

ENERGÍA DE CASABLANCA S.A.
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
TERMINADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

1. Análisis comparativo

Energía de Casablanca S.A. al 31 de diciembre 2025, ha logrado los siguientes resultados a destacar:

- El nivel de endeudamiento alcanzado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponde a 0,7 veces la deuda exigible sobre los fondos propios.

Endeudamiento		Diciembre 2025	Diciembre 2024
Deuda/Patrimonio	(veces)	0,7	0,8
Proporción Corto Plazo	(%)	52,3	46,4
Proporción Largo Plazo	(%)	47,7	53,6

- La ganancia de M\$2.327.089 obtenida por la Compañía al 31 de diciembre de 2025, ha aumentado en un 11,76% a comparación al año anterior (diciembre de 2024: M\$2.082.229).
- Energía de Casablanca opera en las comunas de Casablanca, Algarrobo, Cartagena, Valparaíso y Curacaví en la Quinta región del país. En la actualidad atiende a 8.640 clientes, lo que equivale a un aumento 3,52% en relación con diciembre de 2024 (8.346 clientes).

El comportamiento de la ganancia por acción básica en operaciones continuadas y valor libro son los siguientes:

		Diciembre 2025	Diciembre 2024
Utilidad/(Pérdida) del año	(M\$)	2.327.089	2.082.229
Utilidad/(Pérdida) por acción	(\$)	802,44	718,01
Acciones en circulación	(N°)	2.900.000	2.900.000
Valor Libro de una acción	(\$)	4.070,33	3.508,61

Estados de Resultados Integrales

Al 31 de diciembre de 2025 la ganancia alcanzó un total de M\$2.327.089, aumentando un 11,76% respecto al 31 de diciembre de 2024 (M\$2.082.229), explicado por un mayor ingreso de explotación compensado por un aumento en los costos de ventas.

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES INTERMEDIOS POR FUNCION	Diciembre 2025 M\$	Diciembre 2024 M\$	Variaciones M\$	%
Ingresos de actividades ordinarias	11.372.757	10.250.953	1.121.804	10,94%
Costo de ventas	(7.272.120)	(6.611.020)	(661.100)	-10,00%
Ganancia bruta	4.100.637	3.639.933	460.704	12,66%
Otros ingresos	148.147	131.320	16.827	12,81%
Gastos de administración	(1.135.898)	(1.053.068)	(82.830)	-7,87%
Otras ganancias (pérdidas), netas	6.473	12.965	(6.492)	-50,07%
Ganancias de actividades operacionales	3.119.359	2.731.150	388.209	14,21%
Ingresos Financieros	104	985	(881)	-89,44%
Costos financieros	(47.731)	(49.510)	1.779	3,59%
Diferencias de cambio	(681)	(2.695)	2.014	74,73%
Resultado por unidades de reajuste	2.639	59.183	(56.544)	95,54%
Ganancia antes de impuestos	3.073.690	2.739.113	334.577	12,21%
Gasto por impuestos a las ganancias	(746.601)	(656.884)	(89.717)	-13,66%
Ganancia	2.327.089	2.082.229	244.860	11,76%
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	2.327.089	2.082.229	244.860	11,76%

Ganancia bruta

- a) **Los ingresos ordinarios** del periodo aumentaron a M\$11.372.757 (diciembre de 2024: M\$10.250.953), lo que equivale a un aumento de un 10,94%, esto debido, principalmente a:
 - Mayores ingresos provenientes de la venta de energía del periodo los cuales sumaron M\$9.982.612 (diciembre 2024 M\$9.137.002) y aumento de ingresos de peajes y transmisión, los cuales sumaron M\$1.302.053, (diciembre de 2024 M\$980.149)
- b) **Los costos de venta** del año ascienden a M\$7.272.120 (diciembre de 2024: M\$6.611.020) lo que equivale a un aumento de un 10,00%, explicado por:
 - Aumento de costos por compra de energía, potencia y recargos que suman M\$6.149.340 (diciembre 2024:M\$5.592.272)

Cuadro resumen:

		Diciembre 2025	Diciembre 2024
Venta de Energía y Potencia	(M\$)	9.982.612	9.137.004
Compras de Energía y Potencia	(M\$)	(6.149.340)	(5.592.272)
Servicios Asociados al Suministro	(M\$)	1.390.145	1.113.949
Ingresos Ordinarios	(M\$)	11.372.757	10.250.953
Otros Costos	(M\$)	(1.122.780)	(1.018.748)
Ganancia Bruta	(M\$)	4.100.637	3.639.933

Otras Ganancias Pérdidas

Los otros resultados distintos de la ganancia bruta alcanzaron una pérdida de M\$1.026.947 (diciembre de 2024 M\$900.820), el aumento es explicado principalmente por mayores gastos de administración y menor ingreso por resultado de por unidad de reajuste.

Estados de Situación Financiera

Activos

Al 31 de diciembre de 2025 se presentan activos totales por M\$19.819.487 (diciembre 2024: M\$18.534.421), presentando un aumento de un 6,93%, explicado principalmente por un aumento en los activos no corrientes.

ACTIVOS	Diciembre 2025 M\$	Diciembre 2024 M\$	Variaciones M\$	%
Activos corrientes:				
Efectivo y equivalentes al efectivo	121.389	144.280	(22.891)	-15,87%
Otros activos no financieros, corrientes	10.066	1.430	8.636	603,92%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto, corrientes	2.812.510	2.876.299	(63.789)	-2,22%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10.237	10.243	(6)	-0,06%
Activos por impuestos corrientes, neto, corrientes	89.754	-	89.754	100,00%
Total activos corrientes	3.043.956	3.032.252	11.704	0,39%
Activos no corrientes:				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, no corrientes	8.078.830	7.701.664	377.166	4,90%
Otros activos no financieros, no corrientes	12.360	15.837	(3.477)	-21,95%
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	91.794	23.720	68.074	286,99%
Propiedades de inversión	78	78	-	-
Propiedades, plantas y equipos, neto	8.592.469	7.760.870	831.599	10,72%
Total activos no corrientes	16.775.531	15.502.169	1.273.362	8,21%
TOTAL ACTIVOS	19.819.487	18.534.421	1.285.066	6,93%

a) Corrientes

Los activos corrientes presentan un aumento de un 0,39% respecto a diciembre 2024, producto principalmente a un aumento en los activos por impuestos corrientes.

b) No Corrientes

Los activos no corrientes presentan un aumento de un 8,21% respecto a diciembre 2024, producto de un incremento del rubro propiedad, planta y equipos, neto y deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, no corrientes.

(1) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto, no corriente, está compuesto por:

(1.1) Se identifican tres saldos por cobrar a los clientes finales asociados a la componente de distribución.

El primero, derivado de la aplicación de la Ley N°21.194 publicada el 21 de diciembre de 2019, el cual rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica. Esta Ley indica que los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución que estaban siendo aplicados a la fecha de su publicación,

permanecen constantes en pesos hasta el término de su vigencia. Los saldos que resultan de la aplicación de lo anterior entre el 1 de enero de 2020 y 3 de noviembre de 2020, serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes dos procesos de tarificación cuatrienales de los suministros a clientes regulados realizados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución. Al 31 de diciembre de 2025 se presenta saldo por M\$27.582 y M\$26.300 al 31 de diciembre de 2024.

El segundo componente, corresponde al retraso de la publicación del decreto tarifario de distribución del periodo comprendido entre el 4 de noviembre de 2020 y el 3 de noviembre de 2024. Este decreto, llamado 5T, fue finalmente publicado en el Diario Oficial el 7 de junio del 2024. Al 31 de diciembre de 2025 se presenta saldo por M\$5.595.820 y M\$4.465.888 al 31 de diciembre de 2024.

El tercer componente, corresponde al retraso de la publicación del decreto tarifario de distribución del periodo comprendido entre el 4 de noviembre de 2024 y 3 de noviembre de 2028, el cual, a la fecha de hoy, no ha sido publicado. Al 31 de diciembre 2025 se presenta un saldo por (M\$84.451) y (M\$21.827) al 31 de diciembre de 2024 no presenta saldo.

Los ajustes descritos en los párrafos anteriores se sustentan en el Artículo 178 de la Ley General de Servicios Eléctricos, donde se señala que se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior. Al 31 de diciembre de 2025 el interés pagado es de M\$766.442

- (1.2) Saldos por cobrar a los clientes finales, derivados de la aplicación de la Ley N°21.185 publicada el 2 de noviembre de 2019, que creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de Generación de la Energía Eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, y de la Ley N°21.472 publicada el 2 de agosto de 2022, que creó un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Estos mecanismos, establecen niveles de precios máximos aplicables (Tarifa Estabilizada) a clientes sujetos a regulación de tarifas. Los diferenciales que se generan, resultantes de la aplicación de las tarifas estabilizadas, en contraste con las tarifas de generación, emanadas de las licitaciones de suministro para clientes de tarifa regulada, conforman un saldo, que será retribuido a los suministradores a más tardar el 31 de diciembre de 2032. Al 31 de diciembre 2025 y 2024 se presenta saldo por M\$2.592.849 y M\$3.231.304 respectivamente.

Pasivos

Al 31 de diciembre de 2025 los pasivos totales ascienden a M\$8.015.542 (diciembre 2024: M\$8.359.438), presentando una disminución de un 4,11%, debido principalmente a una disminución en los pasivos no corrientes.

PATRIMONIO Y PASIVOS	Diciembre 2025 M\$	Diciembre 2024 M\$	Variaciones M\$	%
Pasivos corrientes				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	2.321.387	2.078.039	243.348	11,71%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.784.967	1.641.858	143.109	8,72%
Pasivos por impuestos corrientes	-	62.661	(62.661)	-100,00%
Otros pasivos no financieros, corrientes	88.937	95.680	(6.743)	-7,05%
Total pasivos corrientes	4.195.291	3.878.238	317.053	8,18%
Pasivos no corrientes				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes	3.093.797	3.838.120	(744.323)	-19,39%
Pasivos por impuestos diferidos, neto	724.633	639.438	85.195	13,32%
Otros pasivos no financieros, no corrientes	1.821	3.642	(1.821)	-50,00%
Total pasivos no corrientes	3.820.251	4.481.200	(660.949)	-14,75%
Total Pasivos	8.015.542	8.359.438	(343.896)	-4,11%
Patrimonio				
Capital emitido	2.156.872	2.156.872	-	-
Otras reservas	57.838	57.838	-	-
Ganancias acumuladas	9.589.235	7.960.273	1.628.962	20,46%
Total patrimonio	11.803.945	10.174.983	1.628.962	16,01%
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	19.819.487	18.534.421	1.285.066	6,93%

a) Corrientes

Los pasivos corrientes presentan un aumento del 8,18% con respecto a diciembre de 2024, producto principalmente a un aumento de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

b) No Corrientes

Los pasivos no corrientes presentan una disminución de un 14,75% con respecto a diciembre de 2024, producto de una disminución en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes.

Patrimonio

El patrimonio presenta un aumento de un 16,01% respecto a diciembre de 2024, explicado por los resultados acumulados del período, lo anterior compensado por la provisión de dividendo mínimo obligatorio.

Cuadro de ratios

Liquidez		Diciembre 2025	Diciembre 2024
Corriente	(veces)	0,7	0,8
Prueba ácida	(veces)	0,7	0,8

Endeudamiento		Diciembre 2025	Diciembre 2024
Deuda/Patrimonio	(veces)	0,7	0,8
Proporción Corto Plazo	(%)	52,3	46,4
Proporción Largo Plazo	(%)	47,7	53,6

Rentabilidad		Diciembre 2025	Diciembre 2024
Resultado/Patrimonio	(%)	19,7	20,5
Resultado/Activos	(%)	11,7	11,2

2. Valor libro de los Activos y Pasivos

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

Los deudores por venta corrientes y no corrientes, se presentan a su valor de recuperación esperado, considerando por lo tanto una estimación de deterioro por pérdidas crediticias esperadas que cubre adecuadamente el riesgo de pérdida de valor de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las propiedades, planta y equipo están presentados de acuerdo con el valor de los aportes o al costo de adquisición, según sea el caso. El costo de los trabajos en ejecución incluye solamente aquellos costos directos e indirectos que son atribuibles directamente a ellos durante el año de construcción y los costos de financiamiento de la misma en caso de existir éstos últimos.

La depreciación es calculada individualmente para cada bien, según el método lineal, de acuerdo con los años de vida útil de uso estimada de los bienes.

Los valores intangibles se presentan a costo histórico de aporte o adquisición, según sea el caso, y se someten a prueba de deterioro de acuerdo a lo dispuesto por NIC 36. Las licencias de software se clasifican en el rubro de "Activos intangibles distintos de la plusvalía" a costo histórico de adquisición y su depreciación es calculada según el método lineal en un año promedio de 72 meses.

Los otros activos no financieros no corrientes son inversiones en otras sociedades y corresponden a la participación en inversiones en las cuales no se posee influencia o control y se presentan valorizadas a su costo de adquisición.

Las cuentas por cobrar y/o pagar a entidades relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corrientes y no corrientes. Estas operaciones se ajustan a las condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos y pasivos se registran de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera emitidos por el IASB y a normas impartidas por Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

3. Mercado en que participa la Empresa

La zona de concesión en que opera la Empresa corresponde a las comunas de Casablanca, Algarrobo, Cartagena, Valparaíso y Curacaví en la Quinta Región del País. En la actualidad atiende a 8.640 clientes.

4. Estado de Flujo de Efectivo Directo

Al 31 de diciembre de 2025, el efectivo y equivalentes al efectivo ascienden a M\$121.389, lo que representa una disminución de 15,87% respecto al cierre de 2024 (M\$144.280).

Esta variación se explica principalmente por un mayor nivel de egresos en actividades de inversión y financiamiento, parcialmente compensados por una sólida generación de flujo operacional.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS INTERMEDIOS	Diciembre 2025 M\$	Diciembre 2024 M\$	Variaciones M\$	%
Flujos de efectivo por actividades de operación	1.877.876	1.130.686	747.190	66,08%
Flujos de efectivo por actividades de inversión	(1.280.147)	(854.627)	(425.520)	49,79%
Flujos de efectivo por actividades de financiación	(620.620)	(179.389)	(441.231)	245,96%
Flujo neto total del período	(22.891)	96.670	(119.561)	-123,68%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	144.280	47.610	96.670	203,05%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	121.389	144.280	(22.891)	-15,87%

Actividades de la operación

El flujo neto positivo proveniente de actividades de operación alcanzó M\$1.877.876 (2024: M\$1.130.686), lo que representa un incremento de 66,08%.

Este aumento refleja una mayor capacidad de generación de caja del negocio, explicada principalmente por mayores cobros derivados de la venta de energía, parcialmente compensados por un incremento en los pagos a proveedores por compra de energía y servicios asociados.

Actividades de inversión

El flujo neto utilizado en actividades de inversión fue de M\$1.280.147 (2024: M\$854.627), lo que representa un aumento del 49,79% en el uso de caja.

Este mayor nivel de inversión se explica principalmente por incrementos en la adquisición de propiedades, planta y equipos, asociados al crecimiento y mantenimiento de la infraestructura operativa.

Actividades de financiación

El flujo neto de financiamiento presentó un saldo negativo de M\$620.620 (2024: M\$179.389 negativo), lo que implica un aumento significativo en los egresos de caja por este concepto (245,96%).

Esta variación se explica principalmente por mayores pagos de préstamos a entidades relacionadas, parcialmente compensados por nuevos financiamientos recibidos

La variación neta negativa del efectivo es de M\$22.891 (diciembre de 2024: positivo M\$96.670) y la posición final positiva es de M\$121.389 (diciembre 2024: M\$144.280).

5.- Riesgo regulatorio

La Compañía participa del mercado eléctrico regulado, el que presenta un bajo riesgo debido a su condición de monopolio natural al operar en zonas de concesión determinadas, y al entregar un servicio de primera necesidad, el riesgo comercial se encuentra acotado.

Los principales riesgos a los que podría estar expuesta la Compañía son los siguientes:

Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por la Ley General de Servicios Eléctricos, normativa vigente desde 1982, y reforzada en los años 2004, 2005, 2007, 2008, 2012, 2015, 2016 y 2019, esta regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las compañías de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Compañía y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad, entre otros factores claves.

Fijación de tarifas de distribución y de servicios asociados, y fijación de cargos de transmisión

Las tarifas de distribución, en conjunto con las tarifas de los servicios asociados a la distribución de energía eléctrica, son fijadas de acuerdo a la ley cada cuatro años. El último estudio tarifario de distribución tiene aplicación en el quadrienio 2020 - 2024, en consideración a que el decreto de tarifas de distribución previo tuvo vigencia hasta noviembre del año 2020. El decreto actual fue publicado el 7 de junio de 2024 en el diario oficial (Decreto 5T), que tiene vigencia en el periodo 2020-2024, en este se fijaron nuevos parámetros para tarifas aplicables a suministros sujetos a precios.

Respecto de las tarifas de servicios asociados a suministro para el quadrienio 2016-2020, la publicación del decreto se realizó el día 24 de julio de 2018, fecha desde la cual tienen vigencia estas tarifas, la actualización de estos precios está a la espera de la publicación del decreto del estudio de precios de

servicios asociados no consistentes en suministro, que se está desarrollando y que está próximo a terminar, cabe destacar que este decreto no será retroactivo.

Los ingresos para propietarios de instalaciones de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por clientes regulados, desde enero 2020, fue determinado por la Comisión a partir de estudios que se desarrollaron desde el 2020. El 16 de febrero de 2023 fue publicado en el diario oficial el Decreto Supremo N°7T-2022, que fija el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, cuadrienio 2020-2023. La diferencia entre los ingresos reales y los determinados en el decreto son absorbidos en la determinación de cargos traspasables a clientes, de modo de asegurar que los propietarios reciban anualmente lo indicado en el decreto.

En cuanto a los cargos de Transmisión, incluida la transmisión Zonal, estos son determinados semestralmente por la Comisión mediante una resolución exenta. En junio de 2025 fueron publicados los cargos del segundo semestre de 2025, mediante Resolución Exenta N° 333, de 16 de junio de 2025, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Los cargos de transmisión que se utilizarán durante el primer semestre de 2026, fueron fijados mediante Resolución Exenta N°780 del 15 de diciembre de 2025.

Respecto de los precios de generación a traspasar a cliente final, estos son determinados en los decretos de precio de nudo promedio semestrales que calcula CNE a partir de los precios de contratos de suministro para clientes regulados detallados en el punto 20.1.4 y una proyección de consumos para el semestre.

Con fecha 2 de noviembre de 2019, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.185, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de las energías eléctricas para clientes sujetos a regulación de tarifas. La ley define que en el período comprendido entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios que las concesionarias de servicio público de distribución podrán traspasar a sus clientes regulados serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, los que en cualquier caso no podrán ser superiores al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha, en adelante “PEC ajustado”.

Con fecha 2 de agosto de 2022, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.472, que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Esta ley establece un mecanismo complementario al establecido en la ley 21.185.

Durante el cuarto trimestre de 2023 se aplicaron los precios de nudo promedio determinados en el decreto supremo N°16T-2022, publicado en el diario oficial el 12 de abril de 2023, correspondiente al segundo semestre de 2022.

El 30 de abril de 2024 se publicó la ley 21667, que Introdujo cambios en aspectos relacionados con la estabilización tarifaria del sector eléctrico, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos con la finalidad de optimizar y clarificar la administración del Fondo de Estabilización de Tarifas, además de ajustar aspectos temporales y financieros en relación con la estabilización de tarifas reguladas. Asimismo, modificó la Ley N°21.472, específicamente en temas de regulación de precios, el manejo del Fondo de Estabilización y la implementación de cargos para su financiamiento. De este modo, estableció la forma de distribuir los recursos del Fondo de estabilización, plazos y procedimientos para la dictación de decretos tarifarios de PNP, instrucciones para la actualización de los niveles de precios, aplicación de

descuentos, cobros extra con fines de recaudación y diversas consideraciones en el contexto de la Ley Eléctrica.

Calidad del suministro

El marco regulatorio del sector eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, establece ciertos requisitos a las empresas distribuidoras. De no cumplir estos requerimientos, las empresas distribuidoras pueden ser objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), tales como multas o compensaciones a los usuarios del servicio.

El 3 de mayo de 2024 se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°209, de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que fija la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTD) y su Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (AT SMMC). Esta nueva versión de norma contempla una serie de modificaciones tendientes a mejorar la calidad del servicio eléctrico entregado a los clientes, modernizar las redes eléctricas y robustecer las potestades fiscalizadoras de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entre otras materias.

Contratos de suministros

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados. Esto de acuerdo con lo establecido en la propia Ley General de Servicios Eléctricos, contratos que, de acuerdo a lo establecido en NIC 39 y NIIF 9, no cumplen con las características para ser clasificados como instrumentos derivados.

El actual suministro está vinculado a los siguientes procesos de licitaciones:

Licitación/Año	Adjudicación	N° Contratos	Inicio	Fin
2010-01	2010	8	01-ene-13	31-dic-26
2013-03	2014	1	01-ene-17	31-dic-25
2013-03 2do llamado	2014	21	01-ene-17	31-dic-33
2015-02	2015	9	01-ene-19	31-dic-36
2015-01	2016	28	01-ene-21	31-dic-41
2017-01	2017	3	01-ene-21	31-dic-43
2021-01	2021	3	01-ene-26	31-dic-40
2022-01	2022	1	01-ene-27	31-dic-41
2023-01	2024	2	01-ene-27	31-dic-47

Abastecimiento de energía para el sistema eléctrico chileno

Anualmente se informan las necesidades futuras de suministro a la Autoridad Regulatoria, y ésta instruye los llamados a licitación para el suministro de las mismas, que se realizan en forma conjunta para todas las empresas y cooperativas de distribución eléctrica para suministrar los consumos de clientes regulados.