ANALISIS RAZONADO A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Correspondientes al año terminado
el 31 de diciembre de 2018.

1. Análisis comparativo

Chilquinta Energía S.A. y sus filiales al 31 de Diciembre de 2018 destaca los siguientes hechos:

- La Ganancia del período asciende a M$31.376.159 mostrando una disminución de un 12,0% respecto a la alcanzada a Diciembre de 2017 por M$35.644.984, y se explica principalmente por menores resultados por Ingresos financieros y perdida por Diferencias de cambio, complementado por un incremento en gastos de administración; compensan parcialmente esta variación un aumento de la Ganancia bruta y menores Gastos por impuestos a las ganancias.

  El comportamiento de la ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas es el siguiente:

		31.12.2018	31.12.2017
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M$)	31.376.159	35.644.984
Ganancia/ (Pérdida) por acción	($)	11.462	18.607
Valor libro de la acción	($)	162.680	146.629

- La Compañía muestra una razón de endeudamiento a diciembre de 2018 de un 0,7 (Diciembre 2017: 1,0).

- La deuda vigente, al 31 de diciembre de 2018 correspondiente a la línea de bonos Serie B, por un valor de 4.700.000 UF de capital nominal, continua generando para la Compañía y sus filiales estar sujetas 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 a nivel consolidado, 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 2018 y 31 de diciembre 2017, el nivel de endeudamiento financiero consolidado fue:

	31.12.2018 M$	31.12.2017 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	21.419.400	34.344.592
Obligaciones financieras:		
Corrientes	908.167	882.876
No corrientes	129.185.678	125.557.438
Total obligaciones financieras	130.093.845	126.440.314
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	432.325.556	268.450.947
Participaciones no controladoras	12.998.663	12.449.787
Total patrimonio	445.324.219	280.900.734
Nivel de endeudamiento financiero consolidado (veces)	0,24	0,33

- 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 cubre gran parte de la Quinta Región y en zonas rurales de la Séptima Región del país. En la actualidad atiende a 721.942 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.

  Chilquinta Energía S.A. es una empresa de distribución eléctrica que opera en la zona de concesión que incluye las provincias de Valparaíso, San Antonio, Petorca, San Felipe, Quillota y Los Andes, representando el 70% de la superficie de la Quinta Región y atendiendo a 596.402 clientes.

  Por otra parte, a través de sus filiales Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A. y Luzparral S.A., distribuyen energía eléctrica a 125.540 clientes en las regiones V y VII respectivamente.

- La sociedad filial Casablanca Generación S.A., en liquidación, cuyo objetivo fue participar en el negocio de la generación eléctrica, ha informado que con fecha 17 de julio de 2018 comenzó a pagar a sus accionistas la suma de $200.100.000, correspondiente a la disminución de capital acordada en Junta extraordinaria de accionistas de dicha sociedad celebrada el día 24 de abril de 2018. En la mencionada Junta adicionalmente se acordó la modificación de los estatutos relativos a la duración de la Sociedad y la liquidación de la misma.

- Con fecha 25 de octubre de 2018, la matriz indirecta Chilquinta Energía S.A. informó que en conjunto con su filial Luzlinares constituyeron, con fecha 12 de octubre de 2018, la sociedad matriz directa Chilquinta Transmisión S.A. (Chiltrans S.A.), con el objeto de utilizarla como vehículo para la adquisición, construcción, operación, explotación, desarrollo y mantenimiento de

instalaciones de transmisión de energía eléctrica, así como para la inversión y adquisición de sociedades que tengan por objeto una o más de las actividades antes señaladas.

- Con fecha 18 de diciembre de 2018, la matriz indirecta Chilquinta Energía S.A. informó el perfeccionamiento de la operación suscrita con AES Gener y su filial Sociedad Eléctrica Angamos S.A., por la compra del 100% de las acciones de Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. (CTNG) a través de la matriz directa Chilquinta Transmisión S.A. Luego de haberse cumplido las condiciones acordadas en el SPA, se concretó el traspaso de acciones y el pago a los vendedores por la suma de MMUS$225,5 en proporción a sus respectivas participaciones accionarias en CTNG. Los activos involucrados en la operación son:

  (a) Líneas de transmisión
    (i) de 110 kV, por un total aproximado de 184 kilómetros;
    (ii) de 220 kV, por un total aproximado de 132 kilómetros; y
  (b) Otros activos de transmisión y subestaciones eléctricas.

Estado de resultados integrales

Estados de resultados integrales consolidados por función	31.12.2018 M$	31.12.2017 M$
Ingresos de actividades ordinarias	358.583.078	371.644.808
Costo de ventas	(275.801.103)	(292.869.635)
Ganancia Bruta	82.781.975	78.775.173
Otros ingresos por función	3.715.935	4.426.458
Gastos de administración	(34.573.927)	(33.294.176)
Otros gastos por función	(100.296)	(142.365)
Otras ganancias, netas	871.938	1.248.195
Ganancias de actividades operacionales	52.695.625	51.013.285
Ingresos financieros	878.884	1.152.320
Costos financieros	(6.614.822)	(6.620.142)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	984.345	1.229.525
Diferencias de cambio	(2.844.728)	3.227.711
Resultado por unidades de reajuste	(3.359.806)	(2.324.624)
Ganancia antes de impuestos	41.739.498	47.678.075
Gastos por impuestos a las ganancias	(10.363.339)	(12.033.091)
Ganancia	31.376.159	35.644.984

Ganancia Bruta

- Los ingresos de actividades ordinarias del período ascendieron a M$358.583.078 (Diciembre de 2017: M$371.644.808), mostrando un decremento de un 3,5% que se explica, principalmente, por

un menor nivel de ingresos asociados a ventas de energía y compensados por menores costo de ventas.

Los ingresos por ventas de energía y potencia valorizados sumaron M$341.843.753 (Diciembre de 2017: M$355.061.347) mostrando un decremento de un 3,7% respecto al mismo período del año 2017 y representan el 95,3% (Diciembre de 2017: 95,5%), respectivamente, del total de ingresos por actividades ordinarias. La variación se explica principalmente por un efecto precio en relación al menor volumen de físicos facturados.

Las prestaciones de servicios asociados al suministro eléctrico por M$15.876.289 (Diciembre de 2017: M$15.746.247) muestran un incremento de un 0,8% respecto al mismo período del año 2017 y representan un 4,4% (Diciembre de 2017: 4,2%), respectivamente, del total de ingresos por actividades ordinarias.

Las ventas de retail y otros ingresos ascendieron a M$863.036 (Diciembre de 2017: M$837.214) evidenciando un incremento de un 3,1% respecto al mismo período del año 2017, representando un 0,2% (Diciembre de 2017: 0,2%), respectivamente, del total de los ingresos de actividades ordinarias.

Los costos de ventas del período ascendieron a M$275.801.103 (Diciembre de 2017: M$292.869.635) mostrando un decremento de 5,8% respecto al mismo período del año anterior debido a un efecto precio generado en la compra de energía compensado parcialmente por un menor efecto precio de venta de energía que se presenta a la fecha respecto de igual periodo del año anterior (0,2%).

Las compras de energía y potencia ascendieron a M$240.616.508 (Diciembre de 2017: M$254.239.590), las cuales representan el 87,2% (Diciembre de 2017: 86,8%) del total de costos de ventas.

El margen bruto entre ventas y compras de energía es de M$101.227.245 (Diciembre de 2017: M$100.821.757) que representan un 29,6% (Diciembre de 2017: 28,4%) sobre las ventas de energía y un 28,2% (Diciembre de 2017: 27,1%) sobre los ingresos de actividades ordinarias.

Cuadro resumen		31.12.2018	31.12.2017
Ventas de energía	(M$)	341.843.753	355.061.347
Compra de energía	(M$)	-240.616.508	-254.239.590
Otros costos	(M$)	-35.184.595	-38.630.045
Total costos de ventas	(M$)	-275.801.103	-292.869.635
Servicios asociados al suministro	(M$)	15.876.289	15.746.247
Ventas retail y otros ingresos	(M$)	863.036	837.214
Ganancia bruta	(M$)	82.781.975	78.775.173

Otras ganancias (pérdidas) distintas de la ganancia bruta, netas

Se presentan Otras pérdidas netas, distintas de la ganancia bruta, ascendentes a M$41.042.477 (Diciembre 2017: pérdida neta por M$31.097.098), mostrando un incremento de un 32,0% que se explica principalmente por el aumento en Gastos de administración por M$34.573.927 (Diciembre 2017: M$33.294.176), por menores Ingresos financieros por M$878.884 (Diciembre 2017: M$1.152.320) y por pérdidas por Diferencias de cambio por M$2.844.728 (Diciembre 2017: ganancia de M$3.227.711) y pérdidas en Resultados por unidades de reajuste por M$3.359.806 (Diciembre 2017: pérdida por M$2.324.624).

El comportamiento del resultado después de impuestos es el siguiente:

		31.12.2018	31.12.2017
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M$)	31.376.159	35.644.984
Ganancia/ (Pérdida) por acción	($)	11.462	18.607
Valor libro de la acción	($)	162.680	146.629

Estados de situación financiera

Estados de situación financiera consolidados	31.12.2018 M$	31.12.2017 M$
Total activos corrientes	119.622.495	124.565.466
Total activos no corrientes	648.550.361	438.452.476
Total activos	768.172.856	563.017.942
Total pasivos corrientes	102.008.420	102.312.345
Total pasivos no corrientes	220.840.217	179.804.863
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	432.325.556	268.450.947
Participaciones no controladoras	12.998.663	12.449.787
Total patrimonio	445.324.219	280.900.734
Total pasivos y patrimonio	768.172.856	563.017.942

Activos Corrientes

Presenta un decremento de un 4,0% respecto a diciembre de 2017, originada principalmente por una disminución en el rubro Efectivo y equivalente al efectivo y parcialmente compensado por un aumento en el rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto, corrientes. El efecto de la incorporación de los activos corrientes adquiridos de CTNG significó compensar en un 13,0% la disminución de este rubro.

Propiedades, planta y equipos, neto

Este rubro presenta un incremento de un 51,5% con respecto a diciembre de 2017, que se explica principalmente por un incremento de un 13,0% en Obras de infraestructura, maquinarias y equipos previstos por la Compañía compensado por un mayor nivel de depreciación, y un 38,5% que corresponde a la adquisición de la totalidad de los activos de la empresa CTNG por parte de Chilquinta.

Otros activos no corrientes

Muestra un incremento de un 41,2% con respecto a diciembre de 2017, principalmente por el aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, correspondientes a las sociedades Eletrans I y III respectivamente, complementado por un incremento de los rubros Plusvalía y Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto producto de la incorporación de los activos adquiridos de CTNG que significó un aporte de 39,0% al crecimiento en este rubro.

Pasivos corrientes

Presenta un decremento de 0,3% con respecto a diciembre de 2017 explicado, principalmente por una disminución en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes, siendo compensadas parcialmente por un aumento en Otros pasivos no financieros, corrientes y Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes.

Pasivos no corrientes

Ha experimentado una aumento de un 22,8% con respecto a diciembre de 2017, principalmente por un incremento en Otros pasivos financieros, no corrientes producto de la exposición a la variación de la UF, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes por la exposición al tipo de cambio del dólar estadounidense, complementados por Pasivos por impuestos diferidos y Otras provisiones no corrientes, correspondiente a la pérdida patrimonial de Eletrans II, que representan un 6,8% de la variación y por un 16,0% resultante de la incorporación en rubro Pasivos por impuestos diferidos el efecto de la incorporación de los activos adquiridos de la sociedad CTNG.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta un aumento de un 58,5%, el cual se explica, principalmente, por un incremento en el capital de la Compañía y que fue suscrito y pagado por Inversiones Sempra Ltda., de las Ganancias acumuladas, que corresponde al resultado integral del ejercicio ascendente a M$31.376.159 y compensado por Otras reservas originados por el reconocimiento de la participación proporcional en las sociedades Eletrans I, II y III, respectivamente, al 31 de diciembre de 2018.

.

Cuadro de ratios

		31.12.2018	31.12.2016
Liquidez:			
Liquidez corriente	(veces)	1,2	1,2
Prueba acida	(veces)	1,1	1,1
Endeudamiento:			
Deuda / patrimonio	(razón)	0,7	1,0
Cobertura costos financieros	(veces)	7,3	8,2
Proporción deuda corriente	(%)	31,6	36,3
Proporción deuda no corriente	(%)	68,4	63,7
Rentabilidad:			
Ganancias / patrimonio	(%)	7,0	12,7
Ganancias / activos	(%)	4,1	6,3

2.- Valor libro de los Activos y Pasivos

Respecto del valor libro y económico (valor justo) de los activos cabe mencionar lo siguiente:

- El valor razonable de los instrumentos financieros reconocidos en el Estado de situación financiera consolidado del período, 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 por venta corrientes y no corrientes, se presentan a su valor de recuperación esperado, considerando por lo tanto una estimación de deterioro que cubre adecuadamente el riesgo de pérdida de valor de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

- Las existencias de materiales y artefactos eléctricos son valorizadas al costo o Valor neto de Realización (VNR), considerando una deducción por obsolescencia, y no exceden a sus respectivos valores de realización. El método de costeo utilizado corresponde a "Precio Promedio Ponderado".

- Los activos declarados como prescindibles y sus pasivos directamente asociados se presentan bajo los rubros Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta y Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta respectivamente y se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimados de venta, deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de depreciarse y amortizarse (en caso de activos intangibles) desde el momento de su clasificación.

- Los bienes que componen el rubro Propiedades, planta y equipos son presentados 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 período 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 uso de los bienes.

- Las Propiedades de inversión se valorizan a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado, si proceden. La depreciación se calcula usando el método lineal, y la vida útil de uso asignada es 72 años.

- 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 NIIF 36. Las licencias de software se clasifican en el rubro de "Activos intangibles distintos de la plusvalía" a costo histórico de adquisición y su amortización es calculada según el método lineal en un período promedio de 72 meses.

- Las inversiones en otras sociedades que corresponden a la participación en inversiones en las cuales no se posee influencia o control se presentan valorizadas a su costo de adquisición y los dividendos percibidos de estas sociedades se registran con efectos en resultados integrales del período y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de participación".

- Las cuentas y documentos por cobrar y/o pagar a entidades relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corrientes y no corrientes. 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 extranjera y/o reajustables, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio.

- En resumen, los activos y pasivos se registran de acuerdo a los pronunciamientos contables emitidos por el IASB y a normas impartidas por la Comisión para el Mercado Financiero, ex Superintendencia de Valores y Seguros.

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 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, o Ley Corta II, 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 131º a 135º 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.

  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.

- 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.

  La tarifa es fijada para cada una de las empresas modelo de la respectiva área típica buscando una tasa interna de retorno del 10% sobre los activos adaptados a la demanda. Dicha rentabilidad tiene un rango de variación de +/-4%, para el conjunto de todas las distribuidoras al momento de la fijación de tarifas.

  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 aquel realizado en noviembre del año 2016.

.

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 flujos de efectivos directos consolidados	31.12.2018 M$	31.12.2017 M$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	60.407.446	52.075.356
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de inversión	(205.209.020)	(57.723.757)
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de financiación	124.128.749	(64.708.289)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(20.672.825)	(70.356.690)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	7.747.633	(1.457.468)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	34.344.592	106.158.750
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	21.419.400	34.344.592

- El flujo neto positivo de las actividades provenientes de la operación es de M$60.407.446 (Diciembre 2017: Flujo neto positivo M$52.075.356) mostrando un aumento de un 16,0%.

  Los principales rubros que contribuyeron a esta variación positiva se explican por los Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por M$455.603.848 (Diciembre 2017: M$433.332.937), parcialmente compensado por los Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por M$380.158.910 (Diciembre 2017: M$364.881.361).

- El flujo neto proveniente de las actividades de inversión presenta un valor negativo de M$205.209.020 (Diciembre 2017: flujo neto negativo de M$57.723.757), principalmente por los desembolsos por adquisiciones de Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos y otras participaciones, previstas por la Compañía, específicamente por la adquisición de la empresa CTNG por parte de Chilquinta en Diciembre 2018. En Diciembre 2017, el flujo negativo, se explica por Compra de propiedades, plantas y equipos por un monto de 44.472.844 previstas en plan de crecimiento de la Compañía.

- Se presenta un flujo neto positivo proveniente de las actividades de financiación por M$124.128.749 (Diciembre 2017: flujo neto negativo M$64.708.289), que corresponden a Importes procedentes de la emisión de acciones por aumento de capital efectuado en diciembre por la Compañía. El período correspondiente al año 2017, se explica, principalmente por el desembolso de dividendos y el pago de intereses.

- Se muestran un efecto positivo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por M$7.747.633 (Diciembre 2017: negativo por M$1.457.468) producto

de la exposición cambiaria de depósitos a plazos en dólares estadounidenses clasificados como equivalentes al efectivo.

Como resultado de lo anteriormente indicado, en el período se origina un decremento neto del efectivo y equivalentes al efectivo de M$12.925.192 (Diciembre 2017: decremento neto de M$71.814.158), quedando la posición final del período en M$21.419.400 (Diciembre 2017: $34.344.592).

5.- Análisis de Riesgo de Mercado

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, y reforzada en el 2004 y 2005, 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.

A pesar del riesgo asociado a posibles cambios en la normativa, cabe destacar que uno de los objetivos fundamentales de la autoridad, hasta la fecha, ha sido mantener la rentabilidad del negocio a fin de incentivar el desarrollo de la industria, dado el alto impacto que tiene esta última en el crecimiento económico del país.

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 párrafo 9 de NIC 39, no cumplen con las características de una operación de 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
2008	2008	2	01-may-10	31-dic-23
2010	2010	8	01-ene-13	31-dic-26
2013-01	2013	2	01-ene-15	31-dic-24
2013-03	2014	1	01-sep-14	31-dic-25
2013-03 2do llamado	2014	21	01-ene-17	31-dic-33
2015-02	2015	9	01-ene-19	31-dic-36
2015-01	2016	26	01-ene-21	31-dic-41
2017-01	2017	5	01-ene-24	31-dic-43