Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 31 de diciembre de 2019

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-19 MM$	Dic-18 (*) MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos corrientes	221.751	144.298	77.453	54%
Activos no corrientes	794.930	853.259	(58.329)	(7%)
Total activos	**1.016.681**	**997.557**	**19.124**	**2%**
Pasivos corrientes	196.956	213.728	(16.772)	(8%)
Pasivos no corrientes	373.286	332.294	40.992	12%
Patrimonio	446.439	451.535	(5.096)	(1%)
Total pasivos y patrimonio	**1.016.681**	**997.557**	**19.124**	**2%**

(*) Para efectos comparativos se reclasificaron los préstamos en cuenta corriente en empresas relacionadas al 31 de diciembre 2018, de acuerdo con lo señalado en nota 8 letra b) de los Estados Financieros.

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$19.124 respecto de diciembre de 2018, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM$77.453 y una disminución en los Activos no corrientes de MM$58.329.

La variación positiva del ítem de Activos corrientes es originada principalmente por:

a) Aumento en Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios (MM$65.491), por reclasificación de los activos de su filial indirecta STC (ver nota 15).

b) Aumento en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM$16.307), principalmente por excedentes generados por la colocación del Bono Serie A de STS, después de haber liquidado obligaciones bancarias y disminución de préstamos por pagar con las empresas relacionadas e inversiones en Propiedades, planta y Equipos.

c) Aumento en Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar (MM$7.608), principalmente por aumento de montos a reliquidar que a la fecha de emisión de los Estados Financieros aún estaban a la espera de los respectivos decretos emitidos por el Regulador Eléctrico que instruyen la forma de cancelación, lo anterior compensado con el traspaso de las filiales STN, SGA y SATT como resultado de la división de la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2019 a la nueva Sociedad STA por MM$11.181 (ver nota 1).

d) Aumento de Inventarios corrientes (MM$3.382), principalmente en materiales destinados a la operación, mantenimiento y especialmente en el Sistema Eléctrico.

Lo anterior compensado parcialmente por:

e) Disminución en Activos por impuestos corrientes (MM$11.741), principalmente por la reclasificación de activos de su filial STC por MM$5.228 (ver nota 15) y traspaso de las filiales STN, SGA y SATT como resultado de la división de la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2019 a la nueva Sociedad STA por MM$4.783 (ver nota 1).

f) Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas (MM$3.464), principalmente por traspaso de las filiales STN, SGA y SATT como resultado de la división de la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2019 a la nueva Sociedad STA (ver nota 1).

La variación negativa de los Activos no corrientes se explica por:

a) Disminución en Propiedades, planta y equipo (MM$49.966), principalmente por la reclasificación de activos de su filial STC por MM$46.104 (ver nota 15) y traspaso de las filiales STN, SGA y SATT como resultado de la división de la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2019 a la nueva Sociedad STA por MM$112.049 (ver nota 1), lo anterior compensado parcialmente por la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes.

b) Disminución en Activos Intangibles distintos de la plusvalía (MM$6.228), por reclasificación de los activos de su filial indirecta STC por MM$11.312 (ver nota 15), compensado parcialmente por la adquisición de nuevos derechos de servidumbres.

c) Disminución en Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación (MM$4.690), principalmente por disminución de capital de Eletrans S.A.

2) Pasivos

Los Pasivos presentan un aumento de MM$24.220 respecto de diciembre de 2018, explicado por un aumento en los Pasivos no corrientes de MM$40.992 y una disminución en los Pasivos corrientes de MM$16.772.

La variación positiva del Ítem Pasivos no corrientes, es originada por:

a) Aumento en Otros pasivos financieros (MM$118.848), principalmente por la colocación de Bonos Serie A en la empresa relacionada STS, estos fondos se destinaron para pagar deuda de la Sociedad con empresas relacionadas, obligaciones financieras y financiar nuevos proyectos.

Lo anterior compensado parcialmente con:

b) Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM$79.292), principalmente por la reclasificación de activos de su filial STC por MM$32.734 (ver nota 15) y traspaso de las filiales STN, SGA y SATT como resultado de la división de la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2019 a la nueva Sociedad STA por MM$75.357 (ver nota 1), lo anterior compensado parcialmente por préstamos obtenidos de la empresa matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

La variación negativa del Ítem Pasivos corrientes es originada principalmente por:

a) Disminución de Otros pasivos financieros corrientes (MM$71.981), principalmente por pago de deuda con instituciones bancarias con fondos obtenidos del Bono Serie A de la empresa relacionada STS.

Lo anterior compensado parcialmente por:

b) Aumento en Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios (MM$38.994), por reclasificación de los pasivos de su filial indirecta STC (ver nota 15).

c) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM$14.105), principalmente por reliquidaciones pendientes con el Sistema Eléctrico por diferencias que persiguen equiparar las tarifas de energía del cliente a nivel nacional y realizar ajustes de precio por indexación a variables macroeconómicas y cuentas por pagar a proveedores principalmente relacionados con inversiones, que no alcanzaron a completar el ciclo de pagos, lo anterior compensado parcialmente por traspaso de las filiales STN, SGA y

SATT como resultado de la división de la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2019 a la nueva Sociedad STA por MM$12.209 (ver nota 1).

3) Patrimonio

Este rubro presenta una disminución de MM$5.096 respecto de diciembre de 2018, principalmente por el resultado del periodo (MM$44.244); compensado parcialmente por disminución del patrimonio como resultado de la división de la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2019 a la nueva Sociedad STA por MM$28.208, la provisión de dividendo mínimo (MM$12.446) y el pago de dividendo en exceso del año anterior (MM$11.544).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-19	Dic-18	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,1	0,7	66,8%
	Razón ácida (2)	Veces	1,0	0,6	71,9%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,3	1,2	5,6%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	10,1	8,6	16,9%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	34,5%	39,1%	(11,8%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	65,5%	60,9%	7,6%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	123.082	84.281	46,0%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	6,4	5,6	13,8%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	57	65	(12,1%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	85	73	16,2%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	83.826	74.982	11,8%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	9,9%	8,7%	13,3%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	4,4%	4,0%	9,7%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	11,4%	11,1%	2,6%
	Utilidad por acción (14)	$	0,0049	0,0043	13,7%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

$$= \left(\frac{\text{Inversión Total } **}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \text{ X } \left(\frac{\text{366 días}}{\text{dias acum. año}} \right)$$

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \text{ X } 366$$

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \text{ x } 1{,}19} \right) \text{ X días periodo informado}$$

(10) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contab'}} \right) \text{ X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{ X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado) en donde PPE es Propiedades, Planta y Equipos (neto):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{ X Resultado Bruto de la explotación *}}{\left((\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2 \right)}$$

(14) Utilidad por acción:

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-19 MM$	Dic-18 MM$ (*)	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	352.459	325.018	27.441	8%
Materias primas y consumibles utilizados	(192.149)	(178.717)	(13.432)	8%
Margen de contribución	**160.310**	**146.301**	**14.009**	**10%**
Gasto por beneficio a los empleados	(23.444)	(21.417)	(2.027)	9%
Otros gastos por naturaleza	(53.040)	(49.902)	(3.138)	6%
Resultado bruto de explotación	**83.826**	**74.982**	**8.844**	**12%**
Gasto por depreciación y amortización	(19.109)	(17.703)	(1.406)	8%
Resultado de explotación	**64.717**	**57.279**	**7.438**	**13%**
Resultado financiero	(10.737)	(8.303)	(2.434)	29%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	1.598	970	628	65%
Otras ganancias (pérdidas)	340	590	(250)	(42%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	55.918	50.536	5.382	11%
Gasto por impuestos a las ganancias	(14.361)	(13.592)	(769)	6%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	**41.557**	**36.944**	**4.613**	**12%**
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	2.686	1.326	1.360	103%
Ganancia (pérdida)	**44.244**	**38.270**	**5.974**	**16%**
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	43.752	38.480	5.272	14%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	492	(210)	702	(334%)

(*) Para efectos comparativos se han efectuado ciertas reclasificaciones en los Estados Financieros al 31 de diciembre 2018.

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto al año anterior en MM$7.438, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM$14.009 principalmente debido a:

- Mayor margen de Distribución (MM$14.725.) principalmente por entrada en vigor en septiembre de 2018 del decreto 5T (ver punto 1b de Principales riesgos), que aumentó la tarifa con el fin de mejorar las inversiones para calidad de suministro (nuevos y más estrictos estándares solicitados por Ley), y por la aplicación de indexaciones por variables económicas (IPC y tipo de cambio principalmente), todo por un monto de MM$ 13.504. El aumento de ingresos generado por las mayores ventas MM$ 1.736 es más que compensado por devolución a clientes de ingresos cobrados por medición inteligente en períodos pasados (según últimas instrucciones de la autoridad regulatoria) por un total de MM$ 2.306. Adicionalmente mejores ingresos por

reliquidaciones (recálculos tarifarios) de años anteriores (MM$ 815) y menor compra de energía por MM$ 434 y mayores actividades de corte y reposición MM$ 465.

- Mayor margen de Transmisión Zonal por (MM$1.214) por incorporación de nuevas instalaciones e indexaciones de la tarifa (IPC y tipo de cambio), compensado parcialmente por reliquidación de peajes en 2018 de períodos anteriores que resultó en el reconocimiento de un ingreso de una sola vez (MM$ 2.631).

- Mayores Otros ingresos por (MM$ 3.428), especialmente por mayores ventas de materiales y equipos (MM$ 4.224), mayores ingresos por venta al detalle de productos y servicios (MM$1.701) y mayores ingresos por gestión de demanda y arriendo de equipos móviles (MM$ 789), compensado con menores ingresos por construcción de obras y trabajos a terceros (MM$3.046).

- Los anterior compensado con mayores costos por mayor venta de materiales y equipos y productos de venta al detalle por un monto de MM$ 5.409.

Lo anterior compensado parcialmente por:

b) Mayores Gastos del personal (MM$2.027), principalmente por indexación por IPC e incremento en dotación promedio. La empresa está haciendo frente a mayores exigencias regulatorias de calidad se servicio (Norma técnica), que han implicado reforzar su dotación.

c) Mayores Otros gastos por Naturaleza (MM$3.138), asociado principalmente por mayores gastos en operación y mantención del sistema eléctrico (MM$2.827), mayores gastos de administración y vehículos viajes y viáticos relacionados con el crecimiento de la compañía (MM$1.586), mayores otros gastos por naturaleza (MM$735), aumento en costos de ciclo comercial (MM$519) que persigue fortalecer procesos de atención, lectura y reparto de boleta a clientes, mayores provisiones y castigos (MM$484) por aumento de incobrabilidad especialmente en grandes clientes, compensado principalmente por menores egresos por construcción de obras a terceros (MM$3.510), en consistencia con menores ingresos.

d) Mayores gastos por depreciación (MM$1.406) relacionados con el aumento de inversiones tanto en 2018, como en 2019 para hacer frente a requerimientos de mejoras (Norma técnica) y ampliaciones de la red.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación negativa de MM$2.434 (mayor pérdida) con respecto al periodo anterior, principalmente por:

a) Mayores Gastos Financieros por (MM$351), principalmente por mayor endeudamiento promedio (relacionado con mayores inversiones). En enero de 2019, la filial STS emitió el Bono Serie A por UF 4.000.000 a 30 años con 20 de gracia, a una tasa efectiva de 2.7%, compensado parcialmente con menores costos financieros asociados a préstamos bancarios de corto plazo.

b) Menor ingreso por Diferencia de cambio (MM$1.326), durante el año 2019 la devaluación del peso fue menor que en el año 2018 (7,8% versus 13,0%), generando así menores utilidades en el año 2019 al actualizar los créditos en dólares que la Sociedad entregó a sus filiales STN, STC y SATT (que tienen moneda funcional dólar).

c) Mayor pérdida por el resultado por unidades de reajuste (MM$2.117), debido a la mayor deuda en UF, principalmente por la colocación de Bonos Serie A en la empresa relacionada STS.

3) Mayor Gasto por impuesto a las ganancias (MM$769), principalmente por mayor utilidad respecto al periodo anterior.

4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM$44.244 lo que implicó un aumento de MM$5.974 respecto al período anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-19 MM$	Dic-18 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	100.753	96.808	3.945	4%
de la Inversión	(105.076)	(103.486)	(1.590)	2%
de Financiación	20.735	3.156	17.579	557%
Flujo neto del período	**16.412**	**(3.522)**	**19.934**	(566%)
Variación en la tasa de cambio	92	45	47	104%
Incremento (disminución)	**16.504**	**(3.477)**	**19.981**	(575%)
Saldo Inicial	11.155	14.827	(3.672)	(25%)
Saldo Final	**27.659**	**11.350**	**16.309**	144%

El saldo de Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó a MM$27.691, mayor en MM$16.341 respecto al año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto al período anterior, se explica principalmente por:

1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por mayor (Ebitda) y mayor cantidad de proveedores que no cumplieron su ciclo de pago al cierre el 2019, compensado parcialmente con la disminución de flujo operacional relacionado con STN, SATT y SGA por MM$ 13.506, empresas que ya no son parte de Saesa, debido a la división ocurrida en diciembre 2019 y mayor pago de impuestos (PPM) por M$ 6.180.

2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de inversión, originado principalmente por mayores inversiones en activo fijo, compensado con disminución de capital de Eletrans, mayores flujos netos recibidos de entidades relacionadas y eliminación de flujo de inversión positivo relacionado con STN, SATT y SGA por MM$ 10.616, empresas que ya no son parte de Saesa, debido a la división ocurrida en diciembre 2019

3) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de financiación, originado principalmente por la emisión del Bono Serie A de STS, compensado parcialmente pagos de préstamos a entidades bancarias y eliminación de flujo de financiamiento positivo relacionado con STN, SATT y SGA por MM$ 3.089, empresas que ya no son parte de Saesa, debido a la división ocurrida en diciembre 2019.

IV. Mercados en que participa

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Opera principalmente en la Región de Los Ríos y la Región de Los Lagos, junto a su filial Luz Osorno. A través de su filial Edelaysen desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución (integrada verticalmente por su calidad de sistema no conectado al SIC), abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aisén.

A través de su filial STS, desarrolla el negocio de Transmisión Zonal, Nacional y Dedicada, que permiten principalmente transportar de energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

La filial Edelaysen, además de distribuir energía, la genera y transmite (verticalmente integrada en su calidad de sistema no conectado al Sistema Eléctrico Nacional, SEN) para sus clientes regulados en la zona (Región de Aisén).

También, pero en menor escala, desarrollaba el negocio de generación con su filial SGA, la que comercializa energía en el SIC generada por la relacionada Sagesa S.A. y a través de contratos de suministro con generadoras para abastecer a sus clientes (ver párrafo final de este punto).

En los últimos tres años, la Sociedad también había participado en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada y Nacional. Esto a través de sus filiales STN y STC (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada). Ver siguiente párrafo.

Tal como se menciona en la Nota 15, la Sociedad acordó dar curso a un proceso de reestructuración que contempló su división en dos: la continuadora Saesa y Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA), a la que se traspasaron las acciones que mantenía de STN, SATT y SGA. Así también este proceso contempla que STS venda su participación accionaria de STC a otra empresa del Grupo. La división se produjo al 31 de diciembre de 2019 lo que está reflejado en este informe. Así mismo la filial STC ha sido tratada como operación discontinuada.

V. Principales Riesgos

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos liderados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la fijación tarifaria en los segmentos de distribución, transmisión y generación de los sistemas medianos, así como licitaciones públicas para el suministro eléctrico destinado a clientes regulados.

En los procesos de fijación tarifaria la Autoridad fija las tarifas en base a normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La CNE busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar, mantener y administrar dicho sistema de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados. La CNE puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

Cabe mencionar que las expansiones de las instalaciones de Transmisión Nacional y Zonal, son determinadas por la CNE a partir de procesos de planificación centralizada y realizados anualmente. La construcción y explotación de las obras requeridas se adjudicará como resultado de un proceso de licitación pública internacional a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). La inversión en dichos activos se remunerará al valor resultante de la licitación por 20 años y los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), dependerán si son una obra nueva o ampliación. En el primer caso, el COMA se remunerará al valor licitado. En el segundo caso, el COMA se remunerará al costo medio del sistema de transmisión al cual pertenece la obra. En ambos casos se considera que recién luego de cinco períodos tarifarios (20 años), desde la fecha de entrada en operación, se revisará tanto el Valor de Inversión (V.I.) como el COMA de dichas instalaciones como parte de un proceso tarifario.

A continuación una descripción de cada uno de los riesgos:

a) **Cambio de la regulación**

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) **Fijación de tarifas de generación Sistemas Medianos**

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente a valor nuevo de reemplazo en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio para las empresas operadores que individualiza. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final.

En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018. En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 hasta octubre 2022. Producto de la ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente, y cuyas diferencias con respecto a la aplicación de la correcta indexación y la nueva tarifa fijada serán saldadas a contar de las nuevas tarifas que regirán como consecuencia de la publicación del nuevo decreto de VAD (proceso de Distribución, ver letra c)). No existen diferencias relevantes entre las tarifas vigentes al cierre de este ejercicio y las nuevas.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó un nuevo Decreto 11T/2016 de fórmulas de tarifas, que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

En diciembre 2017 se publicó la norma técnica de calidad de servicio en distribución (NTDx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, el 27 de septiembre de 2018, se publicó el decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, que busca remunerar en tarifas finales los estándares solicitados por la norma mencionada, que implicarán mayores inversiones, así como mayores gastos. Los aumentos de tarifas se harán en forma gradual siendo compensados parcialmente con reducciones de tarifas anuales producto del reconocimiento de economías de escala en el servicio de distribución. El decreto 5T/2018 viene a complementar el decreto 11T/2016 publicado en 2017 y fija las tarifas de distribución que estarán vigentes hasta el 3 de noviembre de 2020.

Dentro de los nuevos estándares de la NTDx se definió la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Posteriormente, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto debería ser devuelto por la empresa. A partir de dicho anuncio, se inició un trabajo conjunto con el gobierno para establecer la forma de implementarlo y en función de este trabajo determinar correctamente los montos involucrados, a contar del 26 de agosto de 2019 se comenzó la devolución de los montos asociados a medición inteligente.

Las tarifas de VAD son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, el 24 de julio de 2018 se publicó el decreto 13T/2017 del Ministerio de Energía que fija las nuevas tarifas.

Adicionalmente, producto de la Ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, denominada Ley Corta, cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Adicionalmente, establece que a partir del 1° de enero del año 2021, las empresas distribuidoras deberán implementar el giro exclusivo de distribución conforme las condiciones que CNE defina en una Resolución Exenta al efecto. Además, se reemplaza el mecanismo de Estudios ponderados para fijación tarifaria (2/3 estudio CNE + 1/3 Estudio Empresas) por un único Estudio encargado por la CNE, pero sujeto a observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos. Los cambios introducidos por la Ley Corta deberán ser consideradas en el próximo proceso tarifario que establecerá las tarifas para el período noviembre de 2020 a noviembre de 2024.

Producto de la Ley N°21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, los niveles de precios asociados al valor agregado de distribución permanecerán constantes hasta octubre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la correcta indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Se encuentra en curso el proceso de fijación noviembre 2020 – octubre 2024 dónde se incorporarán estos saldos, los que serán reajustados sólo por IPC.

Los cambios aquí indicados y los que vengan en el futuro podrían afectar los flujos de la empresa. Los riesgos relacionados con estos cambios son monitoreados continuamente con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y sus filiales y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

d) Fijación de tarifas de Transmisión Zonal

De acuerdo con la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal (ex subtransmisión), con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

La ley 20.936 estableció un nuevo marco regulatorio para el servicio de Transmisión, principalmente Zonal. En especial, se definió un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permite establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y sus costos de operación, mantenimiento y administración. El proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016 publicándose el respectivo decreto tarifario, llamado 6T/2017, en octubre de 2018 (este decreto es de aplicación retroactiva desde el 1 de enero de 2018). La misma Ley establece que la siguiente revisión de la valorización de instalaciones, tanto para las instalaciones calificadas como Zonal como para las instalaciones Nacionales y Dedicadas de uso de clientes regulados, corresponderá al período 2020-2023, proceso que ya está en curso.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la transmisión, tanto nacional como zonal, son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Honorable Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

2) Contratos de suministro clientes regulados

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos cinco años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro como resultado de las últimas licitaciones realizadas coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por CNE.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 del 2015 que permiten el traspaso de excedentes de energía licitada entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la

proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, por el 100% de la energía licitada. Se estima que el 2026 podría requerirse energía regulada por lo que se está licitando espera un nuevo proceso de licitación para fines del 2020 por alrededor de 5,600 GWh/año con entrega de ofertas para el segundo semestre del 2020.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

3) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SEN se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía o retraso de construcción de proyectos de generación.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

4) Riesgo filial STC

El riesgo al que la filial se ve expuesta está relacionado con el riesgo por atraso de la puesta en marcha de la principal Central a la que presta el servicio de transporte. En ese sentido, en enero de 2019, el accionista Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado que el proyecto Central Ñuble presentaba un atraso importante y que se preveía su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2022. Ahora bien, el contrato de peajes con Central Ñuble establece que se comenzará a pagar una vez esté la línea disponible para su uso, lo que ocurrió en agosto de 2018.

Con fecha 4 de octubre de 2019, Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble"), ha suscrito con la filial STC una modificación al contrato de peajes vigente entre ambas empresas por la utilización de las instalaciones de la Línea de Alta Tensión San Fabián-Ancoa, propiedad de STC. La modificación tuvo por objeto ajustar el contrato vigente entre las partes a la situación actual del desarrollo de los proyectos de ambas empresas, incluida la modificación del alcance de ciertas obligaciones, una prórroga del plazo y las condiciones para una eventual terminación anticipada. Esta modificación entró en vigencia el 4 de octubre de 2019.

Con el objeto de garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago que pesan sobre Hidroñuble conforme la modificación a la que se hizo alusión en el párrafo anterior, Eléctrica Puntilla S.A. ha suscrito con la filial STC un contrato de fianza y codeuda solidaria, limitada a un monto equivalente a US$13.325.000 (trece millones trescientos veinticinco mil dólares de los Estados Unidos de América), suma que representa parte de los pagos que Hidroñuble debe realizar a STC conforme los términos de la modificación acordada al Contrato de Peajes.

La Sociedad continúa monitoreando la evolución del proyecto de modo de cuantificar razonablemente cualquier antecedente que pueda impactar en su deterioro.