Análisis Razonado de los Estados Financieros de Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

El siguiente informe tiene por objeto realizar un análisis razonado de los Estados Financieros de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN) al 31 de diciembre de 2017. En las siguientes secciones se explica la evolución de las distintas componentes de los Estados Financieros durante 2017 junto con una presentación de los riesgos a los que la compañía está expuesta y el marco regulatorio de la industria de transmisión eléctrica en Chile.

1. Balance General

1.1 Activo

	31-12-2017 Kusd	31-12-2016 Kusd
Efectivo y equivalentes	22.607	30.796
Crédito Fiscal IVA	98.082	0
Cuentas comerciales por cobrar	7.538	30
Cuentas por cobrar Empresas Relacionadas	2.838	64
Otros activos corrientes	0	3.210
Activos Corrientes	131.065	34.100
Crédito Fiscal IVA	0	62.137
Propiedades Planta y equipo	781.057	574.991
Otros activos no corrientes	12.227	10.523
Activos No Corrientes	793.284	647.651
Total Activos	**924.349**	**681.751**

Crédito Fiscal IVA corresponde al IVA desembolsado durante la fase de construcción de las instalaciones de TEN y que se espera recuperar durante 2018. Esta cuenta se considera para el ejercicio 2017 como un activo corriente, en ejercicio 2016 era considerada como no corriente.

Activos Corriente aumentó en 96.965 Kusd al reclasificar el crédito fiscal IVA como activo corriente y establecer cuentas por cobrar comerciales y con empresas relacionadas. Cuenta por cobrar comercial corresponde al devengo de ingresos operacionales del mes de diciembre 2017. Cuenta por cobrar con empresas relacionadas corresponde principalmente a un saldo por cobrar con uno de los accionistas debido a actividades realizadas en la fase de construcción.

El aumento del activo corriente se vio parcialmente compensado por una disminución de caja (efectivo y equivalentes) y otros activos corrientes que correspondían en 2016 a la valorización de derivados y un anticipo a proveedores.

Activo no corriente aumentó en 145.633 Kusd debido al aumento de 206.066 Kusd en propiedades, planta y equipo. Crédito fiscal IVA disminuye a cero dada la reclasificación a activo corriente. Otros activos no corrientes aumentaron y corresponden principalmente a impuesto diferido.

1.2 Pasivo y Patrimonio

	31-12-2017 Kusd	31-12-2016 Kusd
Pasivos Corrientes	6.987	128.682
Pasivos No Corrientes	880.830	511.528
Patrimonio	36.532	41.541
Total Pasivos Y Patrimonio	**924.349**	**681.751**

Pasivo corriente disminuye en 121.695 Kusd explicado por el saldo 2016 que corresponde principalmente a cuentas por pagar a uno de los constructores del proyecto TEN. Al cierre 2017 se registra una menor deuda por pagar con dicho constructor dada la pronta finalización de las actividades de inversión de TEN.

Pasivos no corrientes aumentan en 369.302 Kusd dado los desembolsos de deuda para cubrir la inversión del proyecto.

Patrimonio disminuye en 5.009 Kusd debido al aumento de la valorización de los derivados de cobertura para la deuda y diferencias de cambio de la deuda nominada en pesos. Los efectos anteriores son parcialmente compensados por el devengo de utilidad 2017.

1.3 Principales Índices del Balance General

	31-12-2017	31-12-2016
Liquidez Corriente (veces)	18,76	0,26
Liquidez Acida (veces)	18,76	0,26
Razón deuda/patrimonio (veces)	24,3	15,4
Razón deuda/patrimonio (veces) ajustado	4,5	5,2
Deuda Corto Plazo/deuda total (%)	0,8%	20,1%

Aumento de índices de liquidez debido a la disminución de pasivos de corto plazo relacionado con cuentas por pagar a proveedores durante fase de construcción del proyecto.

Razón deuda/patrimonio aumenta dado los desembolsos de deuda durante 2017 y que no hubo aumentos de capital en dicho ejercicio. Dado que un 15% de la deuda total es con accionistas, se calcula la razón deuda/patrimonio ajustada, considerando deuda con accionistas en patrimonio en lugar de deuda bancaria. Dicho ajuste disminuye la razón desde 24,3 a 4,5 en 2017 y constituye una medida más precisa del endeudamiento de la compañía.

2. Estado de Resultados

	31-12-2017 Kusd	31-12-2016 Kusd
Ingreso de actividades ordinarias	7.456	-
Costo de venta	(1.692)	-
Ganancia Bruta	**5.764**	**-**
Gastos de Administración	(595)	(529)
Otros Ingresos y gastos	85	60
Resultado Operacional	**5.254**	**(469)**
Ingresos Financieros	17	494
Costos Financieros	(3.730)	(6)
Diferencia de Cambio	2.931	(3.158)
Ganancias (pérdida) antes de impuesto	**4.472**	**(3.139)**
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	(1.082)	726
Ganancias (pérdida) del ejercicio	**3.390**	**(2.413)**
Depreciación	1.205	41
EBITDA	**6.459**	**(427)**

Estado de resultados considera devengo de Ingresos y costos de explotación a partir del 1 de diciembre 2017. Resultado operacional de 5.254 Kusd en ejercicio 2017 se compone de los ingresos y costos de explotación del mes de diciembre 2017 más los gastos de administración y otros ingresos/egresos de todo el ejercicio 2017. Ejercicio 2016 sólo considera los gastos de administración y otros ingresos/egresos del año.

Costos financieros corresponden a los intereses de la deuda de diciembre 2017. Los intereses del periodo enero-noviembre 2017 fueron capitalizados.

Diferencia de cambio positiva de 2017 corresponde principalmente a la corrección por inflación del crédito fiscal IVA. Diferencia de cambio negativa del 2016 corresponde a la variación negativa por tipo de cambio de una deuda nominada en UF con uno de los accionistas, dicho efecto fue parcialmente compensado con la corrección positiva por inflación del crédito fiscal IVA.

EBITDA 2017 de 6.459 Kusd que se compara con (427) en 2016. Diferencia se debe al inicio de operaciones del proyecto que resulta en un devengo de ingresos operacionales desde diciembre 2017.

3. Estado de Flujo de Efectivo

Estado de Flujo de Efectivo Directo	31-12-2017 Kusd	31-12-2016 Kusd
Flujo de efectivo por actividades de la operación	(25.329)	(8.568)
Flujo de efectivo por actividades de inversión	(330.967)	(319.000)
Flujo de efectivo por actividades de Financiamiento	346.784	344.376
	1.323	343
Flujo Neto del Periodo	**(8.189)**	**17.151**

Flujo de efectivo operacional disminuye en 16.761 Kusd en ejercicio 2017. Disminución debido a los intereses generados por la deuda bancaria vigente desde diciembre 2016.

Flujo de efectivo de inversión disminuye en 11.967 Kusd asociado a mayores inversiones del proyecto en 2017.

Flujo de efectivo de financiamiento en niveles similares para ejercicios 2016 y 2017. El nivel de caja de cierre 2016 permitió mantener el financiamiento similar en ambos años a pesar que los niveles de inversión aumentaron.

4. Mercado en que la compañía participa

Transmisora Eléctrica del Norte S.A. desarrolla su actividad en el sector de transmisión eléctrica, que tiene como finalidad permitir el tránsito de energía desde los productores de electricidad a los consumidores finales, sean estos regulados o no regulados.

Dentro del sistema de transmisión, se distinguen los subsistemas nacional, zonal y dedicado, así como los denominados polos de desarrollo. Los activos de TEN y el subsistema al que pertenecen son:

1) Subestación TEN-GIS, los tramos de las líneas de transmisión Mejillones – Los Changos de 13 km y paños de conexión en 220 kv a la subestación Los Changos (sistema Dedicado en 220 kV).
2) Líneas Los Changos – Cumbre de 400 km y Cumbre – Nueva Cardones de 189 km (sistema Nacional en 500 kV).
3) Subestaciones Los Changos y Cumbre más la conexión en Nueva Cardones (sistema Nacional en 500 Kv).

5. Marco Regulatorio

5.1 Sistema Nacional

Las instalaciones Nacionales son reguladas por la autoridad, quien determina la remuneración que deben recibir. Los ingresos están constituidos por el "valor anual de la transmisión por tramo" (VATT), que se calcula sobre la base de la "anualidad del valor de la inversión" (AVI), más los "costos de operación, mantenimiento y administración" (COMA) para cada uno de los tramos que conforman el sistema Nacional existente.

El valor anual de la transmisión por tramo (VATT) constituye la remuneración por el período tarifario de cuatro años. Durante el periodo tarifario, tanto el AVI como el COMA que componen el VATT, son indexados por fórmulas que tienen como objetivo mantener el valor real durante dicho período. Tanto las fórmulas de indexación como la periodicidad de su aplicación se indican en el Decreto tarifario correspondiente.

Con fecha 3 de febrero de 2016 se publicó el Decreto 23T, que fija la remuneración para el sistema de transmisión Nacional para el período 2016-2019. Este decreto calificó las instalaciones de TEN entre las subestaciones Los Changos – Cumbre – Nueva Cardones, como parte del sistema de transmisión Nacional.

Con fecha 15 de septiembre de 2017, la Comisión Nacional de Energía, mediante Resolución Exenta N°512, indicó las instalaciones asociadas a la interconexión de los sistemas SING y SIC, dentro de las cuales se indicaron las instalaciones de TEN entre subestación Los Changos y S/E Nueva Cardones. El Sistema Eléctrico Nacional se conformó con fecha 21 de noviembre de 2017, luego de la puesta en servicio de las instalaciones de TEN de 500 kV.

5.2 Sistema dedicado

Los sistemas de transmisión Dedicados están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía

eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

La ley de transmisión establece que el transporte por sistemas Dedicados se rige por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. En el caso de TEN el sistema dedicado en 220 KV está regulado por el contrato de peaje entre la compañía y Engie Energía Chile.

6. Gestión de Riesgo

6.1 Riesgos Financieros

a) Riesgo de Tipo de Cambio

Durante el período de construcción del proyecto, la compañía ha tomado productos derivados para pasar ciertos flujos de pago a sus proveedores de euros a dólares y de Unidades de Fomento a dólares con el objetivo de acercarse a la proporción de flujos futuros indexados a dólares o a la Unidad de Fomento. Asimismo, en su Política de Inversiones y de Manejo de Excedentes de Caja, la compañía ha definido mantener recursos en las distintas monedas en que deberá hacer frente a sus compromisos.

Para la fase operativa del proyecto con el fin de disminuir la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja futuros de la empresa en monedas distintas a su moneda funcional, la compañía definió una política de cobertura natural que incluye tomar deuda en moneda nacional, ajustada a la inflación, en proporción a los flujos futuros en moneda nacional que se encuentren indexados a la inflación local.

b) Riesgo de Crédito

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la compañía, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la compañía dentro de las restricciones impuestas por los contratos de financiamiento.

Para la fase operativa se espera la exposición a un riesgo de crédito comercial correspondiente a las actividades de transmisión de energía de la compañía. Se estima que este riesgo no debiera ser significativo dadas las características de la industria eléctrica en Chile.

c) Riesgo de Liquidez

El riesgo estaría dado por la incapacidad de la sociedad de hacer frente a sus obligaciones contractuales con terceros. En este sentido la administración procura manejar niveles de efectivo alineados con las necesidades futuras de recursos. La sólida posición financiera de la compañía, dada por la estructura de financiamiento, aminora el riesgo de liquidez.

6.2 Riesgo de Mercado

Riesgo de mercado está dado principalmente por cambios regulatorios futuros que pudieran afectar los ingresos de la Compañía. El decreto 23T del ministerio de energía de febrero 2016 estableció el valor anual de transmisión por tramo (VATT) para el periodo 2016-2019. Las tarifas son revisadas cada 4 años, por lo que desde 2020 regirá un nuevo decreto tarifario el cual podría incluir la totalidad o parte de los cambios regulatorios establecidos en la ley 20.936 de 2016.

La tasa de descuento para calcular el VATT de las empresas con instalaciones nacionales y zonales, se determina cada cuatro años. Dicha tasa es aplicable después de impuestos y, según señala la ley General de Servicios Eléctricos, no podrá ser inferior a 7% ni superior a 10%.

Una vez finalizado el estudio de valorización de las instalaciones de transmisión y donde se conoce el nuevo VATT para el período tarifario siguiente, la Comisión Nacional de Energía publica el Informe Técnico Preliminar de valorización, el que puede ser discrepado ante el Panel de Expertos.