ANALISIS RAZONADO A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Correspondientes al 30 de septiembre de 2017 (no auditado) y
31 de diciembre de 2016 y por los períodos de nueve y tres meses
terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016 (no auditados)

1. Análisis comparativo

Chilquinta Energía S.A. y sus filiales al 30 de septiembre de 2017 destaca los siguientes hechos:

- La Ganancia del período asciende a M$26.133.749 mostrando una disminución de un 9,6% respecto a la alcanzada a septiembre de 2016 por M$28.896.299, y se explica principalmente por un mayor Gasto por impuestos a las ganancias, complementada por mayores gastos de administración y una menor Ganancia bruta. Compensan parcialmente la variación, mayores resultados provenientes de los joint venture Eletrans, Eletrans II y Eletrans III, complementada por mayores Otros ingresos por función, menor gasto en Resultados por unidades de reajustes y mayores Diferencias de cambio.

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

		30.09.2017	30.09.2016
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M$)	26.133.749	28.896.299
Ganancia/ (Pérdida) por acción	($)	13.642	15.084
Valor libro de la acción	($)	143.494	157.374

- La Compañía muestra un índice de endeudamiento a septiembre de 2017 de un 1,0% (Diciembre 2016: 0,9%).

- La Compañía, durante el presente período 2017, incrementó su participación accionaria en su Filial Compañía Eléctrica del Litoral S.A. pasando de un 76,87% al 77,11% del capital accionario de ésta.

- La deuda vigente, al 30 de septiembre de 2017 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 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre 2016, el nivel de endeudamiento financiero consolidado fue:

	30.09.2017 M$	31.12.2016 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	34.385.662	106.158.750
Obligaciones financieras:		
Corrientes	2.195.549	868.046
No corrientes	124.887.539	123.418.130
Total obligaciones financieras	127.083.088	124.286.176
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	262.594.418	294.447.470
Participaciones no controladoras	12.299.025	12.240.752
Total patrimonio	274.893.443	306.688.222
Nivel de endeudamiento financiero consolidado (veces)	0,34	0,06

- 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 más de 700.213 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 más de 580.438 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., distribuye energía eléctrica a más de 119.775 clientes en las regiones V y VII. Adicionalmente, forma parte del grupo la sociedad Casablanca Generación S.A. con el objetivo de participar en el negocio de la generación eléctrica.

Estado de resultados integrales

Estados de resultados integrales consolidados por función	30.09.2017 M$	30.09.2016 M$
Ingresos de actividades ordinarias	275.584.685	277.537.974
Costo de ventas	(217.541.888)	(218.853.908)
Ganancia Bruta	58.042.797	58.684.066
Otros ingresos por función	3.272.847	3.214.293
Gastos de administración	(24.173.793)	(20.943.290)
Otros gastos por función	(106.637)	(40.513)
Otras ganancias, netas	507.721	737.154
Ganancias de actividades operacionales	37.542.935	41.651.710
Ingresos financieros	938.058	959.750
Costos financieros	(4.965.779)	(4.996.872)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	387.820	330.298
Diferencias de cambio	2.537.412	735.859
Resultado por unidades de reajuste	(1.613.023)	(1.692.419)
Ganancia antes de impuestos	34.827.423	36.988.326
Gastos por impuestos a las ganancias	(8.693.674)	(8.092.027)
Ganancia	26.133.749	28.896.299
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos, antes de impuestos	-	16.145
Ganancias (pérdidas) relativos a derivados de cobertura	-	-
Total otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	-	16.145
Impuestos a las ganancias relativos con resultados actuariales por planes de beneficios definidos	-	(4.359)
Impuestos a las ganancias relativos con resultados por derivados de cobertura	-	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del período	-	(4.359)
Total resultado integral	26.133.749	28.908.085

Ganancia Bruta

- Los ingresos de actividades ordinarias del período ascendieron a M$275.584.685 (Septiembre de 2016: M$277.537.974), mostrando una disminución de un 0,7% que se explica, principalmente, por un menor nivel de ingresos asociados a ventas de energía y prestación servicios.

  Los ingresos por ventas de energía y potencia valorizados sumaron M$264.558.782 (Septiembre de 2016: M$266.334.811) mostrando una disminución de un 0,7% respecto al mismo período del año 2016 y representan el 96,0% (Septiembre de 2016: 96,0%), respectivamente, del total de ingresos por actividades ordinarias. La variación se explica principalmente por un menor efecto precio en relación al mayor volumen de físicos facturados.

Las prestaciones de servicios asociados al suministro eléctrico por M$10.386.504 (Septiembre de 2016: M$10.539.613) muestran una disminución de un 1,5% respecto al mismo período del año 2016 y representan un 3,8% (Septiembre de 2016: 3,8%), respectivamente, del total de ingresos por actividades ordinarias.

Las ventas de retail y otros ingresos ascendieron a M$639.399 (Septiembre de 2016: M$663.550) evidenciando un decremento de un 3,6% respecto al mismo período del año 2016, representando un 0,2% (Septiembre de 2016: 0,2%), respectivamente, del total de los ingresos de actividades ordinarias.

Los costos de ventas del período ascendieron a M$217.541.888 (Septiembre de 2016: M$218.853.908) mostrando una disminución de 0,6% 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 (2,5%).

Las compras de energía y potencia ascendieron a M$187.544.655 (Septiembre de 2016: M$193.138.035), las cuales representan el 86,2% (Septiembre de 2016: 88,2%) del total de costos de ventas.

El margen bruto entre ventas y compras de energía es de M$77.014.127 (Septiembre de 2016: M$73.196.776) que representan un 29,1% (Septiembre de 2016: 27,5%) sobre las ventas de energía y un 27,9% (Septiembre de 2016: 26,4%) sobre los ingresos de actividades ordinarias.

Cuadro resumen		30.09.2017	30.09.2016
Ventas de energía	(M$)	264.558.782	266.334.811
Compra de energía	(M$)	-187.544.655	-193.138.035
Otros costos	(M$)	-29.997.233	-25.715.873
Total costos de ventas	(M$)	-217.541.888	-218.853.908
Servicios asociados al suministro	(M$)	10.386.504	10.539.613
Ventas retail y otros ingresos	(M$)	639.399	663.550
Ganancia bruta	(M$)	58.042.797	58.684.066

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

Se presentan Otras pérdidas netas, distintas de la ganancia bruta, ascendentes a M$23.215.374 (Septiembre 2016: pérdida neta por M$21.695.740), mostrando un incremento de un 7% que se explica principalmente por el aumento en Gastos de administración por M$24.173.793 (Septiembre 2016: M$20.943.290) e Ingresos financieros por M$938.058 (Septiembre 2016: M$959.750) y compensadas parcialmente por Diferencias de cambio por M$2.537.412 (Septiembre 2016: M$735.859) y complementado por el reconocimiento de mayor utilidad provenientes de los Joint ventures Eletrans S.A., Eletrans II y Eletrans III S.A. por M$387.820 (Septiembre 2016: ganancia por

M$330.298) y menores gastos en Resultado por unidades de reajuste por M$1.613.023 (Septiembre 2016: M$1.692.419) .

El comportamiento del resultado después de impuestos es el siguiente:

		30.09.2017	30.09.2016
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M$)	26.133.749	28.896.299
Ganancia/ (Pérdida) por acción	($)	13.642	15.084
Valor libro de la acción	($)	143.494	157.374

Estados de situación financiera

Estados de situación financiera consolidados	30.09.2017 M$	31.12.2016 M$
Total activos corrientes	112.330.720	188.301.003
Total activos no corrientes	425.172.207	395.241.142
Total activos	537.502.927	583.542.145
Total pasivos corrientes	83.471.751	96.055.570
Total pasivos no corrientes	179.137.733	180.798.353
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	262.594.418	294.447.470
Participaciones no controladoras	12.299.025	12.240.752
Total patrimonio	274.893.443	306.688.222
Total pasivos y patrimonio	537.502.927	583.542.145

Activos Corrientes

Presenta un decremento de un 40,3% respecto a diciembre de 2016, originada principalmente por una disminución en Efectivo y equivalentes al efectivo, Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto, corrientes y Activos por impuestos corrientes, y parcialmente compensados por un aumento en Otros activos no financieros, corrientes.

Propiedades, planta y equipos, neto

Este rubro presenta un aumento un 7,4% con respecto a diciembre de 2016, que se explica principalmente por un incremento de Obras de infraestructura, maquinarias y equipos, contemplados dentro de los niveles de inversión previstos por la Sociedad, compensado por un mayor nivel de depreciación.

Otros activos no corrientes

Muestra un aumento de un 7,9% con respecto a diciembre de 2016, principalmente por el incremento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación producto que en el presente período el joint venture Eletrans S.A realizó un aumento de capital que fue suscrito y pagado por sus accionistas, y con ello revertir el déficit patrimonial de dicha Sociedad, lo anterior complementado por la participación en la sociedad Eletrans III S.A. (Joint venture con SAESA S.A) y por aumentos en Activos intangibles distintos de la plusvalía y Otros activos no financieros, no corrientes.

Pasivos corrientes

Presenta una disminución de 13,1% con respecto a diciembre de 2016 explicado, principalmente, un decremento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes, Pasivos por impuestos corrientes, siendo compensadas parcialmente por un aumento en Otros pasivos financieros, corrientes y Otros pasivos no financieros, corrientes.

Pasivos no corrientes

Ha experimentado una disminución de un 0,9% con respecto a diciembre de 2016, principalmente por un decremento en Otras provisiones no corrientes originado por la suscripción y pago de un aumento de capital, aprobado, en Eletrans S.A., compensado con el reconocimiento de la participación proporcional en Eletrans II S.A. al 30 de septiembre de 2017, sobre su déficit patrimonial a dicha fecha. Complementan la variación, una disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes, explicado por la exposición de tipo de cambio del dólar estadounidense, y Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes. Compensan parcialmente lo indicado previamente un incremento en Otros pasivos financieros, no corrientes producto de la exposición a la variación de la UF y Pasivos por impuestos diferidos.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta una disminución de un 10,4%, el cual se explica, principalmente, por un decremento de las Ganancias acumuladas producto del pago de un dividendo eventual por M$61.201.507 acordado, con fecha de 26 de Enero de 2017, en sesión de Directorio de la Compañía, siendo compensado por resultado integral del ejercicio ascendente a M$26.133.749, complementan la variación el aumento del rubro Otras reservas originados por el reconocimiento de la participación proporcional en Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. al 30 de septiembre de 2017.

Cuadro de ratios

		30.09.2017	31.12.2015
Liquidez:			
Liquidez corriente	(veces)	1,3	2,0
Prueba acida	(veces)	1,2	1,8
Endeudamiento:			
Deuda / patrimonio	(veces)	1,0	0,9
Cobertura costos financieros	(veces)	8,0	8,2
Proporción deuda corriente	(%)	31,8	34,7
Proporción deuda no corriente	(%)	68,2	65,3
Rentabilidad:			
Ganancias / patrimonio	(%)	12,7	12,1
Ganancias / activos	(%)	6,5	6,4

(*) La rentabilidad para el período intermedio actual se presenta anualizada para efectos comparativos.

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 deducción para cubrir las deudas incobrables.

- 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.

- 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".

- Los derechos de agua se presentan a su valor de tasación, dada su medición potencial de capacidad de generación eléctrica.

- 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 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 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	30.09.2017 M$	30.09.2016 M$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	36.228.249	51.107.101
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de inversión	(41.683.327)	(18.649.673)
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de financiación	(65.332.431)	(17.313.353)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(70.787.509)	15.144.075
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(985.579)	(1.847.642)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	106.158.750	89.965.687
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	34.385.662	103.262.120

- El flujo neto positivo de las actividades provenientes de la operación es de M$36.228.249 (Septiembre 2016: Flujo neto positivo M$51.107.101) mostrando un decremento de un 29,1%.

  Los principales rubros que contribuyeron a esta variación negativa se explican por los pagos a proveedores por bienes y servicios por M$225.618.074 (septiembre 2016: M$215.244.835) y por pagos a y por cuenta de los empleados por M$12.324.036 (septiembre 2016: M$10.329.340), y complementado por los cobros procedentes de la venta de bienes y prestación de servicios por M$277.166.645 (septiembre 2016: M$279.107.642).

- El flujo neto proveniente de las actividades de inversión presenta un valor negativo de M$41.683.327 (Septiembre 2016: flujo neto negativo de M$18.649.673), principalmente por la suscripción y pago del aumento de capital efectuado por Eletrans S.A., y complementado por los desembolsos por adquisiciones de propiedades, planta y equipos previstas por la Compañía.

- Se presenta un flujo neto negativo proveniente de las actividades de financiación por M$65.332.341(Septiembre 2016: flujo neto negativo M$17.313.353), que se explica, principalmente por el desembolso de dividendos e intereses pagados

- Se muestran un efecto positivo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo negativo por M$985.579 (Septiembre 2016: negativo por M$1.847.642) 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$71.773.088 (Septiembre 2016: incremento neto de M$13.296.433), quedando la posición final del período en M$34.385.662 (Septiembre 2016: $103.262.120).

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.

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 2041, 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
201301	2013	2	01-ene-15	31-dic-24
201303	2014	1	01-sep-14	31-dic-25
201303 2do llamado	2014	21	01-ene-17	31-dic-33
201502	2015	9	01-ene-19	31-dic-36
201501	2016	26	01-ene-21	31-dic-41