



ANALISIS RAZONADO A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al año terminado
el 31 de diciembre de 2024



1. Análisis comparativo

Chilquinta Distribución S.A. al 31 de diciembre de 2024 destaca los siguientes hechos:

- La Ganancia del período asciende a M\$5.278.913, mostrando un incremento de un 15,3% respecto a la alcanzada a diciembre de 2023 por M\$4.580.210, lo que se explica principalmente por mayores Ingresos de actividades ordinarias por M\$394.482.063 (diciembre 2023: M\$384.160.824), complementada por una disminución los costos financieros por M\$8.063.555 (diciembre 2023: M\$9.669.450). Este efecto positivo fue compensado parcialmente por una reducción en Otros Ingresos, que alcanzaron M\$7.025.457 (diciembre 2023: M\$8.914.688), y una disminución en los ingresos financiero, que descendió a M\$550.203 (diciembre 2023: M\$2.184.641) complementado por un aumento Gastos por impuestos a las ganancias que ascendió a M\$1.190.447 (diciembre 2023: M\$86.907).

El comportamiento de la ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas y valor libro son los siguientes:

		31.12.2024	31.12.2023
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M\$)	5.278.913	4.580.210
Ganancia/ (Pérdida) por acción	(\$)	1.468	1.274
Valor libro de la acción	(\$)	42.307	41.183

- La Compañía muestra una razón de endeudamiento a diciembre 2024 de un 3,1 y diciembre 2023 de un 2,8.
- La deuda vigente, al 31 de diciembre de 2024 correspondiente a la línea de bonos Serie B, por un valor de 4.700.000 UF de capital nominal, continúa generando para la Compañía estar sujeta a ciertas obligaciones, limitaciones y prohibiciones mientras no se haya pagado a los tenedores el total del capital e intereses de los bonos en circulación.

Respecto al cumplimiento de indicadores financieros, la única restricción se refiere a que la Compañía deberá mantener al término de cada trimestre calendario un nivel de endeudamiento financiero, en que la relación Obligaciones financieras menos Caja dividido por la suma de Patrimonio total más Interés minoritario no sea superior a uno punto setenta y cinco veces. Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el nivel de endeudamiento financiero respectivamente fue:



	31.12.2024 M\$	31.12.2023 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.380.881	5.508.391
Obligaciones financieras:		
Corrientes	1.265.654	1.212.041
No corrientes	180.301.823	172.622.114
Total obligaciones financieras	181.567.477	173.834.155
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	152.148.879	148.106.145
Participaciones no controladoras		
Total patrimonio	152.148.879	148.106.145
Nivel de endeudamiento financiero (veces)	1,14	1,14

- La Compañía tiene una significativa participación en el sector de energía, sub sector energía eléctrica, constituyéndose en la principal distribuidora de energía eléctrica en su zona de operación, que cubren gran parte de la Quinta Región, atendiendo en la actualidad a 675.257 clientes.

El negocio de distribución eléctrica en que opera la Compañía, se rige bajo contrato de concesión que indica la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Esto faculta a la Compañía operadora a desarrollar su negocio de distribución con mínimo riesgo de enfrentar a la competencia, y bajo un esquema de tarifas reguladas por la autoridad. Lo anterior, minimiza el riesgo de competencia en el negocio de distribución eléctrica, permitiendo contar con un negocio que ofrece una participación de mercado estable.

Estado de resultados integrales

Estados de resultados integrales por función	31.12.2024 M\$	31.12.2023 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	394.482.063	384.160.824
Costo de ventas	(336.313.152)	(331.363.835)
Ganancia Bruta	58.168.911	52.796.989
Otros ingresos por función	7.025.457	8.914.688
Gastos de administración	(42.080.311)	(41.995.986)
Otros gastos por función	(82.489)	(98.319)
Otras ganancias, netas	(1.005.395)	532.730
Ganancias de actividades operacionales	22.026.173	20.150.102
Ingresos financieros	550.203	2.184.641
Costos financieros	(8.063.555)	(9.669.450)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-
Diferencias de cambio	(434.440)	(169.387)
Resultado por unidades de reajuste	(7.609.021)	(7.828.789)
Ganancia antes de impuestos	6.469.360	4.667.117
Gastos por impuestos a las ganancias	(1.190.447)	(86.907)
Ganancia	5.278.913	4.580.210



Ganancia Bruta

Los ingresos de actividades ordinarias del período ascendieron a M\$394.482.063 (diciembre 2023: M\$384.160.824), mostrando un incremento de un 2,7% que se explica, principalmente, por un aumento de los ingresos por venta de energía y servicios asociados a la distribución eléctrica.

Los ingresos por ventas de energía y potencia valorizados sumaron M\$372.598.325 (diciembre 2023: M\$362.918.761) mostrando un aumento de un 2,7% respecto al mismo período del año 2023 y representan el 94,5% (diciembre 2023: 94,5%), del total de ingresos por actividades ordinarias. La variación se explica principalmente por un efecto precio en relación al volumen de físicos facturados, aplicación de decretos por VAD y por provisiones por el diferencial de pérdidas asociadas a la compra de energía efectuadas en el período.

Las prestaciones de servicios asociados al suministro eléctrico por M\$21.883.738 (diciembre 2023: M\$21.242.063) muestran un aumento de un 3,0% respecto al mismo período del año 2023 y representan un 5,5% (diciembre de 2023: 5,5%), del total de ingresos por actividades ordinarias.

Los costos de ventas del período ascienden a M\$336.313.152 (diciembre 2023: M\$331.363.835) mostrando un aumento de un 1,5% respecto al mismo período del año anterior, debido al aumento en los costos de compra de energía y potencia.

Las compras de energía y potencia ascendieron a M\$303.371.113 (diciembre 2023: M\$300.129.338), las cuales representan el 90,2% (diciembre de 2023: 90,6%) del total de costos de ventas.

El margen bruto entre ventas y compras de energía es de M\$69.227.212 (diciembre 2023: M\$62.789.423) que representan un 18,6% (diciembre 2023: 17,3%) sobre las ventas de energía y un 17,5% (diciembre 2023: 16,3%) sobre los ingresos de actividades ordinarias.

Cuadro resumen		31.12.2024	31.12.2023
Ventas de energía	(M\$)	372.598.325	362.918.761
Compra de energía	(M\$)	(303.371.113)	(300.129.338)
Otros costos	(M\$)	(32.942.039)	(31.234.497)
Total costos de ventas	(M\$)	(336.313.152)	(331.363.835)
Servicios asociados al suministro	(M\$)	21.883.738	21.242.063
Ganancia bruta	(M\$)	58.168.911	52.796.989

Otras pérdidas distintas de la ganancia bruta, netas

Se presentan Otras pérdidas netas, distintas de la ganancia bruta, por M\$51.699.551 (diciembre 2023 pérdida de M\$48.129.872), explicadas principalmente por los rubros Gastos de administración por M\$42.080.311, Costos financieros por M\$8.063.555 y Resultado por unidades de reajustes por M\$7.609.021, compensados parcialmente por Otros ingresos por función por M\$7.025.457 e Ingresos financieros de M\$550.203. En el período diciembre 2023, la posición de pérdida neta se explica principalmente por el rubro Gastos de administración por M\$41.995.986, Costos financieros por M\$9.669.450 y Resultado por unidades de reajustes por M\$7.828.789, compensado parcialmente por Otros ingresos por función por M\$8.914.688 e Ingresos financieros de M\$2.184.641.



Estados de situación financiera

Estados de situación financiera	31.12.2024 M\$	31.12.2023 M\$
Total activos corrientes	95.183.431	85.256.705
Total activos no corrientes	521.499.123	480.604.000
Total activos	616.682.554	565.860.705
Total pasivos corrientes	64.952.803	62.819.206
Total pasivos no corrientes	399.580.872	354.935.354
Total patrimonio	152.148.879	148.106.145
Total pasivos y patrimonio	616.682.554	565.860.705

Activos Corrientes

Presenta un aumento de un 11,6% respecto a diciembre de 2023, originado principalmente por el aumento en los rubros Efectivo y equivalentes al efectivo, y deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto, corriente.

Propiedades, planta y equipos, neto

Este rubro presenta un incremento del 8,8% con respecto a diciembre de 2023, explicado principalmente por un aumento en el rubro Instalaciones de distribución hasta 23 kV y equipos eléctricos, en línea con los niveles de inversión previstos por la Compañía. Este crecimiento fue parcialmente compensado por un mayor nivel de depreciación, reflejando el impacto de nuevas incorporaciones de activos y la depreciación acumulada de inversiones realizadas en períodos anteriores.

Activos no corrientes

Muestra un aumento del 8,5% con respecto a diciembre de 2023, explicado principalmente por el incremento en Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes, reflejando un mayor volumen de operaciones a largo plazo, y en Propiedades, planta y equipos, netos, como resultado de nuevas inversiones y mejoras en infraestructura. Este crecimiento fue parcialmente compensado por la disminución en Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto, debido a la amortización de activos adquiridos en períodos anteriores, y en Otros activos no financieros, no corrientes.

Pasivos corrientes

Presenta un aumento del 3,4% respecto a diciembre de 2023, explicado principalmente por el incremento en las Cuentas por pagar comerciales corrientes, reflejando un mayor nivel de obligaciones con proveedores. Este efecto se vio complementado por un aumento en Otras provisiones corrientes, debido a ajustes en las estimaciones, sin embargo, este incremento fue parcialmente compensado por una disminución en las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes, reflejando una menor exposición a obligaciones dentro del grupo empresarial.



Pasivos no corrientes

Este rubro presenta un incremento de un 12,6% con respecto a diciembre de 2023, principalmente por un aumento en los rubros Cuentas comerciales por pagar y Otros pasivos financieros, no corrientes.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta un incremento neto de un 2,7%, se explica principalmente por el mayor ingreso del año y el incremento en el fondo para futuros dividendos, compensado por el cambio en otras reservas asociadas con el ajuste de los beneficios post-jubilación.

Cuadro de ratios

		31.12.2024	31.12.2023
Liquidez:			
Liquidez corriente	(veces)	1,5	1,4
Prueba acida	(veces)	1,4	1,3
Endeudamiento:			
Deuda / patrimonio	(veces)	3,1	2,8
Cobertura costos financieros	(veces)	1,8	1,5
Proporción deuda corriente	(%)	14,0	15,0
Proporción deuda no corriente	(%)	86,0	85,0
Rentabilidad:			
Ganancias / patrimonio	(%)	3,5	3,1
Ganancias / activos	(%)	0,9	0,8

Liquidez Corriente y la Razón Ácida

La liquidez corriente aumentó en comparación con el año anterior, alcanzando 1,5 veces (frente a 1,4 veces en diciembre de 2023). Por su parte, la razón ácida se situó en 1,4 veces, también reflejando un incremento respecto a diciembre de 2023 (1,3 veces). En ambos casos, este aumento se debe principalmente al crecimiento del rubro Efectivo y equivalentes al efectivo y del rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes.

Razón de Endeudamiento

Al 31 de diciembre de 2024 alcanzó 3,1 veces, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos, generado por un aumento el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes, compensado por una disminución de las Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.



Proporción Deuda Corriente

A diciembre de 2024 fue de 14,0%, disminuyendo respecto a diciembre de 2023 que fue de 15%, principalmente por la disminución de los rubros Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes, compensada parcialmente por un incremento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes.

Proporción Deuda no Corriente

Presenta un aumento respecto a diciembre de 2023, pasando de 85% a 86%, producto principalmente del incremento en Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar, no corrientes y Otros pasivos financieros, no corrientes.

Cobertura de Gastos Financieros

Al 31 de diciembre de 2024 fue de 1,8 veces, aumentando con respecto al valor presentado a diciembre de 2023 de 1,5 veces, principalmente debido por un aumento de ganancia anualizada en el presente año respecto del anterior.

Rentabilidad Patrimonial

Al 31 de diciembre de 2024, presenta un aumento respecto a diciembre 2023, pasando de 3,1% a 3,5%, la que se explica principalmente por la Ganancia anualizada.

Rentabilidad del Activo

Al 31 de diciembre de 2024 alcanzó un 0,9%, registrando un aumento con respecto del valor de 0,8% a diciembre 2023. La variación se explica principalmente por un aumento del resultado del ejercicio, además de un incremento neto de los activos de la Compañía, principalmente el rubro de efectivo y efectivo equivalente, Propiedades, planta y equipos, y deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes y no corrientes compensada parcialmente por una disminución de los activos intangibles distintos de la plusvalía, neto.

2. Valor libro de los Activos y Pasivos

Respecto del valor libro y económico de los activos y pasivos cabe mencionar lo siguiente:

El valor razonable de los instrumentos financieros reconocidos en el Estado de situación financiera del periodo, ha sido determinado siguiendo la jerarquía Nivel 2, correspondiente a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios), según los datos de entrada utilizados para realizar la valorización.

Los deudores comerciales corrientes, se presentan a su valor de recuperación esperado, considerando por lo tanto una deducción para cubrir las deudas incobrables.

Las propiedades, plantas y equipos son presentadas de acuerdo con el valor de los aportes o al costo de adquisición, según sea el caso. El costo de los trabajos en ejecución incluye solamente aquellos costos directos e indirectos que son atribuibles directamente a ellos durante el año de construcción y los costos de financiamiento de la misma en caso de existir éstos últimos.



La depreciación es calculada individualmente para cada bien, según el método lineal, de acuerdo con los años de vida útil estimada de los bienes.

Los valores intangibles se presentan a costo histórico de aporte o adquisición, según sea el caso, y se someten a prueba de deterioro de acuerdo a lo dispuesto por NIC 36. Las licencias de software se clasifican en el rubro de “Activos intangibles distintos de la plusvalía” a costo histórico de adquisición y su depreciación es calculada según el método lineal en un año promedio de 72 meses.

Las cuentas por cobrar y/o pagar a entidades relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corriente y no corriente. Estas operaciones se ajustan a las condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

Los activos y pasivos expresados en moneda distinta a la funcional y/o reajustables, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio. La Compañía ha determinado que su moneda funcional es el Peso chileno, considerando para ello el entorno económico principal en el cual desarrolla sus actividades. Para propósitos de los estados financieros la moneda de presentación es el Peso chileno.

En resumen, los activos y pasivos se registran de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera emitidos por el IASB y a normas impartidas por la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

3. Mercado en que participa la Empresa

La industria de distribución eléctrica ha sido objeto de un importante proceso de consolidación, lo cual ha generado que la mayor de la parte distribución eléctrica del país sea entregada por cuatro grupos económicos. El mayor, en términos de ventas de energía, es Enel S.A. y sus filiales, que distribuyen energía en la ciudad de Santiago y otras localidades de la Región Metropolitana. En segundo lugar, se encuentra el grupo CGE que distribuye energía entre la I y la IX Región, además de la distribución en la XII Región a través de Edelmag. En tercer lugar, se encuentra el Grupo Saesa que opera entre las regiones VIII y XI, seguida por Chilquinta, que opera principalmente en la V Región. El resto de la distribución eléctrica es realizada por pequeñas compañías y cooperativas.

En cuanto a su participación por segmentos, la Compañía atiende a un importante porcentaje de los clientes residenciales, comerciales y agrícolas de la región, siendo estos los clientes más rentables para las empresas de distribución.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de “price cap” o tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijado por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente el elevado requerimiento de capital para desarrollar la infraestructura de distribución eléctrica, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente conectado a las redes de la distribuidora, debe pagar el Valor Agregado de Distribución (VAD) por el uso de dichas redes, con independencia de la empresa que lo suministre.



a) Clientes regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- **Precio nudo:** el precio a transferir a los clientes corresponde al precio definido en las Licitaciones de Suministros para la energía (Precio de Nudo Promedio), manteniéndose el precio de la potencia a través de la definición del decreto de precios de nudo existente al momento de la licitación. Los Precios de Nudo Promedio (PNP) nacen de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018, modificada por las Leyes 20.928 y 21.185, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados.

Los Precios de Nudo Promedio se aplican a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131° a 135° de la Ley, y se componen por el promedio ponderado de los precios de contratos de suministro, suscritos a partir de las licitaciones públicas reguladas, por el volumen de suministro correspondiente.

Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se destaca en que es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, y que se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación. Las modificaciones introducidas tienen como objetivo disminuir las tarifas de los clientes regulados en aquellas comunas que posean centrales de generación de energía eléctrica (Reconocimiento de Generación Local), además de acotar las diferencias de tarifas eléctricas residenciales entre las distintas zonas del país (Equidad Tarifaria Residencial) - ley 20.928 -, crear un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados - ley 21.185 – y crear un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de estabilización de precios para clientes sometidos a regulación de precios – ley 21.472 -. Ley 21.667

Su determinación es efectuada semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicables a los Precios de Nudo de Largo Plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

Finalmente, la ley 21.472 establece un Mecanismo Transitorio de Protección Al Cliente, que estabiliza los precios de energía, complementario a aquel establecido en la ley N° 21.185, para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución. El 30 de abril de 2024 se publica la ley 21667, Introduce cambios en aspectos relacionados con la estabilización tarifaria del sector eléctrico, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos con la finalidad de optimizar y clarificar la administración del Fondo de Estabilización de Tarifas, además de ajustar aspectos temporales y financieros en relación con la estabilización de tarifas reguladas. Asimismo, modifica la Ley N°21.472, específicamente en temas de regulación de precios, el manejo del Fondo de Estabilización y la implementación de cargos para su financiamiento. De este modo, establece la forma de distribuir los recursos del Fondo de estabilización, plazos y procedimientos para la dictación del decreto tarifario de PNP, instrucciones para la



actualización de los niveles de precios, aplicación de descuentos, cobros extra con fines de recaudación y diversas consideraciones en el contexto de la Ley Eléctrica. Actualmente se encuentra vigente el Decreto 15T, de 30 de diciembre de 2024, el cual tiene vigencia durante el primer semestre del 2025 y contiene las indicaciones de las leyes de estabilización de precios de energía.

- **Cargo por Transmisión:** A los clientes regulados se les aplicarán cargos únicos por uso del sistema de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicada, en proporción a sus consumos de energía.
- **Valor Agregado de Distribución ("VAD"):** Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución adaptados a la demanda y valorizados al Valor Nuevo de Reemplazo, costos de mantenimiento y operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas eficientes en distribución. Todo lo anterior en base a un modelo de empresa modelo optimizada.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y se asimilan a las empresas de referencia reales que correspondan según sus características.

En Chile, el segmento de distribución de electricidad está regulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Hasta antes de la aprobación de la ley N° 21.194 -que rebajó los criterios para realizar el chequeo de rentabilidad en el cálculo de tarifas de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifación de distribución eléctrica- la regulación implicaba que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades se ubicara en un rango entre el 6% y 14%, de forma que no difiriera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización del 10%. En este escenario, la CNE reportaba para el período tarifario 2016 – 2022 que la rentabilidad de la industria era equivalente al 7,55%.

Con la aprobación de la Ley 21.194 se estableció que la tasa de costo de capital – y también la rentabilidad de las empresas de distribución considerada en el proceso de chequeo – no podrá ser inferior al 6% ni superior al 8% después de impuestos. Para el cálculo de esta última se ha propuesto la aplicación de la metodología denominada Capital Asset Pricing Model (CAPM). Si bien el cálculo del CAPM implica que la estimación quedaría sujeta a variables del mercado (riesgo sistémico, tasa libre de riesgo y premio por riesgo de mercado), este quedaría restringido a un piso y techo que ha sido establecido por ley.

El VAD define los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), los cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, además de sus respectivas fórmulas de indexación, se fijan cada 4 años, siendo el último proceso de fijación tarifaria vigente el correspondiente al cuatrienio 2020 - 2024, que tiene fijación a partir de la publicación del decreto Num 5T de 31 de mayo de 2024 del Ministerio de Energía que fue publicado en el diario oficial el 7 de junio de 2024, tiene vigencia desde el 31 de mayo y fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, este decreto, además, descongeló las tarifas del periodo comprendido entre los años 2019 y 2024..



b) Clientes libres

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o superior a 5MW. Podrán optar a este segmento aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 5,0 MW, que ejerzan su opción de pertenecer a él, debiendo permanecer en el segmento por un mínimo de 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes por la energía es pactada entre la empresa que suministra la electricidad y el cliente.

Adicionalmente, estos clientes, deben pagar por el uso de las redes de transmisión y distribución cuando estén conectados al suministrador a través de éstas, un peaje de distribución que corresponde al VAD de cada empresa, y los peajes de transmisión que correspondan.

c) Otros servicios asociados a la distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras aplican tarifas reguladas por los servicios asociados a la distribución eléctrica, entre los que se incluyen el arriendo de medidores, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas por ley cada 4 años, junto con el proceso de fijación del VAD.

4. Estados de flujos de efectivo

Estados de flujo de efectivo directo	31.12.2024 M\$	31.12.2023 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	45.093.562	35.034.437
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de inversión	(30.545.888)	(37.329.651)
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de financiación	(12.675.779)	(9.315.418)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	1.871.895	(11.610.632)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	595	(31.457)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5.508.391	17.150.480
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7.380.881	5.508.391

- El flujo neto positivo de las actividades provenientes de la operación es de M\$45.093.562 (diciembre 2023: M\$35.034.437) mostrando un aumento de un 28,7%. Esta variación positiva se explica por un aumento en los cobros procedentes de ventas de bienes y prestaciones de servicios, que alcanzaron M\$483.246.605 (diciembre 2023: M\$423.084.151), reflejando un mayor nivel de ingresos operacionales. Además, se registró una disminución en los intereses pagados, que totalizaron M\$39.889 (diciembre 2023: M\$1.523.129), lo que contribuyó favorablemente al flujo operativo. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un incremento en los pagos a proveedores por el



suministro de bienes y servicios, que alcanzaron M\$429.431.800 (diciembre 2023: M\$338.219.607), reflejando mayores costos asociados a la operación.

- El flujo neto utilizado en actividades de inversión presenta un valor negativo de M\$30.546.194 (diciembre 2023: flujo neto negativo de M\$37.373.724) principalmente por menos desembolsos realizados para la adquisición de Propiedades, planta y equipo previstos por la Compañía.
- Se presenta un flujo neto negativo proveniente de las actividades de financiación por M\$12.675.779 (diciembre 2023: flujo neto negativo de M\$9.315.418), principalmente por el pago de préstamos a entidades relacionadas y pago de intereses financieros. Compensado por un aumento en los prestamos empresas relacionadas.
- Se muestra un efecto positivo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por M\$595 (diciembre 2023: flujo neto negativo M\$31.457) producto de la exposición cambiaria de Efectivo y equivalentes de efectivos en dólares estadounidenses.
- Como resultado de lo anteriormente indicado, en el período se origina un incremento neto del efectivo y equivalentes al efectivo de M\$ 1.871.895 (diciembre 2023: decremento por M\$ 11.610.632), quedando la posición final del período en M\$7.380.881 (diciembre 2023 M\$5.508.391).

5. Análisis de Riesgo de Mercado

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, y reforzada en el 2004, 2005 y 2019 que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las compañías de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Compañía y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad, entre otros factores claves.

Con fecha 21 de noviembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía publicó, en el diario oficial, el informe técnico preliminar de propuesta de fórmulas tarifarias, el que fue aprobado mediante Resolución Exenta N°574, de la Comisión, de 5 de octubre de 2023. El informe técnico definitivo (ver hecho posterior) de los Chilquinta Distribución S.A. Página 67 valores agregados de distribución para el cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, fue aprobado mediante Resolución Exenta N°46 de la Comisión de 9 de febrero de 2024. El 7 de junio de 2024, se publicó el decreto 5T, el que tiene vigencia desde el 31 de mayo y fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, este decreto, además, descongela las tarifas vigentes desde el 2019.

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados, esto de acuerdo con lo establecido en la propia Ley General de Servicios Eléctricos, contratos que, de acuerdo a lo establecido en NIC 39 y NIIF 9, no cumplen con las características para ser clasificados como instrumentos derivados.

El actual suministro está vinculado a procesos de licitaciones que permitirán abastecer el suministro eléctrico hasta el año 2043, y que son:



Licitación/Año	Adjudicación	N° Contratos	Inicio	Fin
2006	2006	3	01-ene-10	31-dic-24
2010	2010	8	01-ene-13	31-dic-26
2013-01	2013	2	01-ene-17	31-dic-24
2013-03	2014	1	01-ene-17	31-dic-25
2013-03 2do llamado	2014	21	01-ene-17	31-dic-33
2015-02	2015	9	01-ene-21	31-dic-41
2015-01	2016	31	01-ene-19	31-dic-36
2017-01	2017	5	01-ene-21	31-dic-43
2021-01	2021	5	01-ene-26	31-dic-40
2022-01	2022	2	01-ene-27	31-dic-41

El 30 de abril de 2024 se publica la ley 21667, Introduce cambios en aspectos relacionados con la estabilización tarifaria del sector eléctrico, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos con la finalidad de optimizar y clarificar la administración del Fondo de Estabilización de Tarifas, además de ajustar aspectos temporales y financieros en relación con la estabilización de tarifas reguladas. Asimismo, modifica la Ley N°21.472, específicamente en temas de regulación de precios, el manejo del Fondo de Estabilización y la implementación de cargos para su financiamiento. De este modo, establece la forma de distribuir los recursos del Fondo de estabilización, plazos y procedimientos para la dictación del decreto tarifario de PNP, instrucciones para la actualización de los niveles de precios, aplicación de descuentos, cobros extra con fines de recaudación y diversas consideraciones en el contexto de la Ley Eléctrica