# ANÁLISIS RAZONADO
## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
## AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016
## (Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch$ millones)

- **El número de clientes se incrementó en 2,5% (+ 44.739 clientes), alcanzando 1.825.519 clientes al 31 de diciembre de 2016, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 40.713 y 3.662 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.**

- **Las ventas físicas alcanzaron 15.924 GWh en 2016, manteniéndose prácticamente en el mismo nivel del año anterior (+ 0,2%, o + 31 GWh, respecto a 2015).**

- **Los ingresos operacionales aumentaron en un 4,6% alcanzando Ch$ 1.315.761 millones, principalmente por mayores ventas en los sectores residenciales y comerciales.**

- **Las compras de energía se incrementaron en 6,3% al totalizar Ch$ 936.965 millones, debido a una mayor compra física (+38 GWh) y a un mayor precio promedio de compra.**

- **El margen de los negocios no regulados aumentó en Ch$ 5.109 millones, principalmente por ingresos correspondientes a proyectos de infraestructura y PSVA's.**

- **Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA creció un 3,8% a diciembre de 2016, totalizando Ch$ 192.135 millones.**

- **El resultado financiero registró un ingreso neto de Ch$ 8.579 millones, el cual se compara negativamente con el ingreso neto por Ch$ 12.670 millones registrado a diciembre de 2015 y se explica por un aumento en los flujos de financiamiento otorgados a la compañía por su matriz, Enel Chile S.A..**

- **El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch$ 188.751 millones en diciembre de 2015 a Ch$ 141.499 millones en diciembre de 2016, por la menor contribución de los negocios extranjeros producto de la división de la compañía a partir del 1 de marzo de 2016.**

- **En Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra S.A., realizada con fecha 4 de octubre de 2016, se acordó la modificación del artículo primero de los estatutos, sustituyendo la denominación de la sociedad por la de "Enel Distribución Chile S.A." Dicho cambio se perfeccionó desde el punto de vista legal con fecha 11 de octubre de 2016.**

## RESUMEN FINANCIERO

- La empresa no mantiene deuda con bancos e instituciones financieras a la fecha.
- La liquidez de la empresa, un factor clave para nuestra administración financiera, se muestra a continuación:
  - Caja y caja equivalente disponible: US$ 35 millones.

## I. ANALISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

### INFORMACION RELEVANTE:

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra S.A. (actualmente Enel Distribución Chile S.A.) resolvió aprobar la división de la Compañía, sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas. Producto de la división de Chilectra S.A., surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Chilectra Américas S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y los activos y pasivos asociados a Chilectra S.A. fuera de Chile.

Con fecha 1 de Marzo 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Chilectra S.A. y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Chilectra Américas S.A., sociedad que posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2016, se fusionó con Enel Américas.

En consideración a lo anterior y de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de distribución fuera de Chile por el periodo de dos meses terminado al 29 de febrero de 2016, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro “Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas” del estado de resultados integrales consolidado.

A efectos comparativos, este esquema de presentación se ha aplicado también a los resultados correspondientes al 31 de diciembre de 2015, con lo cual se ha re-expresado el estado de resultados integrales consolidados aprobado anteriormente.

Para mayor información, ver nota 4.2 de los estados financieros consolidados de Enel Distribución Chile S.A. al 31 de diciembre de 2016.

## 1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de diciembre de 2016 fue una utilidad de Ch$ 141.499 millones, comparado con los Ch$ 188.751 millones de utilidad registrados en el período anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las actividades continuadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

| ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuadas) (millones de Ch$) | dic-16 | dic-15 | Variación dic 16-dic 15 | % Variación dic 16-dic 15 |
|---|---|---|---|---|
| **INGRESOS** | **1.315.761** | **1.257.733** | **58.028** | **4,6%** |
| Ventas | 1.310.175 | 1.247.901 | 62.274 | 5,0% |
| Ventas de Energía | 1.172.700 | 1.112.913 | 59.787 | 5,4% |
| Otras Ventas | 8.969 | 7.770 | 1.199 | 15,4% |
| Otras Prestaciones de Servicios | 128.506 | 127.218 | 1.288 | 1,0% |
| Otros ingresos de explotación | 5.586 | 9.832 | (4.246) | (43,2%) |
| **APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS** | **(1.042.329)** | **(983.733)** | **(58.596)** | **6,0%** |
| Compra de energía | (936.965) | (881.590) | (55.375) | 6,3% |
| Gastos de transporte | (60.454) | (60.902) | 448 | (0,7%) |
| Otros aprovisionamientos y servicios | (44.910) | (41.241) | (3.669) | 8,9% |
| **MARGEN DE CONTRIBUCIÓN** | **273.432** | **274.000** | **(568)** | **(0,2%)** |
| Trabajos para el inmovilizado | 6.339 | 5.753 | 586 | 10,2% |
| Gastos de personal | (35.558) | (32.455) | (3.103) | 9,6% |
| Otros gastos fijos de explotación | (52.078) | (62.183) | 10.105 | (16,3%) |
| **RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)** | **192.135** | **185.115** | **7.020** | **3,8%** |
| Depreciación y amortización | (30.400) | (29.082) | (1.318) | 4,5% |
| Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto | (5.141) | (6.739) | 1.598 | (23,7%) |
| **RESULTADO DE EXPLOTACIÓN** | **156.594** | **149.294** | **7.300** | **4,9%** |
| **RESULTADO FINANCIERO** | **8.579** | **12.670** | **(4.091)** | **(32,3%)** |
| Ingresos financieros | 14.289 | 13.308 | 981 | 7,4% |
| Gastos financieros | (6.489) | (1.427) | (5.062) | 354,7% |
| Resultados por unidades de reajuste | 975 | 973 | 2 | 0,2% |
| Diferencias de cambio | (196) | (184) | (12) | 6,5% |
| **OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN** | **1** | **14.665** | **(14.664)** | **(100,0%)** |
| Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación | 2 | 5 | (3) | (60,0%) |
| Resultados de otras inversiones | (1) | - | (1) | 0,0% |
| Resultados en ventas de activo | - | 14.660 | (14.660) | (100,0%) |
| **RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS** | **165.174** | **176.629** | **(11.455)** | **(6,5%)** |
| Impuesto sobre sociedades | (32.589) | (36.956) | 4.367 | (11,8%) |
| **RESULTADO DEL EJERCICIO** | **132.585** | **139.673** | **(7.088)** | **(5,1%)** |
| Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto | 8.914 | 49.078 | (40.164) | (81,8%) |
| **RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS** | **141.499** | **188.751** | **(47.252)** | **(25,0%)** |
| | | | | |
| **Resultado del período** | **141.499** | **188.751** | **(47.252)** | **(25,0%)** |
| **Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora** | 141.499 | 188.751 | **(47.252)** | **(25,0%)** |
| Ganancia atribuible a participaciones no controladoras | - | - | - | 0,0% |
| | | | | |
| **Utilidad por Acción Ch$** | **122,96** | **164,03** | **(41,06)** | **(25,0%)** |

| | | |
|---|---|---|
| Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas | 115,22 | 121,38 |
| Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas | 7,75 | 42,65 |
| Ganancia (pérdida) por acción básica | 122,96 | 164,03 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | 1.150.742.161 | 1.150.742.161 |

## Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre de 2016 fue de Ch$ 156.594 millones, superior en 4,9% respecto de los Ch$ 149.294 millones registrados en el período anterior. Por su parte, el EBITDA aumentó en Ch$ 7.020 millones al alcanzar los Ch$ 192.135 millones en diciembre de 2016.

Estos mejores resultados fueron consecuencia de un mayor margen de compra venta de energía por Ch $4.412 millones, gracias al incremento de las ventas físicas (+31 GWh) y mayores precios por indexación tarifaria. Adicionalmente, el margen de los negocios no regulados aumentó en Ch$ 5.109 millones, principalmente por ingresos correspondientes a proyectos de infraestructura y PSVA's. Lo anterior compensado por una disminución en los ingresos por peajes por Ch$ 2.777 millones.

Los otros ingresos de explotación disminuyeron en Ch$ 4.246 millones, explicado principalmente por dos operaciones no recurrentes registradas en 2015, esto es, el ingreso por activación de seguros a raíz del incendio en la subestación Alonso de Córdova por Ch$ 3.176 millones e ingresos por compensaciones producto de blackouts ocurridos en 2010 y 2011 por Ch$1.557 millones.

En 2016, a raíz de la inflación y mayor actividad, se incrementaron los otros costos de aprovisionamientos y servicios asociados al negocio regulado en Ch$ 2.243 millones.

Por otro lado, los otros gastos fijos de explotación disminuyeron Ch$ 10.105 millones, explicado principalmente por (i) menores gastos de arriendo de líneas transmisión por Ch$ 3.832 millones, producto de la adquisición de estos activos a su matriz, Enel Chile S.A., en agosto de 2015 y (ii) reducción de gastos de servicios de terceros por Ch$ 4.384 millones, gracias a menor actividad en inspecciones y normalizaciones de clientes.

Los costos de personal aumentaron un 9,6% en Ch$ 3.103 millones, que se explica principalmente por mayor gasto en remuneraciones variables por Ch$ 1.497 millones, mayor gasto por reajuste de remuneraciones - principalmente promociones y reajuste real- por Ch$ 940 millones y mayor gasto por efecto inflacionario por Ch$ 666 millones.

Finalmente, la depreciación y amortización del periodo aumento en Ch$ 1.318 millones, como consecuencia de un incremento en las inversiones que pasaron a explotación. Por su parte las pérdidas por deterioro en cuentas por cobrar disminuyeron por Ch$ 1.598 millones.

A continuación, para mayor información, se presenta un mayor detalle de los ingresos de explotación:

| Ingresos de actividades ordinarias (millones de Ch$ ) | Saldo al 31-12-2016 | Saldo al 31-12-2015 | Variación dic 16 - dic 15 | % Variación dic 16 - dic 15 |
|---|---|---|---|---|
| **Ventas de energía** | **1.172.700** | **1.112.913** | **59.787** | **5%** |
| Venta de electricidad Residencial | 433.393 | 407.436 | 25.957 | 6% |
| Venta de electricidad Comercial | 379.038 | 350.157 | 28.881 | 8% |
| Venta de electricidad Industrial | 229.879 | 230.417 | (538) | (0%) |
| Otros Consumidores | 130.390 | 124.903 | 5.487 | 4% |
| **Otras ventas** | **8.969** | **7.770** | **1.199** | **15%** |
| Ventas de productos y servicios | 8.969 | 7.770 | 1.199 | 15% |
| **Otras prestaciones de servicios** | **128.506** | **127.218** | **1.288** | **1%** |
| Peajes de transmisión y transporte | 64.399 | 67.176 | (2.777) | (4%) |
| Proyectos de infraestructura | 34.944 | 32.061 | 2.883 | 9% |
| Arriendo equipos de medida | 4.556 | 4.415 | 141 | 3% |
| Alumbrado público | 12.661 | 10.859 | 1.802 | 17% |
| Otras prestaciones | 11.946 | 12.707 | (761) | (6%) |
| **Total Ingresos de actividades ordinarias** | **1.310.175** | **1.247.901** | **62.274** | **5%** |
| **Otros Ingresos por naturaleza** | | | | |
| Ingresos por recuperación de fraudes (CNR) | 1.345 | 2.199 | (854) | (39%) |
| Cancelacion fuera de plazo de facturación | 1.540 | 1.445 | 95 | 7% |
| Recuperación deuda castigada | 147 | 352 | (205) | (58%) |
| Otros Ingresos | 2.554 | 5.835 | (3.281) | (56%) |
| **Total Otros ingresos por naturaleza** | **5.586** | **9.831** | **(4.245)** | **(43%)** |

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Distribución Chile S.A y filiales, para los ejercicios terminados al 31de diciembre de 2016 y 2015, se muestran a continuación:

| Mercado | Clientes Miles Dic-16 | Clientes Miles Dic-15 | % Var Clientes | Clientes millones Ch$ Dic-16 | Clientes millones Ch$ Dic-15 | % Var Clientes | (*)Venta GWh Dic-16 | (*)Venta GWh Dic-15 | % Var GWH |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Residencial | 1.634 | 1.593 | 2,6% | 433.393 | 407.436 | 6,4% | 4.442 | 4.329 | 2,6 % |
| Comercial | 142 | 139 | 2,2% | 379.038 | 350.157 | 8,2% | 5.075 | 5.157 | (1,6 %) |
| Industrial | 13 | 12 | 8,3% | 229.879 | 230.417 | -0,2% | 2.536 | 2.674 | (5,2 %) |
| Peaje | - | - | - | - | - | - | 2.671 | 2.690 | (0,7 %) |
| Otros | 37 | 37 | 0,0% | 130.390 | 124.903 | 4,4% | 1.200 | 1.043 | 15,1 % |
| | | | | | | | | | |
| Totales | **1.826** | **1.781** | **2,5 %** | **1.172.700** | **1.112.913** | **5,4%** | **15.924** | **15.893** | **0,2 %** |

(*) Considera Peaje, Consumo no Facturado, Estimación de Demanda.

## Resultado no Operacional

A continuación se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

| Resultado no Operacional (millones de Ch$) | dic-16 | dic-15 | Variación dic 16-dic 15 | % Variación dic 16-dic 15 |
|---|---|---|---|---|
| **RESULTADO FINANCIERO** | **8.579** | **12.670** | **(4.091)** | **(32,3%)** |
| Ingresos financieros | 14.289 | 13.308 | 981 | 7,4% |
| Gastos financieros | (6.489) | (1.427) | (5.062) | 354,7% |
| Resultados por unidades de reajuste | 975 | 973 | 2 | 0,2% |
| Diferencias de cambio | (196) | (184) | (12) | 6,5% |
| **OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN** | **1** | **14.665** | **(14.664)** | **(100,0%)** |
| Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación | 2 | 5 | (3) | (60,0%) |
| Resultados de otras inversiones | (1) | - | (1) | 0% |
| Resultados en ventas de activo | - | 14.660 | (14.660) | (100,0%) |
| **RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS** | **165.174** | **176.629** | **(11.455)** | **(6,5%)** |
| Impuesto sobre sociedades | (32.589) | (36.956) | 4.367 | (11,8%) |
| **RESULTADO DEL EJERCICIO** | **132.585** | **139.673** | **(7.088)** | **(5,1%)** |
| Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto | 8.914 | 49.078 | (40.164) | (81,8%) |
| **RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS** | **141.499** | **188.751** | **(47.252)** | **(25,0%)** |
| | | | | |
| **Resultado del período** | **141.499** | **188.751** | **(47.252)** | **(25,0%)** |
| **Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora** | 141.499 | 188.751 | **(47.252)** | **(25,0%)** |
| Ganancia atribuible a participaciones no controladoras | - | - | - | 0% |

- **Resultado Financiero**

El resultado financiero disminuyó en Ch$ 4.091 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

- Mayores gastos financieros relacionados a los flujos de financiamiento otorgados a la Compañía por su matriz, Enel Chile S.A., por Ch$ 4.193 millones y menores ingresos financieros asociados a reliquidaciones de compra de energía por Ch$ 1.928 millones.

  Lo anterior se compensa parcialmente por:

- Mayores intereses por mora de clientes por Ch$ 1.354 millones y un mayor rendimiento financiero de inversiones temporales en depósitos a plazo por M$ 741 millones.

- **Otros Resultados Distintos de la Operación**

La variación negativa de los otros resultados distintos de la operación por Ch$ 14.664 millones, se explica principalmente por la venta de terrenos, realizada en 2015, que la compañía mantenía en Alonso de Córdova y Carlos Valdovinos (Santiago, Chile).

- **Impuestos a las Ganancias**

El impuesto a las ganancias fue un menor gasto de Ch$ 4.367 millones, fundamentalmente explicado por menor diferencia de cambio en inversiones en empresas extranjeras controladas en dólares estadounidenses (hasta la fecha de división), compensando por un menor gasto por concepto de corrección monetaria del patrimonio.

- **Operaciones Discontinuadas:**

La variación de un menor resultado por Ch$ 40.164 millones durante el período, se explica por la división de la Compañía, materializada el día 1 de marzo de 2016. A contar de dicha fecha, las participaciones que la compañía tenía en negocios extranjeros fueron transferidas a la nueva sociedad Chilectra Américas S.A., sociedad que posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2016, se fusionó con Enel Américas.

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidado de Enel Distribución Chile al 31 de diciembre de 2016, presenta solo dos meses de contribución de los negocios extranjeros, en comparación con igual periodo del año anterior en que la contribución fue de doce meses.

## 2. Análisis del Estado de Situación Financiera

| Activos (millones de Ch$) | dic-16 | dic-15 | Variación dic 16-dic 15 | % Variación dic16-dic 15 |
|---|---|---|---|---|
| Activos Corrientes | 245.123 | 282.694 | (37.571) | (13%) |
| Activos No Corrientes | 829.203 | 766.740 | 62.463 | 8% |
| Operaciones Discontinuadas | - | 481.571 | (481.571) | 100% |
| Total Activos | 1.074.326 | 1.531.005 | (456.679) | (30%) |

Los Activos Totales de la compañía, presentan a diciembre de 2016 una disminución de Ch$ 456.679 millones respecto de diciembre de 2015, que se debe principalmente a:

- Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch$ 37.571 millones, equivalentes a un 13%, que se explica principalmente por:

  - Disminución de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch$ 46.973 millones: Principalmente por una disminución de los deudores por venta en Ch$ 38.681 millones, producto de una menor provisión de venta de energía y potencia asociada a los decretos de precio nudo promedio (PNP) y de precio nudo de corto plazo, pendiente de aplicar, por Ch$ 24.068 millones.

  - Disminución de otros Activos financieros corrientes en Ch$ 15.212 millones, que se explica por el cobro de un depósito generado en la venta de un terreno que la compañía realizó al cierre del ejercicio 2015.

Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por:

- ❖ Aumento Activos por impuestos corrientes en Ch$ 14.112 millones, que se explica principalmente por mayores pagos provisionales de impuestos (PPM), neto de impuesto renta por pagar, por Ch$ 14.078 millones.

- ❖ Aumento de efectivo y equivalente al efectivo en Ch$ 4.949 millones, producto de un aumento de las inversiones temporales en pactos de compra con retroventa por Ch$ 5.877 millones y una disminución de saldos en bancos por Ch$ 970 millones.

➢ Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch$ 62.463 millones, que se explica principalmente por:

- ❖ Aumento neto de Propiedades, plantas y equipos por Ch$ 49.042 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch$ 76.355 millones, parcialmente compensado por la depreciación por Ch$ 27.310 millones.

- ❖ Aumento de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch$ 10.763 millones, que se explica por el aumento de deudores por leasing a largo plazo.

➢ Las operaciones discontinuadas tiene una variación negativa de Ch$ 481.571 millones, que se detalla a continuación:

- ❖ Disminución en Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios por Ch$ 481.571 millones, que corresponde a la baja de activos relacionados a las operaciones fuera de Chile que Enel Distribución Chile S.A. poseía al cierre de 2015 y que con fecha 1 de marzo de 2016 fueron transferidas a Chilectra Américas, sociedad que posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2016, se fusionó con Enel Américas.

| Pasivos (millones de Ch$) | dic-16 | dic-15 | Variación dic 16-dic 15 | % Variación dic16-dic 15 |
|---|---|---|---|---|
| **Pasivos Corrientes** | **259.685** | **362.190** | **(102.505)** | **(28%)** |
| **Pasivos No Corrientes** | **106.283** | **54.831** | **51.452** | **94%** |
| **Operaciones Discontinuadas** | **-** | **1.326** | **(1.326)** | **100%** |
| **Patrimonio Neto** | **708.358** | **1.112.658** | **(404.300)** | **(36%)** |
| Dominante | 708.353 | 1.112.653 | (404.300) | (36%) |
| Minoritario | 5 | 5 | - | 0% |
| **Total Patrimonio Neto y Pasivos** | **1.074.326** | **1.531.005** | **(456.679)** | **(30%)** |

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a diciembre de 2016 una disminución de Ch$ 456.679 millones respecto a diciembre de 2015, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan una disminución de Ch$ 102.505 millones, equivalentes a un 28%, que se explica principalmente por:

  - Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch$ 109.825 millones, principalmente explicada por menores obligaciones con Enel Américas S.A, por el pago de dividendos por Ch$ 147.711 millones, lo cual se compensa parcialmente por mayores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch$ 42.063 millones por dividendos.

  - Aumento de otros pasivos no financieros corrientes en Ch$5.402 millones, que se explica por mayores ingresos anticipados relacionados con negocios de empalmes y traslado de redes.

  - Aumento de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar en Ch$ 1.855 millones: Se explica principalmente por mayores obligaciones con proveedores de bienes y servicios por Ch$ 28.663 millones. Lo anterior se compensa parcialmente por menores obligaciones con proveedores de energía por Ch$ 13.627 millones y acreedores por Ch$ 11.943 millones.

- Los Pasivos No Corrientes presentan un aumento de Ch$ 51.452 millones, equivalentes a un 94%, que se explica principalmente por:

  - Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch$ 50.000 millones, que se explican por un nuevo préstamo otorgado por Enel Chile S.A. a la Compañía por dicho valor.

  - Aumento de obligaciones por beneficios a los empleados por Ch$ 2.719 millones.

  - Disminución de pasivos por impuestos diferidos por Ch$ 1.489 millones.

- El patrimonio neto disminuyó en Ch$ 404.300 millones respecto de diciembre de 2015.

  - Disminución en capital emitido y primas de emisión por Ch$ 137.790 millones y Ch$ 212 millones, respectivamente, producto de la división de la Compañía.

  - Disminución en ganancias acumuladas en Ch$ 430.189 millones, que se explica por división de Compañía por Ch$ 526.874 millones y dividendos declarados por Ch$ 42.627 millones, que se compensan parcialmente con la utilidad del ejercicio por Ch$ 141.499 millones.

  - La parte atribuible a los propietarios de la controladora disminuyó en Ch$ 404.300 millones, que se explica por la disminución generada por otros resultados integrales por Ch$ 21.285 millones, otras reservas varias por Ch$ 9.763 millones y por la distribución a los propietarios por Ch$ 472.125 millones, que surgió como consecuencia de la división

de la Compañía, compensado parcialmente por el resultado del período por Ch$ 141.499 millones.

- **La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:**

| Indicador | | Unidad | dic-16 | dic-15 | Variación | % Variación |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Liquidez** | Liquidez Corriente | Veces | 0,94 | 2,1 | (1,16) | (55%) |
| | Razón Acida (1) | Veces | 0,94 | 2,09 | (1,15) | (55%) |
| | Capital de Trabajo | MM$ | (14.562) | 400.749 | (415.311) | (104%) |
| **Endeudamiento** | Razón de Endeudamiento | Veces | 0,52 | 0,38 | 0,14 | 37% |
| | Deuda Corto Plazo | % | 71,0% | 86,9% | (15,9%) | (18%) |
| | Deuda Largo Plazo | % | 29,0% | 13,1% | 15,9% | 122% |
| | Cobertura Costos Financieros (2) | Veces | 33,65 | 159,19 | (125,54) | (79%) |
| **Rentabilidad** | Resultado explotación/ingresos explotación | % | 11,9% | 11,7% | 0,2% | 1% |
| | Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada | % | 15,5% | 16,2% | (0,6%) | (4%) |
| | Rentabilidad del Activo anualizada | % | 10,9% | 12,3% | (1,4%) | (12%) |

(1) (Activo corriente - Inventarios - Pagos anticipados ) / Pasivo corriente
(2) EBITDA / (Gastos financieros + Resultados por unidad de reajuste + Diferencias de cambio)

Los indicadores calculados para el ejercicio 2015, se realizaron considerando como si la discontinuación de operaciones no se hubiere realizado.

## 3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó durante el período 2016 un flujo neto negativo de Ch$ 5.866 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

| Flujo de Efectivo (millones de Ch$) | dic-16 | dic-15 | Variación dic 16-dic 15 | % Variación dic 16-dic 15 |
|---|---|---|---|---|
| de la Operación | 148.173 | 192.069 | (43.896) | (23%) |
| de Inversión | (54.937) | (64.200) | 9.263 | (14%) |
| de Financiamiento | (99.102) | (106.555) | 7.453 | (7%) |
| **Flujo neto del período** | **(5.866)** | **21.314** | **(27.180)** | **(128%)** |

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch$ 148.173 millones, lo que representa una disminución de un 23% respecto de diciembre de 2015. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch$ 1.629.604 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch$ 1.353.767 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch$ 52.627 millones, pagos de impuestos por Ch$ 41.239 millones y pagos a y por cuenta de los empleados por Ch$ 37.545 millones.

Producto de la materialización de la división de la Compañía, se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 74 millones de Nuevos Soles

Peruanos, aproximadamente (Ch$ 16.354 millones). Este impuesto, que se pagó durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Distribución Chile S.A. Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Chilectra Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones. Este desembolso se presenta en “Otras salidas de efectivo” y explica, de una manera importante, la reducción en el flujo operacional respecto al ejercicio 2015.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch$ 54.937 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch$ 56.767 millones, préstamos a entidades relacionadas por Ch$ 16.975 millones, compensado parcialmente por venta de propiedades, planta y equipo por Ch$ 15.230 millones, cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades por Ch$ 1.719 millones e intereses recibidos por Ch$ 1.680 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch$ 99.102 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados de Ch$ 149.313 millones, el pago de préstamos de entidades relacionadas Ch$ 150.588 millones e intereses pagados por Ch$ 4.571 millones, compensado por el cobro de préstamos a empresas relacionadas por Ch$ 217.561 millones.

**INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA**
**(millones de pesos)**

| Empresa | Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos | | Depreciación Activo Fijo | |
|---|---|---|---|---|
| | dic-16 | dic-15 | dic-16 | dic-15 |
| Enel Distribución Chile | 56.154 | 83.041 | 27.125 | 26.075 |
| Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | 564 | 692 | 141 | 124 |
| Luz Andes Ltda. | 48 | 90 | 44 | 46 |
| **Total Consolidado** | **56.766** | **83.823** | **27.310** | **26.245** |

## II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.

Enel Distribución Chile está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.

- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo.

- Se definen mercados y productos en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo, en coherencia con la estrategia, y se opera bajo los criterios y límites aprobados por las entidades internas correspondientes.

- Se desarrollan y aplican controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las operaciones se realizan según las políticas, normas y procedimientos establecidos.

### Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Chile S.A. no mantiene deuda bancaria.

### Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Distribución Chile es en base a flujos de caja, y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$, o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos

en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a forwards de tipo de cambio.

**Riesgo de liquidez**

Enel Distribución Chile puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch$ 23.379 millones, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2015, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch$ 18.430 millones, en efectivo y otros medios equivalentes.

**Riesgo de crédito**

Enel Distribución Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito. Además, en la administración y control de la deuda contraída por los clientes, se aplica un procedimiento formal para controlar el riesgo de crédito, a través de la evaluación sistemática de los clientes, tanto en el otorgamiento como en el seguimiento.

**Cuentas por cobrar comerciales:** En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente.

**Activos de carácter financiero:** Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión) con límites establecidos para cada entidad.
Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente al grado de inversión.

**Medición del riesgo**

Enel Distribución Chile S.A. hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

**Análisis de Riesgo de Mercado**

**Ciclos Económicos:** Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial, así como también con el desempeño de sus sustitutos como el gas y el petróleo. Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Chile S.A. presentó un aumento en sus ventas de energía respecto del año anterior de 0,2%. Es importante reseñar que Enel Distribución Chile S.A. no asume riesgos significativos de descalce físico y monetario entre la energía comprada y comercializada a sus clientes de acuerdo a los contratos de compra con sus proveedores y la regulación vigente.

**REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO**

**Aspectos Generales**

**1.- Marco Regulatorio**

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”) y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. Nº 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, proponer planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, agrupando bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

El Ministerio de Energía cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el que en noviembre de 2014 reemplazó al Centro de Energías Renovables (CER).

La Ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km. Actualmente, se encuentra en desarrollo el proyecto de interconexión del SIC con el SING.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, el mercado eléctrico chileno se encuentra coordinado por un organismo independiente de derecho público, denominado Coordinador Eléctrico Nacional, cuya función es operar de manera segura y económica, los actuales Sistemas Interconectados Central y del Norte Grande y en el futuro próximo el Sistema Eléctrico Nacional. El Coordinador Eléctrico Nacional planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores**.**

**Límites a la integración y concentración**

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

**1.1 Segmento de Generación**

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

(ii) Empresas Distribuidoras, para el suministro a sus clientes regulados, a través de licitaciones públicas reguladas por la CNE, y para el suministro a sus clientes libres, a través de contratos bilaterales.

(iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Nacional Eléctrico para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Nacional Eléctrico en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

**Energías renovables no convencionales**

La Ley 20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obligó a los generadores a que, entre 2010 y 2014, al menos un 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, hasta alcanzar un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

## 1.2 Segmento de Transmisión

Los sistemas de transmisión se encuentran conformados por las líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico y que no correspondan a instalaciones de distribución. Se encuentran divididos en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada. Son también parte del segmento de Transmisión los Sistemas de Interconexiones Internacionales, los que se rigen por normas especiales.

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de transmisión nacional y zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de transmisión nacional y zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, en que el Coordinador Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía. Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas con licitaciones abiertas a cualquier oferente y obras de expansión de instalaciones existentes, en cuyo caso la propiedad de la expansión corresponde al propietario de las instalaciones original que se modifica. La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir el año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

### 1.3 Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de prestación de servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Las empresas de distribución pueden abastecer tanto a clientes regulados, bajo condiciones de suministro reguladas por la Ley, como a clientes no regulados, cuyas condiciones de suministro son libremente negociadas y acordadas en contratos bilaterales con los suministradores de energía (generadores o empresas de distribución).

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de cinco años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda, la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo y además existe un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos para determinar el valor agregado de distribución basado en empresas modelo, que se compone de costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de distribución. Tanto la CNE, como las empresas de distribución agrupadas por áreas típicas, encargan estudios a consultores independientes. El valor agregado de distribución se obtiene ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por las empresas en la razón 2/3 – 1/3 respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del ±4%.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del Valor Agregado de Distribución la revisión de los servicios asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

## 2.- Temas Regulatorios 2016

### i) Política Nacional de Energía

El 15 de mayo de 2014, el Ministro de Energía presentó la “Agenda de Energía”, documento que contiene los lineamentos generales de política energética a llevar a cabo por el gobierno.

En este contexto, el 29 de Febrero de 2016, el Ministerio de Energía pública en Diario Oficial la aprobación de la Política Nacional de Energía contenida en el documento denominado: “Energía 2050: Política Energética de Chile”, con el fin de entregar al país una visión energética de largo plazo. La Política Nacional de Energía se sustenta en cuatro pilares: Seguridad y Calidad de Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente y Eficiencia y Educación Energética.

### ii) Ley 20.928 – Ley de Equidad Tarifaria

El Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial, el día 22 de junio de 2016, la Ley 20.928 que “Establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos”, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N°4, de 2006. Esta ley establece que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, incrementado en un 10% del mismo. Las diferencias que se generen por la aplicación de este mecanismo serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh.

Además, establece que para aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.

### iii) Ley 20.936 – Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016, fue publicada en el Diario Oficial la ley de Transmisión, que reestructura el esquema de operación del sistema eléctrico, introduciendo un único coordinador nacional independiente que reemplaza a los Centros de Despacho Económicos de Carga- CDECs (sin perjuicio de la subsistencia de algunos sistemas eléctricos medianos y aislados). Adicionalmente, el Estado asume un rol principal en la planificación de la transmisión y posterior licitación y adjudicación de obras nuevas y de ampliación. Se extiende el acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión. Se unifica el proceso de calificación de las

instalaciones de transmisión de cada segmento en un único proceso y se modifica el esquema de remuneración de las mismas mediante la aplicación de una tarifa estampillada de cargo de la demanda; entre otros aspectos relevantes de la ley.

**iv) Ley de Distribución**

El día 29 de septiembre de 2016 se celebró el Seminario "El Futuro de la Distribución de Energía Eléctrica", evento con el cual se dio inicio formal al proceso de discusión nacional de la nueva ley de distribución.

Dicho proceso liderado por el Ministerio de Energía, cuenta con la colaboración de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Durante los meses de noviembre y diciembre de 2016 y hasta fines de enero de 2017, se llevarán a cabo talleres en cuatro ámbitos de discusión: "Desarrollo de la red de distribución", "Financiamiento de la red del futuro y su tarificación", "Modelos de negocio de la distribución" y "Servicios de la red del futuro".

## 3.- Revisiones tarifarias y procesos de suministro

### 3.1 Fijación Tarifas de Distribución

Durante 2012, se llevó a cabo el proceso de fijación de tarifas de distribución y de servicios asociados a la distribución para el cuadrienio 2012-2016, que culminó con la publicación en el Diario Oficial de las tarifas a través del Decreto N°1T. De acuerdo con lo estipulado en la normativa, dichas tarifas rigieron hasta el 3 Noviembre de 2016.

Por otra parte, a fines de 2015, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) publicó la Resolución Exenta N°699 comunicando la definición de Áreas Típicas y las bases para el "Estudio de Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio 2016-2020", y las bases para el "Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución", dando así el inicio oficial al proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

De las 6 áreas típicas de distribución fijadas por la CNE que se tarifican de forma individual, Enel Distribución Chile fue catalogada dentro del área típica 1, al igual que en el proceso anterior, reflejando la mayor densidad de sus redes y, por lo tanto, menores costos que las otras empresas del sector. Las filiales Empresa Eléctrica Colina y Luz Andes, al igual que en el proceso anterior, fueron clasificadas en las áreas típicas 4 y 2, respectivamente.

En febrero de 2016, la CNE publicó en diario oficial la Resolución Exenta N°83 con la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias de distribución. Con estos antecedentes, en abril de 2016 Enel Distribución Chile adjudicó al Consultor Systep Ingeniería y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuadrienio 2016-2020.

El 5 de septiembre de 2016, Enel Distribución Chile entregó el estudio a la autoridad, cumpliendo con los requerimientos señalados en la Ley, en tiempo y forma.

El proceso de fijación de tarifas para el cuadrienio 2016 -2020, se encuentra en desarrollo y culminará con la publicación del decreto tarifario que tendrá vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Las tarifas a cliente final que rigieron durante 2016 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos:

i) Decreto Nº1T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2012 hasta el 3 de noviembre de 2016.

ii) Decreto N° 14, que fija tarifas de sistemas de Subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2014. Decreto 7T que extiende la vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.

iii) Decretos de Precios:

**a) Precios de nudo promedio:**

- Con fecha 4 de enero de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°22T que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre de 2015.

- Con fecha 21 de enero de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°24T que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2015.

- Con fecha 4 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2016.

- Con fecha 23 de mayo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°4T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de marzo de 2016.

- Con fecha 17 de junio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2016.

- Con fecha 6 de agosto de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

- Con fecha 1 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad con motivo de la Ley N°20.928 sobre Equidad Tarifaria en lo relativo al Reconocimiento de Generación Local, con efecto retroactivo a contar del 1 de agosto de 2016.

**b) Precios de nudo de corto plazo:**

- Con fecha 2 de julio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.
- A la fecha no se ha publicado el decreto correspondiente a diciembre de 2016.

### 3.2 Fijación de Tarifas de Subtransmisión

Las tarifas del segmento de Subtransmisión se establecen cada cuatro años. Las empresas de Subtransmisión, agrupadas por sistemas de acuerdo a la calificación de instalaciones indicadas por la Comisión Nacional de Energía, se someten a un proceso para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, que permite fijar las tarifas por uso de los sistemas de Subtransmisión.

El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.805 que, entre otras cosas, facultó al Ministerio de Energía para extender en un año el decreto CNE N°14 de 2012, que establecía las tarifas de Subtransmisión para el cuadrienio 2011-2014 (es decir, dicho decreto tarifario sería vigente para el periodo 2011 -2015, y, además, se retrasaría en un año la vigencia del proceso tarifario 2015-2018 (es decir 2016-2019).

En ese contexto, el 22 de Abril de 2015 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto 7T, haciendo efectiva la extensión del plazo de vigencia del decreto tarifario de Subtransmisión, y señalando expresamente que las nuevas tarifas entrarían en vigencia el 1 de Enero de 2016.

Sin perjuicio de lo anterior, el 20 de Julio de 2016 se publica la Ley 20.936 que establece un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, incluyendo al segmento Subtransmisión. De acuerdo a lo estipulado en el artículo undécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, la vigencia del decreto de tarifario de Subtransmisión se vuelve a extender (Decreto N°14 de 2012) hasta el 31 de diciembre de 2017.

En relación al período 2016-2017, el 29 de Diciembre de 2016 se publica la Resolución Exenta CNE N°940, la cual define los ajustes necesarios al Decreto N°14 para extender su vigencia durante los años 2016 y 2017. El alcance principal de estos ajustes corresponde a la exención de pago por uso de sistemas de Subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten a través de los sistemas de Subtransmisión.

Al proceso tarifario 2016-2019 se le dará continuidad y, de acuerdo a lo estipulado en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, sus resultados serán utilizados para tarificar el periodo 2018 -2019**.**

### 3.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

Con fecha 14 de marzo de 2014, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica. Estos valores rigen a partir de la fecha en que se publicó el decreto de manera no retroactiva y hasta la fecha, son los valores vigentes.

A fines de 2015, la CNE publicó la R.E. N°699 que comunica, entre otros, las bases para los "Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución", con ocasión del proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

Estas bases incorporan cinco nuevos servicios, entre los cuales destacan, la "Ejecución o instalación de empalmes provisorios" y el "Arriendo de empalmes provisorios".

Al término del año 2016, no se ha publicado decreto tarifario que fijará nuevas tarifas.

### 3.4 Licitaciones

Bajo la nueva ley de licitaciones, se ha desarrollado dos procesos: Licitación de Suministro 2015/01 y Licitación de Suministro 2015/02.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.200 GWh/año (100%).
Cabe destacar que en este proceso, el precio promedio ponderado de la adjudicación fue 79,3 $US/MWh, 30% menos que el precio observado en la últimas licitaciones, indicando que las modificaciones a la ley permiten, efectivamente, la reducción del precio al mejorar la competencia y reducir el riesgo de los generadores.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.430 GWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado.

El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.918 GWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

## III. VALOR LIBRO Y ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota N°3.b de los Estados Financieros).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2 y N°3 de los Estados Financieros.

## IV. Mercados en los que participa la Empresa

Enel Distribución Chile S.A. es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile, en términos de ventas de energía. Su área de concesión es de 2.066 km², que abarca 33 comunas de la Región Metropolitana. Incluyendo las zonas de Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda., el área de concesión total asciende a 2.105 km². Al 31 de diciembre de 2016 el número total de clientes fue de 1.825.519, lo que representa un aumento de 2,5% respecto a la misma fecha del año 2015.