecto al mismo periodo del año anterior de MU\$3.734, explicado principalmente por menores intereses devengados del bono serie 144/A durante el año 2024 producto de los pagos realizados de acuerdo con el cronograma de vencimientos de esta deuda, mientras que los ingresos financieros aumentaron MU\$1.274 con respecto al mismo período del año anterior producto de mayores intereses ganados en la colocación de inversiones.

La diferencia de cambio registró una variación positiva de MU\$1.528 para el período finalizado el 30 de septiembre de 2024, debido principalmente al impacto de la depreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense, dada la posición activa que mantiene la Compañía en moneda local en ambos periodos (2024 y 2023), sin embargo, la depreciación del dólar fue mayor en 2023 que en 2024.

Impuesto a las ganancias

Durante el período finalizado el 30 de septiembre de 2024, el gasto por impuesto a las ganancias registró una disminución de MUS\$167, asociado principalmente a un menor resultado antes de impuestos.

	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2023	2022	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Ganancia (Pérdida) antes de impuestos	75.752	78.405	(2.653)	(3)%	27.763	20.943	6.820	33 %
Gasto por impuesto a las ganancias	(20.994)	(21.161)	167	(1)%	(7.496)	(5.655)	(1.841)	33 %
Ganancia (Pérdida) neta del período	54.758	57.244	(2.486)	(4)%	20.267	15.288	4.979	33 %

Análisis de balance

	30 de septiembre 2024	31 de diciembre 2023	Variación	%
ACTIVOS				
Activo corriente	217.605	200.367	17.238	9 %
Activo no corriente	741.982	778.313	(36.331)	(5)%
Total activo	959.587	978.680	(19.093)	(2)%
PASIVOS				
Pasivo corriente	126.465	138.222	(11.757)	(9)%
Pasivo no corriente	694.266	718.035	(23.769)	(3)%
Total pasivo	820.731	856.257	(35.526)	(4)%
PATRIMONIO	138.856	122.423	16.433	13 %
Total pasivo y patrimonio	959.587	978.680	(19.093)	(2)%

Al 30 de septiembre de 2024, los activos totales registraron una disminución de MUS\$19.093 en relación con lo reportado al 31 de diciembre de 2023. Ésta variación se explica por una disminución en los activos no corrientes en MUS\$36.331, asociado a la disminución de propiedades, planta y equipo de MUS\$35.282 principalmente por el cargo de depreciación del período.

Los activos corrientes aumentaron en MUS\$17.238 asociado principalmente al aumento en el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo por MUS\$24.831 y a los otros activos no financieros corrientes por MUS\$4.453 asociado a las pólizas de seguros que mantiene la Compañía menos su amortización. Estos efectos fueron compensados por una disminución en los deudores por ventas y otras cuentas por cobrar por MUS\$7.435 y en las cuentas por cobrar en empresas relacionadas por MUS\$5.726.

Al 30 de septiembre de 2024, los pasivos totales disminuyeron MUS\$35.526, en relación con lo reportado al 31 de diciembre de 2023, asociado principalmente a una disminución en los pasivos corrientes en MUS\$11.757, principalmente por una baja en las cuentas por pagar a entidades relacionadas por MUS\$15.686 y en los pasivos por impuestos corrientes por MUS\$9.186 debido al pago del impuesto a la renta durante el segundo trimestre de 2024, compensado por un aumento en los otros pasivos financieros corrientes por MUS\$13.522.

Los pasivos no corrientes disminuyeron en MUS\$23.769 debido a la disminución en los otros pasivos financieros no corrientes por MUS\$29.814 producto de pagos de capital de deuda en mayo 2024, compensado por un aumento en los pasivos por impuestos diferidos por MUS\$4.878.

El Patrimonio total presenta un aumento de MUS\$16.433, respecto a lo reportado al 31 de diciembre de 2023, que se explica principalmente por ganancia del período 2024 de MUS\$54.758, compensada por el pago de dividendos a sus accionistas por MUS\$42.000.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochrane - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Indicadores

		30 de septiembre 2024	31 de diciembre 2023
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	1,72	1,45
Razón ácida	(veces)	0,77	0,53
(Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	(veces)	1,4	1,16
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	5,91	6,99
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,15	0,16
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,85	0,84
Pasivo exigible	(millones de dólares)	821	856
Cobertura gastos financieros	(veces)	2,88	2,80
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	139	122
Propiedades, planta y equipo. Neto	(millones de dólares)	726	762
Total activos	(millones de dólares)	960	979
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	6,99	7,11
Del patrimonio (1)	(%)	48,31	56,83
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	19,38	19,64
Utilidad/Acción (3)	(Dólares)	0,151	0,157

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada ejercicio, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada ejercicio está calculada considerando el número de acciones pagadas a cada fecha.

Los indicadores de liquidez mostraron un aumento respecto a los registrados al 30 de septiembre de 2024 que se explica principalmente por la disminución de los pasivos corrientes.

La cobertura de gastos financieros presenta un aumento explicada principalmente por el menor resultado antes de impuesto.

La rentabilidad de los activos fue inferior a la registrada en diciembre de 2023, debido principalmente a la disminución de los resultados.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Análisis de flujo de caja

El saldo final del efectivo y efectivo equivalente acumulado a 30 de septiembre de 2024 fue de MUS\$97.479 en comparación con el saldo final del período anterior de MUS\$124.996. El flujo neto total del período experimentó una variación positiva de MUS\$24.206 al 30 de septiembre de 2024.

	Por el período de nueve meses				Por el período de tres meses			
	2024	2023	Variación	%	2024	2023	Variación	%
Flujo neto de operación	121.498	188.422	(66.924)	(36)%	80.074	92.223	(12.149)	(13)%
Flujo neto de inversión	(4.619)	(2.488)	(2.131)	86 %	(617)	(412)	(205)	50 %
Flujo neto de financiamiento	(92.673)	(85.104)	(7.569)	9 %	—	—	—	— %
Flujo neto total del período	24.206	100.830	(76.624)	(76)%	79.457	91.811	(12.354)	(13)%
Efectos de la variación de la tasa de cambio	625	(1.056)	1.681	(159)%	112	(1.078)	1.190	(110)%
Saldo inicio efectivo y efectivo equivalente	72.648	25.222	47.426	188 %	17.910	34.263	(16.353)	(48)%
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	97.479	124.996	(27.517)	(22)%	97.479	124.996	(27.517)	(22)%

Para el período finalizado al 30 de septiembre de 2024 el flujo neto de operaciones registró una variación negativa de MUS\$66.924, (MUS\$12.149 en el trimestre), explicado principalmente por menores recaudaciones de clientes neto de menores pagos de proveedores por MUS\$52.715 (MUS\$6.044 en el trimestre) y por mayores pagos de impuesto a las ganancias por MUS\$21.813 (MUS\$3.970 en el trimestre)

El flujo neto de inversión acumulado registró una variación negativa de MUS\$2.131, (MUS\$205 en el trimestre) que se explica principalmente por mayores compras de propiedades, planta y equipos.

El flujo neto utilizado en actividades de financiamiento registró una variación negativa de MUS\$7.569, (no hay variación en el trimestre) asociado principalmente a mayores distribuciones a los accionistas de la Sociedad.

Análisis de riesgos

Riesgo 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 combustibles. 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.

Riesgo tipo de cambio

La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense dado que los ingresos, costos, inversiones en equipos y deuda financiera son principalmente determinados en base del dólar estadounidense. Además, en Chile la Compañía está autorizada a declarar y pagar sus impuestos a las rentas 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.

Al 30 de septiembre de 2024, y dada la posición activa 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 periodo habría generado un impacto negativo realizado de aproximadamente MUS\$1.593 en los resultados de Cochran.

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, la deuda de Cochran está denominada en dólares estadounidenses.

La compañía al mantener el 100% de los ingresos, 94% los costos y un 100% deuda financiera en moneda dólar logra mitigar el riesgo del tipo de cambio.

Riesgo de la tasa de interés

El riesgo de la tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en las tasas de interés de mercado se relaciona principalmente con obligaciones financieras a largo plazo con tasas de interés variables.

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 Cochran mantiene su deuda a tasa fija con lo cual ante un incremento del 10% en las tasas de interés variables no tendría efectos en resultados de la compañía.

La Compañía mitiga posibles incrementos en las tasas de interés manteniendo sus deudas a tasa fija.

Riesgo del precio de combustible

La Compañía se ve afectada por la volatilidad de precios de ciertos combustibles. El combustible utilizado por la Compañía, carbón, es un "commodity" con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía.

El precio del combustible es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot. Dado que Cochran es una empresa de generación térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de venta.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Actualmente, todos los contratos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés) de la Sociedad incluyen mecanismos de indexación que ajustan los precios en función del aumento y disminución de los precios de carbón de conformidad con los índices y los períodos de ajuste especificados en cada contrato, a los efectos de mitigar las variaciones en el costo del combustible. Además, se ha comprometido la mayoría de la energía producida por la Compañía en virtud de sus PPA (100% de septiembre de 2017 en adelante), con lo cual se minimiza la exposición a los precios del mercado spot.

En base a lo antes expuesto, se estima que un alza del 10% en los costos del carbón durante el período finalizado al 30 de septiembre de 2024, no generaría un impacto significativo en los resultados.

Riesgo crédito

El riesgo de crédito está asociado con la calidad crediticia de las contrapartes con la sociedad que establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros, incluyendo depósitos con bancos, otras instituciones financieras y otros instrumentos financieros.

Con respecto al riesgo de crédito asociado a los deudores por ventas bajo contratos que provienen de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado, debido a que este cobro se realiza en el corto plazo lo que hace que los clientes no acumulen individualmente montos significativos pendientes de cobro. Adicionalmente, los clientes de Cochran son principalmente compañías mineras de elevada solvencia y un porcentaje importante de ellas o sus controladoras cuentan con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión, como se detalla a continuación:

- Sociedad Química y Minera de Chile S.A. ("Soquimich") empresa listada en la bolsa de Santiago y que opera en el norte de Chile, cuenta con clasificación internacional (Baa1/BBB+) y local en Chile (AA).
- Sierra Gorda SCM, que está bajo el control de South32, (BBB/Baa1) y KGHM International Ltd (sin calificación).
- Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A., ("Quebrada Blanca") que está bajo el control de Sumitomo Metal Mining Co, Ltd., Sumitomo Corporation, Teck Resources Ltd. (Baa3/BBB-/BBB-) y Empresa Nacional de Minería (sin calificación), esta última propiedad de la República de Chile.

Estas compañías mineras e industriales importantes que están consideradas entre las entidades más solventes de Chile. Respecto a Quebrada Blanca, sus matrices Teck Resources Ltd, SMM y SC, proporcionaron garantías para el PPA de Quebrada Blanca, donde el importe de la garantía disminuye en línea con la etapa de finalización de la mina.

Para mitigar el riesgo de crédito de los clientes, Cochran mantiene garantías por un total de US\$482 millones para las obligaciones de pago de los clientes bajo sus PPAs en forma de cartas de crédito de instituciones financieras calificadas con grado de inversión y/o garantías corporativas de sus matrices calificadas con grado de inversión. De conformidad con los términos de los PPAs, las obligaciones bajo estas cartas de crédito y las garantías corporativas pueden aumentarse o disminuirse 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.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Si la Compañía tiene excedente de energía, ésta se vende en el mercado spot obligatoriamente a los distintos integrantes deficitarios del SEN según el despacho económico realizado por esta entidad.

En cuanto a las inversiones financieras que realiza Cochran tales como pactos de retrocompra y depósitos a plazo, incluyendo derivados, si los hubiere, 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. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

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.

Cochran, como subsidiaria de AES Andes, tiene la política de dejar un mínimo de caja disponible de aproximadamente MUS\$ 10.000 para hacer frente a sus obligaciones. Al estar completamente contratada a través de sus contratos PPA, sus flujos son predecibles y puede presupuestar con anticipación las fluctuaciones de caja.

Al 30 de septiembre de 2024, Cochran cuenta con un saldo de efectivo y efectivo equivalente de MUS\$97.479.

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2024, Cochran cuenta con líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$5.013.

Deuda Financiera

El capital total de la deuda financiera al 30 de septiembre de 2024 es de MUS\$681.166 correspondientes a dos créditos ejecutados en noviembre 2019 y Julio de 2020, compuesto por (i) un bono local por MUS\$485.000, denominado en USD con vencimiento en el año 2034, y (ii) un bono 144/A garantizado por MUS\$196.166, denominado en USD con vencimiento en el año 2027.

Tasa de Vencimiento al 30 de septiembre de 2024 (en millones de dólares)								
	Vencimiento	Tasa de interés promedio	Total	2024	2025	2026	2027	2028 +
Bono 144 A	2027	5,50%	196,17	30,83	65,58	67,38	32,38	—
Bono Serie A	2034	6,25%	79,37	—	—	—	11,95	67,42
Total			275,54	30,83	65,58	67,38	44,33	67,42

Riesgos operacionales

Los riesgos operacionales se relacionan con la posibilidad de fallas o deficiencias futuras que pueden obstaculizar los objetivos estratégicos, operativos y/o financieros de la Compañía.

Hidrología

Las operaciones de Cochran en Chile pueden verse afectadas por las condiciones hidrológicas, dado que la hidrología es un factor clave para la determinación de precios y, en consecuencia, el despacho de las centrales en el sistema.

Actualmente, la generación de las dos unidades de Cochran se encuentra con su volumen totalmente contratado, con lo cual mitiga en gran parte la exposición a las variaciones hidrológicas.

Riesgo de Demanda

La demanda y el consumo eléctrico de clientes y de los sistemas en los que la Sociedad opera constituyen una variable clave para los resultados de la compañía y para la determinación de los precios de mercado. La compañía mitiga el riesgo de demanda a través de la ejecución de contratos con niveles de consumo comprometidos para grandes clientes ("Take or Pay"). La exposición a la demanda de clientes está limitada a la variación en el consumo de pequeños clientes comerciales e industriales.

Como se mencionó anteriormente, la exposición a la demanda en el mercado spot está limitada por la estrategia comercial en Chile.

En Chile, particularmente, el incremento en la oferta asociado a la irrupción de proyectos de energía solar y eólica determinaron durante los últimos años una baja significativa en los precios de corto (donde particularmente en 2022 se vieron afectados al alza por precios de commodities) y largo plazo de la energía. Los costos de instalación de estas tecnologías han disminuido considerablemente en los últimos años haciéndolas altamente competitivas respecto de las tecnologías tradicionales. Es esperable que la dinámica competitiva y la tendencia en los precios, se mantengan a futuro.

Riesgo de Suministro de combustibles

La política de compra de combustible se complementa con una gestión de inventario que permita mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible. Adicionalmente, esta política mitiga los riesgos de desvalorización de inventario, balanceando el oportuno suministro y respectivo consumo.

Fallas operacionales y mantenimientos

Las fallas operacionales, mantenimientos programados o no programados que afecten la disponibilidad de las unidades, podrían tener un efecto adverso en los resultados de la Compañía.

A pesar de que la Compañía realiza regularmente mantenimientos y mejoras operacionales a sus unidades para garantizar la disponibilidad comercial de ellas y mantiene vigentes pólizas de seguros operacionales,

eventualmente podrían presentarse fallas que resulten en indisponibilidad comercial. Un período significativo de indisponibilidad en las unidades de la Compañía, ya sea por fallas operacionales o mantenimientos (programados o no programados) podría significar, en algunos escenarios hidrológicos, que el cumplimiento de nuestros contratos de suministro se realice comprando energía en el mercado spot, condiciones que podrían aumentar los costos operacionales, afectando negativamente los resultados de la Sociedad.

Riesgo Regulatorio

Como empresa de generación eléctrica Cochran, está sujeta a regulación relativa a diversos aspectos del negocio. El riesgo regulatorio se relaciona a potenciales cambios en la legislación vigente que pudieran afectar adversamente los resultados de la Compañía.

No se puede garantizar que las leyes o normas de Chile no serán modificadas, o no serán interpretadas en una manera que podría afectar a la Compañía en forma adversa o que las autoridades gubernamentales otorguen efectivamente cualquier autorización.

Su matriz, AES Andes participa activamente en el desarrollo del marco regulatorio, haciendo comentarios y propuestas a los proyectos de ley presentados por las autoridades.

Regulación que impacta en el mercado eléctrico

Como empresa de generación eléctrica, Cochran está sujeta a regulación relativa a diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982.

Estrategia de Flexibilidad de las operaciones, reforma al mercado de potencia.

En noviembre 2019 el Ministerio de Energía presentó la Estrategia de Flexibilidad con el objetivo de definir un plan de trabajo regulatorio para el corto y mediano plazo relativo a la flexibilidad operacional del sistema. La estrategia considera el desarrollo de un proceso con los siguientes tres ejes de trabajo:

- a. perfeccionamiento del diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible.
- b. la revisión del marco regulatorio para sistemas de almacenamiento,
- c. y medidas asociadas a la operación flexible del sistema.

La agenda del proceso contemplaba una discusión normativa que se extendería desde enero 2020 hasta mayo 2022. Durante este proceso se planteó la revisión del actual mecanismo de remuneración y el nivel de precios de la misma.

Con fecha 3 de septiembre del 2021, el Ministerio publicó para consulta pública un borrador del nuevo reglamento de pago por potencia, el cual se cerró para comentarios el día 5 de octubre de 2021. El documento en consulta contempló un periodo transitorio de aproximadamente 9 años para migrar totalmente al nuevo régimen de pago por potencia, contados desde la publicación del nuevo reglamento. El documento en consulta contempló cambios metodológicos que aplicarían de forma inmediata desde publicado el nuevo reglamento, y adicionalmente un potencial impacto en el precio de remuneración en potencia.

Con fecha 27 de julio de 2023, el Ministerio de Energía ha anunciado que desistirá de la tramitación del Nuevo Reglamento de Potencia, comenzando la tramitación de cambios acotados al vigente reglamento Decreto Supremo N°62. Los cambios acotados al vigente reglamento de potencia se enmarcan principalmente en establecer un reconocimiento administrativo al pago de potencia de almacenamientos, durante 10 años desde la publicación de los cambios en el diario oficial. Asimismo, se establece la necesidad de un estudio técnico por parte del Coordinador que servirá de insumo para que el regulador a continuación establezca los horarios de control de punta en función de los horarios de mayor exigencia del sistema. El documento en consulta pública de modificación al DS N°62 estuvo vigente desde el 26 de julio al 28 de agosto del año 2023. En este contexto, el día 20 de octubre 2023, el Ministerio de energía dio respuesta a los comentarios realizados en el marco de la consulta pública. Los principales cambios y aclaraciones publicados tienen relación con viabilizar el reconocimiento de pago por potencia a sistemas de almacenamiento, como también redefinir los porcentajes de reconocimiento de pago durante los primeros diez años a sistemas de almacenamiento, destacando el aporte de almacenamientos entre 3 y 5 horas de duración.

Con fecha 29 de noviembre 2023, el Ministerio de Energía inició la última etapa de tramitación de las modificaciones, ingresando el documento a revisión de Contraloría. En este contexto con fecha 30 de mayo 2024 el nuevo reglamento fue aprobado por CGR, y posteriormente publicado el 5 de junio. En relación con el nuevo régimen de pago de sistemas de almacenamiento, el reglamento dispone que su vigencia comienza el primer día hábil del mes siguiente a su publicación en diario oficial lo cual corresponde al 1 de julio de 2024.

Proyecto de ley Portabilidad

Con fecha 10 de septiembre de 2020 el Ministerio de Energía ingresó para tramitación legislativa el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica. El objetivo del proyecto es habilitar a todos los usuarios finales a elegir su suministrador de electricidad, que éstos puedan obtener precios más bajos, ofertas diferenciadas y personalizadas, y mejor calidad en la atención comercial. El proyecto no tiene urgencia, y se encuentra en la primera etapa de tramitación legislativa.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no se ha puesto en la tabla de las Comisiones para su discusión, sin embargo se estima bajo el riesgo que esta modificación legal pudiera alcanzar a impactar en los contratos regulados de AES los cuales terminan a diciembre 2024.

Proyecto de Ley que Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales termoeléctricas a carbón

Con fecha 9 de enero de 2020, fue presentado por moción parlamentaria el Proyecto de Ley que Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales termoeléctricas a carbón en Chile, mandatando el cierre de todo el parque carbonero a más tardar el 31 de diciembre del año 2025.

Con fecha 22 de junio del 2021, tanto el artículo permanente como el artículo transitorio, que es el que determina el plazo para el cierre de las centrales, han sido aprobados en su primer trámite legislativo en votación en Sala de la Cámara de Diputados.

Con fecha 13 de octubre de 2021, la Sala del Senado dio cuenta del ingreso de la Moción de un grupo de senados, con la que inician un proyecto de ley que promueve la generación de energía renovable (Boletín N° 14.652-08), para discusión en la Comisión de Minería y Energía del Senado. El proyecto de ley prohíbe inyectar al Sistema Eléctrico Nacional, a partir del primero de enero de 2030, energía eléctrica cuya fuente primaria sea la

combustión de sustancias fósiles. El 15 de marzo de 2022, el proyecto fue aprobado en general por el Senado. Queda pendiente la aprobación particular en la Comisión de Minería y Energía del Senado y luego la aprobación particular en la Cámara del Senado para culminar la primera etapa del proceso legislativo. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no se ha puesto en la tabla de las Comisiones para su discusión.

Adicionalmente es importante señalar que en el caso del proyecto de ley boletín N°14.652-08, de acuerdo con el reglamento del Senado, su archivo es automático por haber transcurrido dos años sin un pronunciamiento en su tramitación. En el caso del proyecto de ley, boletín N°13.196-12 en segundo trámite constitucional, la Comisión de Minería y Energía está en plazo para ordenar el archivo del proyecto de ley por haber transcurrido más de dos años sin un pronunciamiento.

Impuesto a las emisiones contaminantes (Impuesto Verde) en Chile

El ministerio de Hacienda anunció un proyecto de ley de impuestos correctivos enfocado en modificar el actual régimen de impuestos verdes. La reforma contemplaría modificaciones al valor actual de impuesto, como también al tratamiento de este en el mercado eléctrico.

En relación a tal reforma, tanto su matriz, AES Andes como la Asociación de Generadoras han señalado al Ministerio que la modificación del impuesto debe contemplar un adecuado régimen de gradualidad, de tal manera de fomentar la adaptación del sistema en su transición a una matriz verde. Asimismo, el impuesto debe ser incorporado en el costo variable de las unidades generadoras, de manera de minimizar el impacto de corto plazo en el sistema, permitiendo así eliminar la necesidad del actual mecanismo de compensaciones.

Dentro de las medidas contenidas en el documento "Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética", el Ministerio de Energía anunció la eliminación de la compensación denominada "Compensación B", que determina la compensación de carácter horaria en aquellas horas en que por instrucción del Coordinador, las unidades generadoras hayan inyectado energía al sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal. Con lo anterior, se elimina la mayor proporción de compensaciones actuales, en perjuicio del margen interanual de las empresas generadoras que deben pagar impuestos a las emisiones.

En este contexto, con fecha 18 de marzo de 2023 la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°149, mediante la cual dejó sin efecto la Resolución N°52, del 31 de enero de 2018, que complementa y modifica la Resolución N°659 de 2017, que establece disposiciones técnicas para la implementación del artículo 8° de la Ley N°20.780, el cual mandata la implementación de la compensación señalada en el párrafo anterior.

Asimismo, se establece que la modificación será aplicable a partir de la elaboración de los Balances de Compensaciones, publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional en el año 2024, lo anterior con el objetivo de determinar los cálculos por compensaciones de pagos por impuesto a las emisiones asociadas a las operaciones de las empresas generadoras durante todo el año 2023.

Con fecha 28 de septiembre de 2023, su matriz, AES Andes presentó un recurso ante Contraloría General de la República para impugnar la decisión de la autoridad, con el objetivo de restituir las disposiciones regulatorias que permitan implementar adecuadamente la compensación del impuesto verde establecida en el inciso final del artículo N°8 de la ley N°20.780. En este contexto, con fecha 19 de julio 2024, la CGR se pronunció en relación al recurso interpuesto por Guacolda Energía, el cual alega las mismas materias que el recurso presentado por su matriz AES

Andes a la Resolución Exenta N°149. En dicho pronunciamiento contraloría dispone que, conforme al mérito de lo expuesto, no corresponde acoger la reclamación de la especie contenidas en el alegato de Guacolda Energía.

Proyecto de Ley de Transición Energética

Con fecha 11 de julio de 2023, ingresó para discusión en primer trámite legislativo en la Comisión de Minería y Energía del Senado, el “Proyecto de Ley de transición Energética”.

El proyecto de ley forma parte de un conjunto de medidas impulsadas por el Ministerio de Energía en el marco de la llamada "Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética".

Con fecha 19 de diciembre de 2023 el Senado aprobó el proyecto de ley presentado por el Ministerio de Energía que se enmarcaría en:

- a. Licitación de Almacenamiento
- b. Mejoras asociadas al segmento de transmisión
- c. Reasignación de Ingresos Tarifarios y
- d. Aumento transitorio del impuesto a fuentes emisoras generación eléctrica para financiamiento de un subsidio a las familias más vulnerables de Chile.

Con fecha 12 de enero de 2024 fueron presentadas indicaciones al proyecto de ley la cuales confirman la intención del ministerio de limitar el proyecto de ley a:

1. Establecer una potencial Licitación de Almacenamiento por un máximo de 500 MW.
2. Mejoras asociadas al segmento de transmisión
3. Reasignación de Ingresos Tarifarios

En este contexto, con fecha 9 de Julio 2024 fue aprobado en primera etapa legislativa en el senado el Proyecto de Ley de Transición Energética, en la cual fueron rechazadas las iniciativas de establecer una licitación de sistemas de almacenamiento, como también las relacionadas con la reasignación de ingresos tarifarios. De esta forma el proyecto de ley actualmente en discusión se enmarca en mejoras al régimen de remuneración y planificación del segmento de transmisión.

Con fecha 16 de octubre de 2024 la Comisión aprobó en general el proyecto de ley que “Modifica la LGSE, en materia de transición energética que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad”. El plazo para presentación de indicaciones ha sido fijado hasta el 28 de octubre y se estima que el proyecto se votaría en particular el 30 de octubre de 2024.

Proyecto de ley que “Permite asegurar la certeza hídrica para los diferentes usos productivos del agua”

Con fecha 16 de noviembre de 2020, se presentó un proyecto de ley que permitía asegurar la certeza hídrica para los diferentes usos productivos del agua (Boletín N° 13.891-09), el cual modificaba el Código de aguas y la Ley General de Servicios Eléctricos.

El proyecto de ley busca priorizar el uso de los derechos de aprovechamiento de agua consuntivos para riego, saneamiento y consumo humano respecto a los derechos de agua no consuntivos, así como establecer que los concesionarios eléctricos de centrales hídricas deberán presentar dentro de los 5 años siguientes a la entrada en vigencia de la ley, un plan de transformación de su matriz productiva en el cual deberán considerar la utilización de fuentes renovables, diferentes al agua, que aseguren el uso sustentable de las reservas de agua detenida. También establece que los concesionarios tendrán que abstenerse de realizar labores de inyección de energía o potencia al sistema mediante la utilización de agua como base de su actividad, cuando aquello implique un perjuicio a los regantes que obtienen el agua de la misma fuente o sus afluentes, con lo cual deberá existir una coordinación entre la generación eléctrica y la actividad de riego.

En los casos de territorios bajo decreto de escasez hídrica, los concesionarios no podrán inyectar energía a menos que lo hagan de forma simultánea con los titulares de derechos destinados al consumo humano, saneamiento o riego o contando con la autorización de las organizaciones de usuarios y mientras aquello no afecte la disponibilidad futura del recurso.

La redacción actual del proyecto de ley estaría enfocada en regular los conflictos que se producen entre la generación hidroeléctrica de embalse y los derechos de agua para uso agrícola y residencial. El proyecto de ley se encuentra actualmente en su primer trámite constitucional, sin urgencia, a la espera del primer informe de la Comisión Especial sobre Recursos Hídricos, Desertificación y Sequía, y se espera que luego de las presentaciones efectuadas por las asociaciones del sector eléctrico, se aclare el real sentido y alcance de las disposiciones del proyecto de ley.

Regulación ambiental

Cochrane están sujeta a normas ambientales en Chile, las que, entre otros, exigen realizar evaluaciones de impacto ambiental para obtener los permisos ambientales reglamentarios previo al cambio de procedimientos operacionales que tengan impactos ambientales no evaluados o nuevos proyectos. Cochrane no puede garantizar que las autoridades gubernamentales otorguen las autorizaciones ambientales que se soliciten.

Nuevas regulaciones ambientales cada vez más exigentes están continuamente bajo desarrollo, las cuales pueden modificar las operaciones y/o requerir inversiones adicionales para cumplir con dicha regulación.

Revisión de la Norma de Emisión de Ruido para fuentes Fijas

El Ministerio de Medio Ambiente (MMA), a través de la Resolución N°1195/2019, inició la revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas (DS38/2011 del MMA).

Dentro de los temas de mayor relevancia, se incluye la incorporación de condiciones específicas para los Parques Eólicos:

- exigencias para faenas constructivas
- se separa el ruido de fondo para corregir el límite normativo en zonas rurales, con cambios en las metodologías de medición

El Proyecto Definitivo fue aprobado por el Comité de Ministros con fecha 08 de abril de 2024 y pasó para la aprobación del Presidente de la Rep. y posterior toma de razón por parte de la Contraloría General de la República.

Revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas

El Ministerio de Medio Ambiente (MMA), a través de la Resolución N°130/2020, inició la revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas (DS13/2011 del MMA).

El anteproyecto plantea una reducción a los límites de emisión para MP, SO₂ y NO_x para las fuentes existentes a partir de los 5 años de publicada la norma (aproximadamente el año 2030).

Se encuentra en elaboración el Proyecto definitivo para su aprobación por parte del Comité de Ministros.

Proyectos de Ley en materias Medioambientales

A la fecha de emisión de los Estados Financieros intermedios, se encuentran en tratamiento los siguientes proyectos de ley en el Parlamento:

- Proyecto de Ley que “Modifica diversos cuerpos legales, con el objeto de fortalecer la institucionalidad ambiental y mejorar su eficiencia” (Boletín 16552-12),
- Proyecto de Ley que “Fortalece y mejora la eficacia de la fiscalización y el cumplimiento de la regulación ambiental a cargo de la Superintendencia del Medio Ambiente” (Boletín 16553-12),
- Proyecto de Ley que “Establece una Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales e introduce modificaciones en cuerpos legales que indica” (Boletín 16566-03).

Su matriz, AES Andes monitorea la evolución de estos proyectos para analizar posibles impactos en el negocio.

Regulación tributaria

Cochrane se encuentra sujeta a la normativa tributaria vigente en Chile país donde opera. Las modificaciones a las leyes o tasas impositivas tienen un efecto directo en resultados.

El 4 de febrero de 2022 fue promulgada la Ley N°21.420, la cual tiene por objetivo inicial financiar una Pensión Garantizada Universal (PGU) aumentando el monto y cobertura de ciertas pensiones modificando la normativa tributaria en los siguientes aspectos, dentro de los que se puede destacar:

- Impuesto Único de 10% sobre las ganancias de capital en instrumentos con presencia bursátil (Artículo 107 de la Ley sobre Impuesto a la Renta – LIR). La nueva regulación gravará el mayor valor obtenido en la enajenación de instrumentos y valores de presencia bursátil, hasta la fecha considerados ingresos con constitutivos de renta, con un impuesto único de tasas 10%. Los inversionistas institucionales, sean nacionales o extranjeros, se mantendrán sin ser afectados a tributación. El impuesto se aplicará a las operaciones que se realicen transcurridos 6 meses desde el mes siguiente al de publicación de la ley en el Diario Oficial.
- IVA a la prestación de servicios como regla general. El impuesto no afectará a aquellos prestadores de servicios que emitan boletas de honorarios y a las sociedades de profesionales.

Análisis Razonado **Empresa Eléctrica Cochrane - Septiembre 2024**

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

- Derogación del crédito del artículo 33 bis de la LIR (inversiones en activo fijo) para grandes empresas. Los contribuyentes del impuesto de Primera Categoría que durante el ejercicio adquieren activos fijos nuevos, terminados de construir o tomados en leasing, tienen derecho a aplicar un crédito contra dicho impuesto calculado sobre el 4 al 6% de su valor. Desde el 1° de enero de 2023, dicho beneficio será eliminado respecto de contribuyentes cuyo promedio de ventas anuales en los últimos tres años superen las UF 100.000.

En septiembre de 2024 se aprobó un proyecto de ley enfocado en fiscalización y facultades del SII, profundizando en normativa de precios de transferencia, facultad de tasación del SII, secreto bancario, normas contra la evasión y anti elusión, gobernanza del SII, entre otras, y que debiera empezar a regir el último trimestre del año 2024 con su promulgación y publicación.