Contratos de suministro eléctrico en Chile

Antecedentes regulatorios de licitaciones y adjudicaciones vigentes

Autor

Nicolás García Bernal
Email: ngarcia@bcn.cl
Tel.: (56) 22 270 1701

Nº SUP:155.313

Resumen

En Chile, el suministro eléctrico a clientes regulados se respalda mediante contratos entre empresas distribuidoras y generadoras, adjudicados a través de procesos de licitación regulados por la Comisión Nacional de Energía.

Previo al año 2005, correspondía a las distribuidoras asegurar el suministro eléctrico mediante contratos con empresas generadoras, sin que existiera una regulación específica sobre el contenido económico de dichos contratos. La Ley N°20.018 de 2005 introdujo un régimen de licitaciones para respaldar el consumo de clientes regulados mediante contratos de largo plazo, sujetos a un precio máximo público definido por la CNE y con vigencia de hasta 15 años.

Posteriormente, la Ley N°20.805 de 2015 perfeccionó el sistema de licitaciones, entregando a la CNE mayores facultades para diseñar, coordinar y dirigir estos procesos. Entre sus principales modificaciones se encuentran la ampliación de los contratos hasta 20 años, la definición de bloques de suministro, la fijación de un valor máximo reservado para las ofertas y la posibilidad de considerar elementos adicionales al precio en la evaluación económica, como las fórmulas de indexación.

Tras dicha reforma, los procesos de licitación registraron una disminución relevante en los precios nominales de adjudicación, desde valores superiores a 120 US$/MWh en 2012 y 2013 hasta un mínimo de 23,8 US$/MWh en 2021. Asimismo, se observó un aumento significativo en el número de oferentes, con un máximo de 84 participantes en el proceso de 2016. Sin embargo, los procesos más recientes muestran un escenario menos lineal, con precios de adjudicación al alza y menor número de oferentes en comparación con el máximo observado en 2016.

Los precios adjudicados se actualizan durante la vigencia de los contratos. En los procesos desarrollados entre 2006 y 2013, las fórmulas de indexación incorporaban distintos indicadores asociados a combustibles fósiles, tales como petróleo diésel, carbón térmico, gas natural Henry Hub spot y petróleo Brent, además del Consumer Price Index de Estados Unidos. En cambio, a partir del proceso 2015-2, los contratos considerados en la revisión muestran una simplificación de las fórmulas de indexación, utilizando exclusivamente el CPI promedio de seis meses.

Finalmente, se destaca que los precios contractuales resultantes de las licitaciones no se reflejan de manera automática e inmediata en las cuentas finales de los clientes regulados. Su traspaso se realiza mediante el Precio de Nudo Promedio y puede verse condicionado por mecanismos de estabilización tarifaria, reliquidaciones y disposiciones legales posteriores.

Introducción

El mercado eléctrico chileno se organiza en torno a las actividades de generación, transmisión y distribución, reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 1/20.018). En dicho marco, el segmento de generación opera bajo un esquema competitivo, mientras que la distribución y la transmisión presentan características de monopolio natural y se encuentran sujetas a regulación tarifaria. Para el caso de los clientes regulados, el suministro de energía eléctrica se respalda mediante contratos suscritos entre empresas distribuidoras y generadoras, adjudicados a través de procesos de licitación regulados por la Comisión Nacional de Energía —CNE—.

La revisión de este régimen resulta pertinente en el contexto del proyecto de ley de protección tarifaria eléctrica (Boletín N° 18.384-08), que contempla, entre otras medidas, facultar a la CNE, por una sola vez y previa autorización del Ministerio de Energía, a desarrollar un mecanismo destinado a reducir el precio vigente del suministro eléctrico para clientes regulados.

Por lo anterior, resulta pertinente revisar cómo se estructuran y adjudican los contratos de suministro eléctrico, cuáles han sido las principales modificaciones regulatorias aplicables a dichos procesos, qué resultados han mostrado las licitaciones en términos de precios y participación de oferentes, y cómo operan las fórmulas de indexación que actualizan los precios contractuales durante su vigencia. Estos elementos permiten analizar el alcance de eventuales medidas que busquen incidir sobre los precios de suministro que enfrentan los clientes regulados.

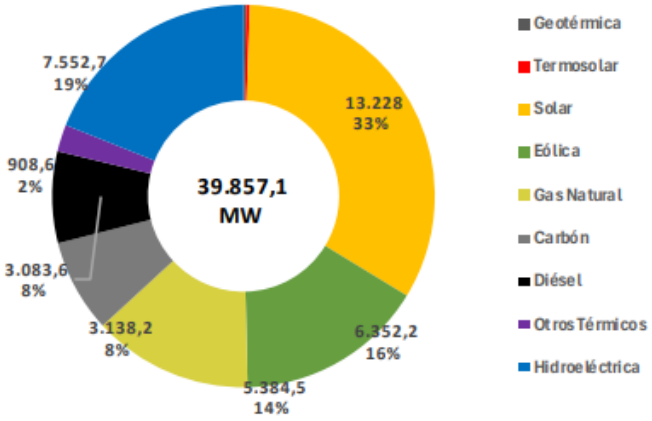
El presente documento describe, en primer lugar, las características generales del suministro eléctrico en Chile y la composición vigente del segmento de generación. En segundo término, revisa la evolución normativa de los procesos de licitación de contratos de suministro, junto con los resultados en materia de precios adjudicados, energía contratada y número de oferentes. Finalmente, se analizan las fórmulas de indexación utilizadas en los contratos adjudicados, dado que estas inciden en la evolución de los precios reconocidos en los contratos y, posteriormente, en su traspaso a las tarifas reguladas.

I. Características del suministro eléctrico en Chile

El segmento de generación es una industria en donde opera la libre competencia y el libre acceso a redes de transmisión y distribución para comercializar su producción. Actualmente, interactúan generadoras con distintas tecnologías de generación: hidro, biomasa, eólico, solar, geotérmica, cogeneración, gas natural, carbón y derivados del petróleo (**Gráfico 1**). Estas pueden ingresar al sistema a través de licitaciones que actúan como mecanismos para contratar energía para los clientes regulados por un periodo entre 15 a 20 años.

Al mes de mayo de 2026, un porcentaje relevante de los 39.857 MW de la capacidad instalada[1] – potencia máxima bruta (MW) - está basada en energías renovables: solar (33%), hídrico (19%) y eólico (16%). Es decir, MW corresponden a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257). En el Gráfico 2 se reporta como se distribuye por región y tecnología.

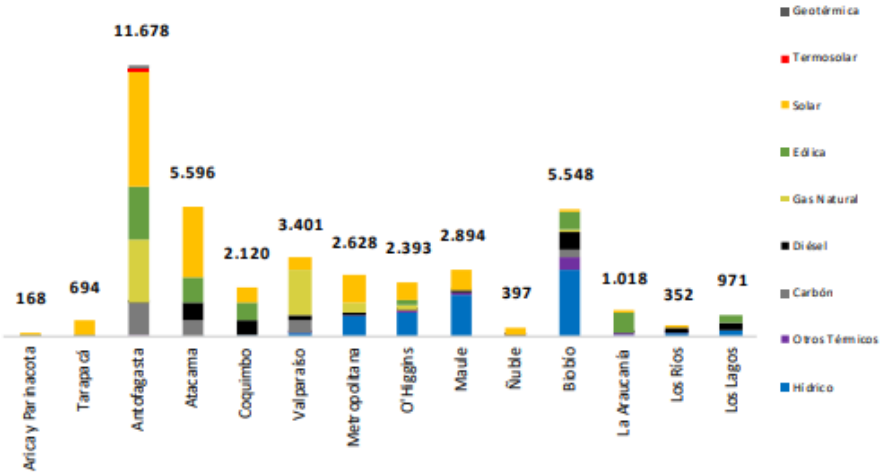
Gráfico 1. Capacidad Instalada [MW] por tipo de tecnología, mayo 2026.



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), mayo 2026.
Notas: Gas Natural considera GN y GNL.

[1] La capacidad instalada corresponde a la potencia máxima que puede producir una central o conjunto de centrales eléctricas bajo condiciones determinadas, usualmente expresada en megawatts (MW). Se diferencia de la energía generada, que corresponde a la electricidad efectivamente producida durante un período de tiempo, expresada habitualmente en megawatts-hora (MWh) o gigawatts-hora (GWh). Así, mientras la capacidad instalada refleja el potencial de generación, la energía generada depende de factores como disponibilidad del recurso, operación de las centrales, mantenimiento, demanda del sistema y restricciones de transmisión.

Gráfico 2. Capacidad instalada [MW] por región y tecnología, mayo 2026.

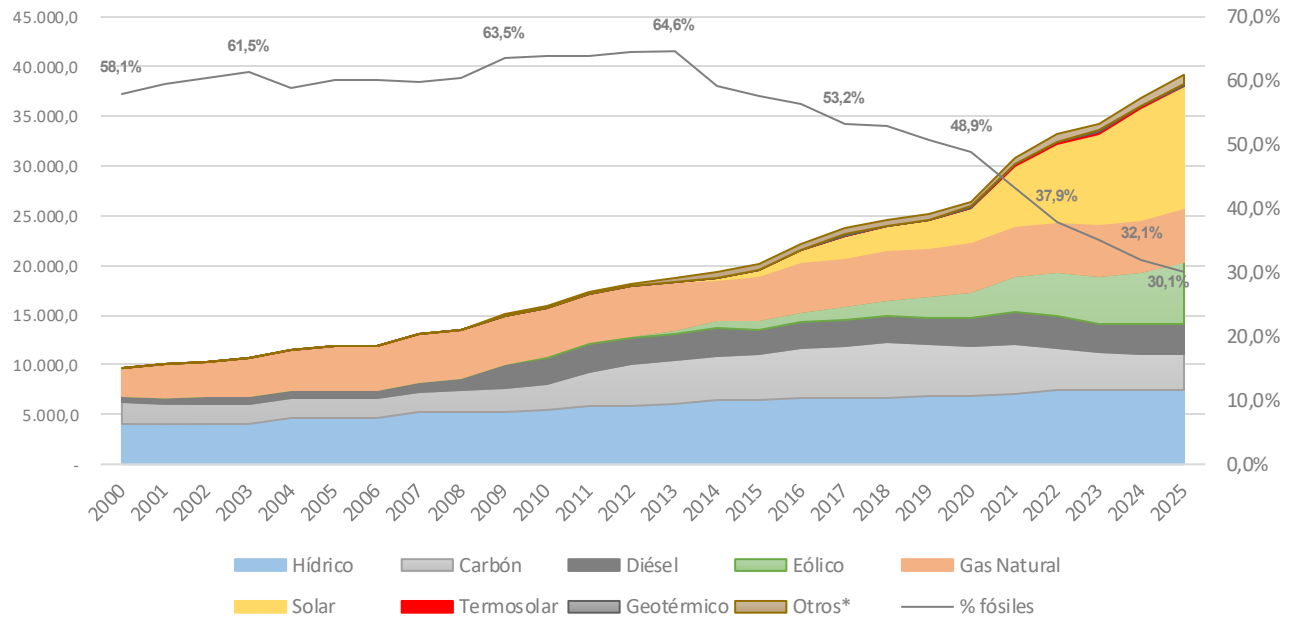


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), mayo 2026.
Notas: Otros térmicos incluye biogás, biomasa, fuel oil, petcoke y cogeneración

Antes del año 2014, en promedio, más del 60% de la capacidad instalada correspondía a fuentes de generación en base a fuentes fósiles (carbón, diésel y gas natural), mientras que sólo alrededor del 1,0% correspondía a fuentes en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC)[2], es decir, tecnología eólica y solar. A partir del año 2014, producto de la modificación del proceso de adjudicación de contratos de suministro[3], la participación de este tipo de tecnologías superó el 5%, hasta llegar a superar el 47% al año 2025, desplazando a aquellas basadas en la combustión de combustibles fósiles a un 30% del total.

[2] Denominación establecida en la Ley 20.257.
[3] En los dos años posteriores a la aprobación de la ley 20.805/2015, la cantidad de proyectos ERNC presentados al SEIA aumento en más de 8.000 millones de dólares, lo que se tradujo que al año 2017 la generación a través de tecnología ERNC pasara del 1% al 8%.

Gráfico 3. Capacidad instalada [MW] por tipo de tecnología, periodo 2000 – 2025.



Fuente: Elaboración propia en base a Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2026.
Notas:
(1) Gas Natural considera GN y GNL.
(2) Datos consideran suma de capacidad SIC y SING para años anteriores a 2017
(3) Fuentes fósiles considera tecnologías en base a carbón, diésel y gas natural.

II. Procesos de licitación como mecanismos para la adjudicación de contratos de suministro eléctrico

Como contexto inicial, se debe tener a la vista que entre el año 1998 y hasta los últimos años de la primera década del 2000, existía una predominancia de tres grandes empresas de generación (Endesa, Colbún y AES Gener), las que concentraban un 83% del total de la capacidad instalada. Posteriormente, y cómo se observa a continuación, tras sucesivas reformas en el proceso de adjudicación de contratos vía licitación, se ha aumentado el número de empresas que participan en el sector de generación. Como resultado, según se observa en la **Tabla 1**, la participación relativa del grupo de empresas inicialmente señalado – Endesa, Colbún, y AES - ha disminuido, a un 31% de la capacidad instalada.

Tabla 1. Distribución de la capacidad instalada [MW] por propietario, año 2026.

#	Nombre propietario	Capacidad instalada (MW)	Participación	N° centrales
1	**Enel generación Chile s.a.**	4.315,8	11,5%	21
2	**Colbún s.a.**	3.844,0	10,2%	26
3	**Enel green power Chile s.a.**	2.746,8	7,3%	44
4	**Engie energía chile s.a.**	2.242,8	6,0%	14
5	**Aes andes s.a.**	826,7	2,2%	6
6	**Guacolda energía spa**	821,8	2,2%	2
7	**Empresa eléctrica pehuenche s.a.**	668,4	1,8%	3
8	**Empresa eléctrica Angamos spa**	558,2	1,5%	1
9	**Acciona energía chile holdings s.a.**	539,8	1,4%	4
10	**Alto Maipo spa**	537,3	1,4%	2
11	**Otros generadores**	20.485,9	54,5%	1.079
	TOTAL	**37.587,3**	**100,0%**	**1.202**

Fuente: Elaboración propia en base al Coordinador Eléctrico Nacional (2026)
Notas: Datos corresponden a reporte generado el 2 de julio de 2026.

Para comprender la diversificación y amplitud de empresas participantes en el segmento de generación, a continuación, se presentan antecedentes que describen la evolución del marco regulatorio que establece el actual sistema de suministro eléctrico a través de licitaciones.

a) Evolución de regulación referida a la adjudicación de contratos de suministro de electricidad.

Previo al año 2005, la regulación establecía que correspondía a las distribuidoras asegurar el suministro de energía eléctrica a través de contratos con generadoras, dejando el contenido de los contratos sujeto a su voluntad, no a una regulación en particular. En consecuencia, las distribuidoras licitaban el suministro sólo en cuanto a la provisión de energía y potencia, no respecto a su precio (CNE, 2017).

El año 2005 se aprueba la **Ley N° 20.018** ("Ley Corta II") que establece, entre otras medidas, que las empresas de distribución, a través de licitaciones, tienen la obligación de respaldar consumos de sus clientes regulados[4] mediante contratos de suministro de largo plazo o generación propia, sujeto a un precio máximo público fijado por la CNE, adjudicación por precio de energía, y el establecimiento de contratos con periodos de hasta 15 años[5].

Cuadro 1. Aspectos relevantes de lo dispuesto por la Ley N° 20.018/2005.

- Distribuidoras debían disponer de contratos de suministro para sus clientes regulados para a lo menos los próximos 3 años.
- Distribuidoras eran las responsables de liderar la licitación de los suministros.
- Los procesos de licitación debían ser públicos, abiertos, no discriminatorios y transparentes.
- distribuidoras podían coordinarse para efectuar una licitación conjunta.
- El precio de la energía sería el menor precio que resulta de las ofertas.
- El precio máximo de las licitaciones sería igual al límite de la banda de precios libres incrementado en 20%.
- En caso de licitaciones desiertas se daba la posibilidad de incrementar, por decisión de la CNE, en un 15% el límite superior de la banda.
- El precio nudo de largo plazo correspondería a los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas, traspasándose su valor promedio a los clientes regulados.

Fuente: Elaboración propia.

Luego, el año 2008 se promulgó la **Ley N° 20.257** que, entre otras disposiciones, obligó a las comercializadoras de energía a abastecer con ERNC un porcentaje de la energía que vendían vía contratos regulados. Se fijó un 5% para 2010 y un 10% al año 2024.

Sin embargo, pese a los cambios normativos realizados hasta el año 2015, el mercado eléctrico no daba cuenta de los efectos planteados en los marcos regulatorios. Por ejemplo, entre 2006 y 2013 se realizaron 17 procesos de licitación, de los cuales siete quedaron totalmente desiertos y únicamente diez se adjudicaron de forma completa o parcial, con un promedio de 3 oferentes por proceso (ver **Gráfico 4)**[6]. Cómo se reporta en la **Tabla 2**, en dicho periodo, los precios ofertados se ajustaron casi perfectamente al precio techo.

[4] Se entiende por clientes regulados aquellos usuarios finales del sistema eléctrico cuyo suministro está sujeto a regulación de precios, de acuerdo con la Ley General de Servicios Eléctricos.
[5] De esta forma, se pretendió estimular el desarrollo de inversiones en el segmento de generación a través de licitaciones de suministro realizada por las empresas de distribución y supervisado por la CNE, y en donde se deben incluir los puntos de suministro, cantidad y período a licitar, excluyendo clientes libres.
[6] Como se observa en el gráfico mencionado, destaca que en el proceso de licitación del año 2013 se presentaron 2 oferentes, mientras que en el anterior se presentó únicamente un oferente.

Tabla 2. Resultado de licitaciones al SIC, 2006 – 2013.

Proceso Licitación SIC	Precio Ofertado US$/MWh	Precio Techo US$/MWh	Precio Indexado May-2016 US$/MWh	Energía Adjudicada GWh	Energía Licitada GWh
2006/01	52,91	62,69	56,37	12.076	13.568
2006/01-2	54,55	62,69	61,25	1.130	1.130
2006/02	59,77	61,68	59,92	5.700	14.615
2006/02-2	65,8	71,06	75,54	1.800	9.000
2008/01	104,31	125,16	114,39	7.821	8.788
2008/01-2	99,49	125,16	109,15	935	935
2010/01	90,3	92,04	86,69	2.200	2.696
2012/01	129,45	129,5	87,93	924	924
2012/03-2	138,9	140	132,54	248	1.650
2013/01	128,93	129	93,75	3.900	5.000

Fuente: Elaboración propia en base a CNE (2017).

Posteriormente, con el propósito de disminuir los precios nominales promedios de los contratos, se buscó dotar de mayor competencia al proceso de licitación y, en consecuencia, incorporar mayor competencia al segmento de generación a través de la incorporación de fuentes de generación basadas en ERNC[7]. Para ello, el año 2015 se promulgó la **Ley N° 20.805** que introdujo modificaciones para perfeccionar los procesos de licitaciones eléctricas que permitieran mejorar la competitividad de las ERNC al establecer, por ejemplo, las medidas que permitieran la adjudicación por bloques de horario y estacionalidad de ciertas tecnologías.

A continuación, el **Cuadro 2** hace referencia a las principales facultades y responsabilidades que la Ley 20.805 otorgó a la CNE con el objeto de establecer las licitaciones de suministros como un instrumento de política pública que fomente la competencia en el mercado de generación.

Cuadro 2. Facultades otorgadas a la CNE en proceso de licitación en Ley 20.805/2015

- Diseñar, coordinar y dirigir la realización de los procesos de licitación que permitan satisfacer el total del consumo de los clientes sometidos a la regulación de precios[8].
- Determinar las licitaciones necesarias para abastecer al menor costo de suministro los consumos de los clientes regulados[9].
- Elaborar las bases de licitación, determinando, por ejemplo, la cantidad de energía a licitar, los bloques de suministro requeridos, el período de suministro que debe cubrir la oferta, que no podrá ser superior a 20 años[10], así como los criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación de la oferta.
- Determinar un valor máximo de las ofertas de energía para cada bloque de suministro, aquello mediante un acto reservado que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas[11].

Fuente: Elaboración propia en base a la Ley 20.805.

[7] Al 2014, un 98% de la capacidad instalada en el SIC correspondía a tres empresas de generación y sus relacionadas.
[8] Las concesionarias de distribución debían monitorear y proyectar su demanda futura permanentemente, debiendo informar semestralmente, en forma justificada y detallada, las proyecciones de demanda y las necesidades de suministro a contratar.
[9] Debían tener en cuenta los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.
[10] Establece contratos estandarizados de largo plazo para generar condiciones que impulsara la entrada de pequeños oferentes.
[11] Esto permite declarar desierta una licitación cuando los precios excedan el valor máximo, sin que los oferentes sepan cual es dicho valor, lo que podría elevar artificialmente el valor de las ofertas, puesto que se acercarían a este valor máximo.

Como resultado, tras dichas modificaciones, los procesos de licitación se caracterizan principalmente por las condiciones señaladas en el **Cuadro 3**.

Cuadro 3. Condiciones definidas para procesos de licitación, Ley 20.805/2015

- Energía y potencia activa son los productos para licitar. Ambos constituyen productos requeridos por las distribuidoras para proporcionarlo a los respectivos clientes regulados, conforme a condiciones de seguridad y calidad de servicio que establezca la normativa vigente.
- Si bien los oferentes pueden ofrecer libremente un precio para la energía no podrán superar el valor máximo para cada bloque de suministro fijado por la CNE.
- Durante la vigencia del contrato, los precios de energía y potencia son reajustados en conformidad con sus respectivas fórmulas de indexación, las que son definidas por la CNE en las bases de la licitación o, si así lo permiten, por lo oferentes.
- La licitación deberá adjudicarse a las ofertas más económicas, de acuerdo a las condiciones y/o criterios de evaluación establecidos en las respectivas bases de licitación[12].
- Los contratos de suministro pueden contener un mecanismo de revisión de precios en caso que, por causas no imputables al suministrador, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado en una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas del contrato, respecto de las condiciones existentes en el momento de presentación de la oferta, debido a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria.
- Corresponderá al Panel de Expertos el deber de resolver eventuales discrepancias en caso de que se produzcan, entre el generador y la CNE.

En definitiva, la Ley 20.805 del año 2015, buscó impulsar la competitividad del segmento de generación al establecer que las licitaciones sean dirigidas por la CNE y no por las distribuidoras, fijar el valor máximo de ofertas con carácter "secreto" hasta la apertura de propuestas; ampliar período de contratos hasta 20 años; establecer que la adjudicación considere, además del precio de la energía, otros parámetros (fórmula de indexación, por ejemplo), entre otras.

Luego, como se observa a continuación, tras la entrada en vigencia de la Ley 20.805/2015, se han desarrollado diversos procesos de licitación. Los resultados darían cuenta que el precio promedio nominal del proceso disminuyó considerablemente, registrando su menor valor: 23,8 US$/MWh, el año 2021 (**Gráfico 3**). Así también, los procesos posteriores registraron un importante número de oferentes, con un valor *máximo* de 84 oferentes en el proceso del año 2016.

Con posterioridad a la Ley N°20.805, el régimen de licitaciones ha continuado ajustándose tanto a nivel reglamentario como en el diseño de las bases de licitación. En particular, el Decreto N°106 de 2015, modificado por el Decreto N°67 de 2017, reglamentó los procesos de licitación de suministro para clientes regulados. Asimismo, la evolución reciente del sistema ha incorporado nuevos elementos de diseño, tales como bloques horarios y zonales, mecanismos de tratamiento de riesgos de mercado, incentivos a sistemas de almacenamiento y energías renovables no variables, y licitaciones de corto plazo o excepcionales para cubrir eventuales brechas de contratación.

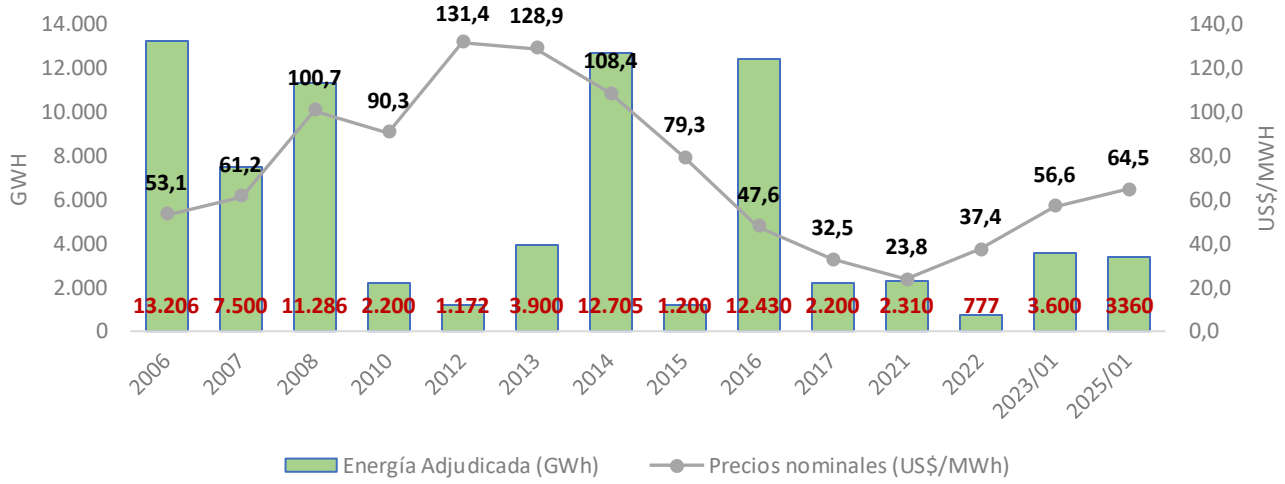
[12] Como parte de la evaluación, podrá considerarse las fórmulas de indexación de las ofertas a lo largo del periodo de suministro, así como también criterios asociados a los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad, entre otros.

A su vez, desde 2019, el traspaso de los precios de los contratos de suministro a las tarifas finales de los clientes regulados ha estado condicionado por distintos mecanismos de estabilización tarifaria. En particular, la Ley N°21.185 creó el Precio Estabilizado a Cliente Regulado; la Ley N°21.472 creó el Fondo de Estabilización de Tarifas y el Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente; y la Ley N°21.667 introdujo ajustes para normalizar gradualmente las tarifas, pagar saldos acumulados y establecer subsidios transitorios. Estas normas no alteran directamente el mecanismo de adjudicación de los contratos licitados, pero sí modifican el modo y los plazos en que los precios derivados de dichos contratos son efectivamente traspasados a las cuentas de electricidad de los clientes regulados.

Cómo se indicó, el Gráfico 3 reporta la energía y precios nominales de adjudicación vía licitación por año. Según se observa, entre el año 2014 y 2021 se registró una disminución sostenida en los precios nominales de adjudicación, pasando desde 128,9 a 23,8 US$/MWh en dicho periodo. Luego, tras los últimos procesos de licitación, los precios de adjudicación han ido al alza, llegando a 64,5 US$/MWh.

Gráfico 3. Evolución de energía adjudicada y precios nominales de adjudicación en procesos de licitación de energía, 2006 – 2025.

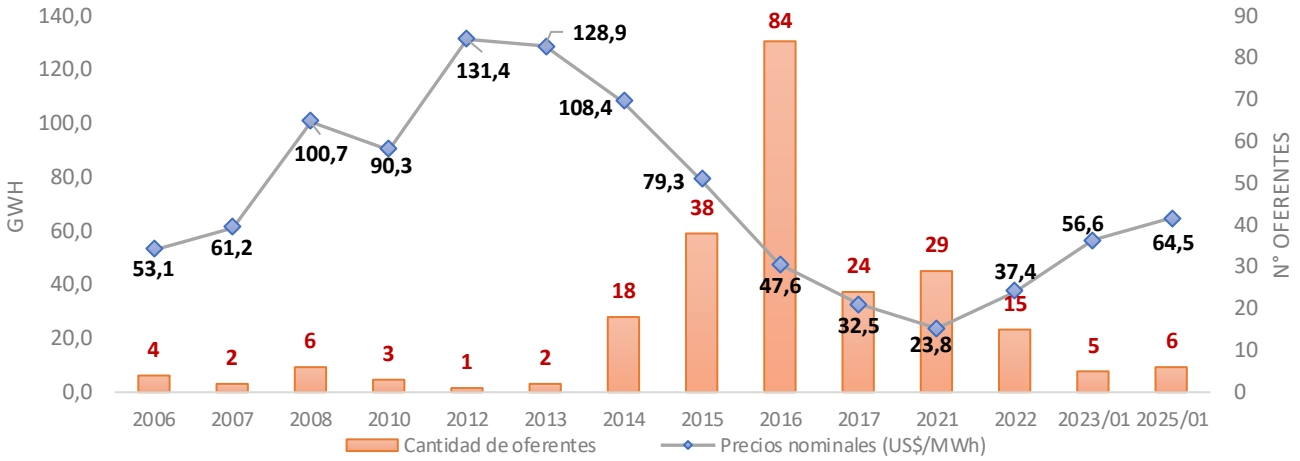
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE
Notas: El año 2025 se adjudicó la licitación 2025/02, considerada "excepcional de corto plazo" para el suministro 2026, por lo que no es plenamente comparable con licitaciones regulares de largo plazo, por su duración anual y mecanismo de ajuste de precio. En esta se adjudicaron 1.470 GWh a un precio de 98,7 US$/MWh. Más información en: https://www.cne.cl/prensa/prensa-2025/12-diciembre-2025/cne-adjudica-con-exito-licitacion-excepcional-de-corto-plazo-para-el-suministro-electrico-2026/

A la vez, el Gráfico 4, da cuenta de la cantidad de oferentes participantes en los procesos anuales de licitación de energía. Como se observa, tras el año 2014 se registró un aumento considerable de oferentes, alcanzando un *peak* de 84 en el año 2016. En los últimos procesos esto ha disminuido, llegando a 5 en la licitación del año 2023.

Gráfico 4. Evolución de cantidad de oferentes y precios nominales de adjudicación en procesos de licitación de energía, 2006 – 2025.

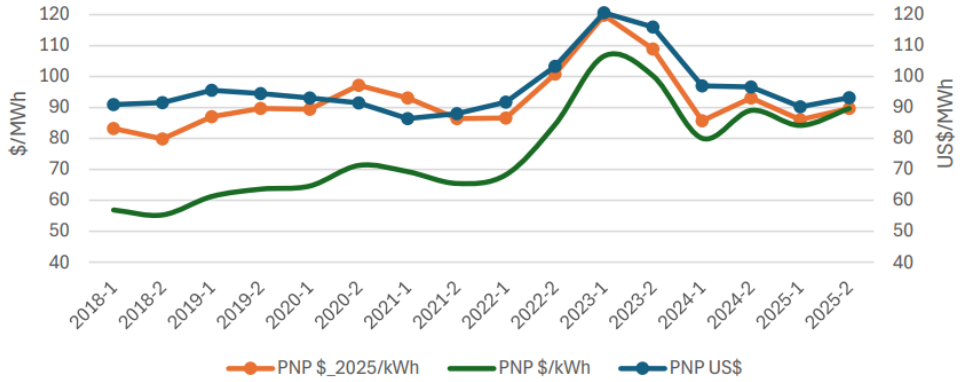


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE

Como resultados de estos procesos de licitación, la CNE (2025) reportó cómo estos contratos de suministro se han traducido en variaciones de precios de suministro a cliente final, medido a través del nudo promedio (PNP)[13], específicamente expresado en tres medidas: pesos nominales, pesos reales de 2025 y dólares por MWh. En términos generales, se observa una trayectoria relativamente estable hasta 2021, un aumento marcado entre 2022 y 2023, una caída durante 2024 y una leve recuperación hacia 2025.

Al respecto, la CNE (2026) advierte que al año 2025, los contratos suscritos a contar del proceso 2015/1 representaban solamente el 38% de la energía contratada. Y si se consideran vigente la totalidad de los contratos suscritos 2015/01 y 2017/01, estos representaban el 40,9% de los contratos vigentes.

Gráfico 5. Evolución del precio nudo promedio (PNP), 2018 – 2025.



Fuente: CNE (2026)

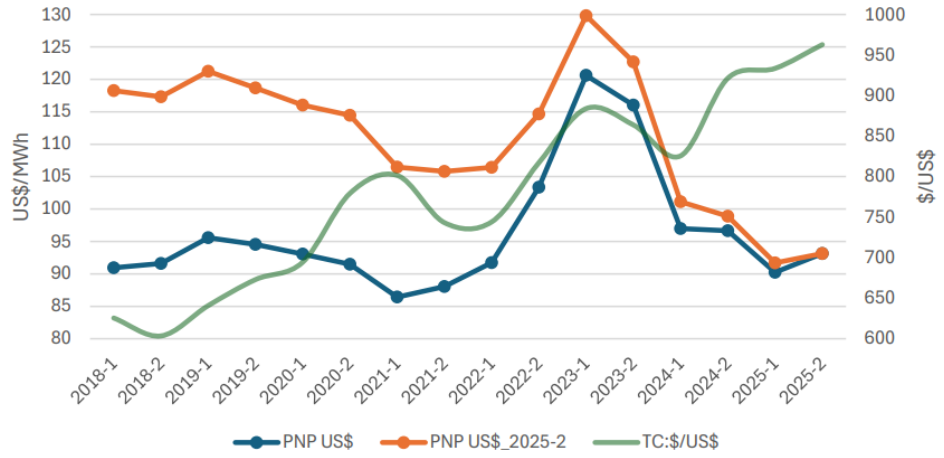
Notas: La línea **verde**, en pesos nominales, tiende a mostrar un aumento más pronunciado a lo largo del tiempo porque no descuenta inflación. En cambio, la línea **naranja**, expresada en pesos de 2025, permite comparar mejor el poder adquisitivo real del precio entre años. La línea **azul**, en dólares, permite observar la evolución desde una unidad comparable internacionalmente, pero queda influida por variaciones del tipo de cambio.

[13] El PNP incide en la formación de las tarifas reguladas, aunque no debe confundirse directamente con los precios adjudicados en licitaciones de suministro, ya que corresponde a un precio promedio que recoge distintos contratos, mecanismos de indexación y condiciones de actualización tarifaria.

Complementariamente, la CNE (2026) ilustra – a través del **Gráfico 6** – el que "*considerando que los que los contratos se encuentran expresados en dólares, al efectuar esta comparación en US$/MWh se aprecia que los valores en dólares nominales se mantienen constantes al comparar período 2018/2019 vs 2025. Sin embargo, al efectuar la comparación en dólares constantes al año 2025, los valores a 2025 son menores a los registrados durante 2018, 2019 y 2020, años en los cuales no iniciaban suministro ninguno de los contratos suscritos a partir de la reforma de 2015. Se aprecia, asimismo, un alza constante en el tipo de cambio, pasando del orden de los 640 $/US$ a 950 $/US$, registrando un incremento de más del 50%, e impactando en los precios del suministro eléctrico expresados en pesos*".

De lo anterior se puede concluir que el aumento de las tarifas eléctricas no se explica necesariamente por un incremento de los precios de los contratos medidos en dólares, sino principalmente por el efecto del tipo de cambio. Es decir, aun cuando los valores contractuales en dólares se han mantenido estables o incluso han disminuido en términos reales, la depreciación del peso frente al dólar ha elevado el costo del suministro eléctrico expresado en pesos.

Gráfico 6. Evolución del precio nudo promedio (PNP)



Fuente: CNE (2026)

Finalmente, a modo de síntesis, la **Tabla 3** da cuenta de los principales aspectos establecidos por cada una de las leyes mencionadas.

Tabla 3. Evolución del marco regulatorio vinculado a procesos de licitación para el suministro.

Ley	Año	Descripción
N° 20.018	2005	▪ Exige contratos de largo plazo para clientes regulados ▪ Incorpora licitaciones para contratos de suministro por parte de distribuidoras, supervisadas por CNE ▪ Adjudicación por hasta 15 años
N° 20.257	2008	▪ Obligación de inyectar un mínimo de 5% de ERNC al 2010 y un 10% al 2020, aplicable para generadoras con capacidad instalada superior a 200 MW.
N° 20.698	2013	▪ Amplia la exigencia al 20% para el año 2025
N° 20.805	2015	▪ Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados: dirigidas por CNE, contratos por 20 años ▪ Establecimiento de bloques horarios y estacionalidad para ciertas tecnologías
N°20.936	2016	▪ Acceso abierto a instalaciones de transmisión ▪ Reducción de barreras de entrada ▪ Nuevo sistema de remuneración ▪ Mayores facilidades de conexión para proyectos de generación.

Fuente: Elaboración propia.

III. Indexación de los contratos de suministro eléctrico

La LGS establece que los contratos de suministro eléctrico adjudicados mediante licitación pueden contemplar mecanismos de indexación de precios, de acuerdo con lo que definan las respectivas bases de licitación. Dichos mecanismos permiten actualizar los precios de energía y potencia durante la vigencia del contrato, considerando la evolución de determinados índices previamente establecidos.

En términos generales, estas fórmulas de indexación buscan reflejar variaciones en componentes relevantes de costo para la generación eléctrica, tales como precios de combustibles, costos de capital u otros insumos. Por ello, en los primeros procesos de licitación se utilizaron fórmulas asociadas a variables como petróleo diésel, carbón térmico, gas natural Henry Hub, petróleo Brent, CPI e incluso costos de suministro de corto plazo en determinados nudos del sistema.

Como se observa en la **Tabla 4**, los procesos de licitación desarrollados entre 2006 y 2013 incorporaron fórmulas de indexación compuestas por distintos índices, varios de ellos vinculados a precios de combustibles fósiles. Así, por ejemplo, los procesos 2006-1 SIC, 2010-1, 2012-1 SIC, 2013-1 SIC y 2013-3 SIC consideraron combinaciones de petróleo diésel, carbón térmico, gas natural Henry Hub, petróleo Brent y CPI, según el caso. En el proceso 2013-3-2 SIC también se incluyó el recargo por impuesto anual de emisiones —RIAE—.

A partir del proceso 2015-2, en cambio, los procesos incluidos en la Tabla 4 muestran una simplificación de las fórmulas de indexación, utilizando exclusivamente el Consumer Price Index —CPI— promedio de seis meses. Esta situación se observa en los procesos 2015-2, 2017-1, 2021, 2022 y 2023. La evidencia presentada muestra un cambio relevante respecto de los procesos anteriores, en la medida que los contratos dejan de estar directamente indexados a precios de combustibles fósiles y pasan a utilizar un índice general de precios externo como principal mecanismo de reajuste.

Luego, el artículo 157 de la LGSE establece que los concesionarios de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios de generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. Estos precios corresponden al Precio de Nudo Promedio —PNP[14]—, el cual considera, según corresponda, los Precios de Nudo de Largo Plazo derivados de contratos licitados y los Precios de Nudo de Corto Plazo.

A su vez, el artículo 158 dispone que los precios resultantes de la indexación entran en vigencia desde la fecha que origina dicha indexación, aunque se aplican una vez dictado el decreto semestral correspondiente. En particular, la determinación del PNP se realiza en los meses de abril y octubre de cada año, o cuando se produce la indexación del precio de algún contrato de suministro con una variación superior al 10% respecto de su precio vigente[15].

[14] Estos se aplican a partir del 01/01/2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131º a 135º de la Ley. Estos corresponden al promedio ponderado de los respectivos precios de contratos de suministro: Precio Nudo de Largo y Corto plazo de energía y potencia. Su determinación está a cargo de la CNE.
[15] Para aquello, a la CNE le corresponde revisar mensualmente la variación acumulada que experimenten los precios de nudo de largo plazo, conforme a sus respectivas fórmulas de indexación.

En consecuencia, la indexación incide primero en el precio contractual reconocido entre suministradores y distribuidoras y, posteriormente, en los precios que se traspasan a clientes regulados mediante el Precio de Nudo Promedio. Sin embargo, este traspaso no necesariamente es inmediato, dado que depende de la dictación del decreto correspondiente y de los mecanismos de reliquidación aplicables.

Tabla 4. Índices para el cálculo de Precio Nudo de Largo Plazo.

Licitación	Fórmulas de Indexación de los precios de los contratos
2006-1 SIC	Petróleo diesel grado b (us$/m3) carbón térmico equivalente 7.000 kcal/kg (us$/ton) GNL Henry Hub spot (us$/mmbtu) Consumer Price Index (CPI)
2006-2 SIC	Gas Natural Henry Hub spot- prom. 6 meses (us$/mmbtu) CPI - prom. 6 meses
2008-1 SIC	Diesel grado b - prom. 3 meses (us$/m3) CPI - prom. 9 meses Costo de suministro de corto plazo- alto jahuel (us$/mwh) Costo de suministro de corto plazo- polpaico (us$/mwh) Costo de suministro de corto plazo- quillota (us$/mwh)
2008-1 SING	Gas natural henry hub spot- prom. 4 meses (us$/mmbtu) CPI - prom. 4 meses
2010-1	Crudo brent dtd - prom. 6 meses (us$/bbl) Carbon termico - prom. 6 meses (us$/ton) CPI - prom. 6 meses
2012-1 SIC	Crudo brent dtd - prom. 6 meses (us$/bbl) CPI - prom. 6 meses Carbon termico - prom. 6 meses (us$/ton)
2013-1 SIC	Crudo brent dtd - prom. 6 meses (us$/bbl) CPI - prom. 6 meses Carbon termico - prom. 6 meses (us$/ton) Gas natural henry hub spot- prom. 6 meses (us$/mmbtu)
2013-3 SIC	Crudo brent dtd - prom. 6 meses (us$/bbl) CPI - prom. 6 meses Carbon termico - prom. 6 meses (us$/ton) Gas natural henry hub spot- prom. 6 meses (us$/mmbtu)
2013-3-2 SIC	Cpi - prom. 6 meses Carbon termico - prom. 6 meses (us$/ton) Gas natural henry hub spot- prom. 6 meses (us$/mmbtu) Recargo por impuesto anual de emisiones (riae)
2015-2	CPI - PROM. 6 MESES
2017-1	CPI - PROM. 6 MESES
2021	CPI - PROM. 6 MESES
2022	CPI - PROM. 6 MESES
2023	CPI - PROM. 6 MESES

Fuente: Índice de Licitaciones de Suministro, CNE (2024)

Referencias

- **BCN, 2005.** Ley 20.018 de mayo 2005, modifica el marco normativo del sector eléctrico. Disponible en: https://bcn.cl/2jmm5
- **BCN, 2008.** Ley 20.257/2008, introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales. Disponible en: https://bcn.cl/2f76w
- **BCN, 2008.** Historia de la Ley N°20.257. Disponible en: http://bcn.cl/3qxht
- **BCN, 2015.** Ley 20.805 de enero 2015, perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios. Disponible en: https://bcn.cl/2juvt
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2024.** Reporte Energético, julio 2024. Disponible en: http://bcn.cl/3oenf
- **CNE, 2024.** Índices para el cálculo del Precio de Nudo de Largo Plazo. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/indices_publicaci%C3%B3n_web_10-18.xlsx
- **CNE, 2024.** Resolución Exente 318, aprueba informe técnico definitivo para la fijación de precios nudo promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de junio 2024, correspondiente al primer semestre de 2024. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/Rex.-CNE-N318-2024-aprueba-ITD-PNP-2024-1.pdf
- **CNE, 2024.** Licitaciones de suministros para distribuidoras. Disponible en: https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/
- **Empresas Eléctricas A.G, 2024.** Licitaciones. Disponible en: https://www.electricas.cl/centro-de-informacion/licitaciones/ (Consultado 6/8/24)
- **Ministerio de Energía**, 2018. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Disponible en: http://4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2019/01/Libro_ERNC_Chile_esp.pdf
- **CNE, 2026**. Informe de jornadas de licitaciones de suministro. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/02/Informe-Mesas-de-Trabajo-Licitaciones-de-Suministro-Ele%CC%81ctrico_Final.pdf

Nota Aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legisl ativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.

Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)