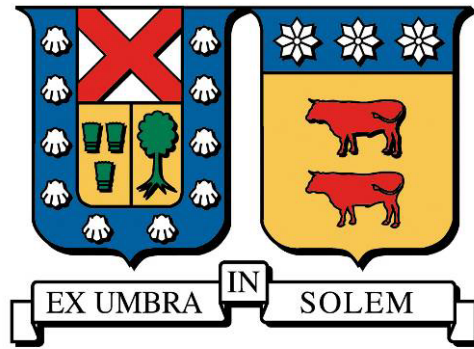




UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“Análisis de tarifas de ofertas de suministro eléctrico para
empresas Distribuidoras, considerando bajo riesgo de
demanda”**

Luis Allende Mora

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☐ Memoria o trabajo de título ☒ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Análisis de tarifas de ofertas de suministro eléctrico para empresas Distribuidoras, considerando bajo riesgo de demanda

Nombre del candidato(a): Luis Alberto Allende Mora

Carrera / Grado: Magister en Economía Energética

Campus: Vitacura Departamento: Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Elio Cuneo H., en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (marcar una opción):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

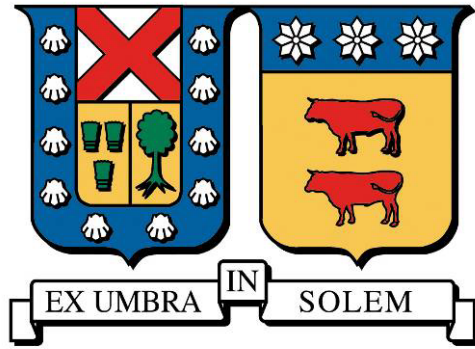
Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 23-09-2027 Firma:

Powered by
 ecert
Firma electrónica avanzada
ELIO GIOVANNI CUNEO
HERVIEUX
2026.09.23 16:25:39 -0300

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 23-09-2026 Firma:



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“Análisis de tarifas de ofertas de suministro
eléctrico para empresas Distribuidoras,
considerando bajo riesgo de demanda”**

Tesina de grado presentada por

Luis Allende Mora

como requisito parcial para optar al grado de

Magíster en Economía Energética

Profesor Guía
Elio Cuneo

Profesor Correferente
Marco Mancilla

Profesor Correferente externo
Esteban Collao

julio 2026

TITULO DE LA TESINA:

Análisis de tarifas de ofertas de suministro eléctrico para empresas Distribuidoras, considerando riesgo de demanda nulo

AUTOR:

Luis Allende Mora

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Nombre Profesor...Elio Cuneo.....

Nombre Profesor...Marco Mancilla.....

Nombre Profesor....Esteban Collao.....

Julio de 2026, Santiago, Chile.

ÍNDICE

RESUMEN	6
ABSTRACT	7
GLOSARIO.....	8
1. Introducción	9
2. Objetivos	11
2.1 Objetivo General	11
2.2 Objetivos Específicos.....	11
3. Estado del arte	11
4. Revisión documental y normativa	15
5. Riesgos asociados para el suministrador.....	20
6. ANÁLISIS del precio de oferta	39
6.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	39
6.2 PRECIO BASE DE VENTA Y LCOE.....	40
6.3 PRIMA DE RIESGO.....	42
6.4 MODELO PROPUESTO	44
6.5 APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO	46
6.6 RECOMENDACIONES PARA OFERTAS EN FUTURAS LICITACIONES...	50
6.7 EVALUACIÓN DEL MODELO PROPUESTO	51
6.8 AJUSTES REGULATORIOS PROPUESTOS PARA LICITACIONES	54
7. Conclusiones	64
8. Referencias.....	67
ANEXOS	70
1. Metodología de trabajo	71
2. Carta Gantt	73
3. FLUJOS DE CAJA	73

RESUMEN

El mercado eléctrico chileno ha experimentado importantes transformaciones orientadas a fortalecer la competencia, garantizar la seguridad de abastecimiento y mejorar la eficiencia en la formación de precios de ofertas. En este contexto, las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados se han consolidado como el principal mecanismo de contratación de energía de largo plazo. Sin embargo, uno de los principales desafíos en su diseño corresponde a la estimación de la demanda futura, la cual incorpora altos niveles de incertidumbre debido a factores económicos, demográficos, tecnológicos y regulatorios.

Dicha incertidumbre genera un riesgo de demanda que es internalizado por las empresas generadoras en sus ofertas, mediante la incorporación de primas de riesgo que elevan los precios adjudicados y, en consecuencia, las tarifas finales que son aplicadas a los consumidores o clientes regulados. La evidencia empírica del sistema chileno muestra desviaciones relevantes entre la demanda proyectada y la demanda real, lo que ha derivado en parte a crear ineficiencias económicas y que los precios de ofertas experimenten alzas respecto a años anteriores.

La presente tesina analiza el impacto del riesgo de demanda en la formación de precios de ofertas en las licitaciones de suministro eléctrico para empresas distribuidoras en Chile. Para ello, se desarrolla una metodología basada en la revisión normativa, el análisis de datos históricos de licitaciones y la modelación económico-financiera del comportamiento de las ofertas.

Como aporte principal, se proponen dos mecanismos alternativos de contratación, con el fin de reducir o eliminar el riesgo de demanda, basado en contratos de suministro ajustados a la demanda real.

Los resultados sugieren que la disminución del riesgo de demanda podría reducir las primas de riesgo incorporadas en las ofertas de los oferentes, disminuyendo los precios de ofertas, considerando que el generador puede obtener los ingresos esperados por la venta de energía, debido a que el calce entre la demanda real suministrada y la demanda proyectada permite establecer los flujos esperados; como resultado esperable tendríamos precios de ofertas menores y por lo tanto, una reducción de las tarifas a los clientes regulados.

En consecuencia, el enfoque de esta tesina contribuirá a una reducción estructural de las tarifas para los clientes regulados, mejorando la eficiencia del mercado, optimizando la asignación de riesgos en el sector eléctrico chileno y entregando insumos relevantes para el diseño de políticas públicas en el sector energético.

ABSTRACT

The Chilean electricity market has undergone significant transformations aimed at strengthening competition, ensuring security of supply, and improving the efficiency of bid price formation. In this context, electricity supply auctions for regulated customers have become the primary mechanism for long-term energy procurement. However, one of the main challenges in their design is the estimation of future demand, which involves high levels of uncertainty due to economic, demographic, technological, and regulatory factors.

This uncertainty creates demand risk, which is internalized by generation companies in their bids through the inclusion of risk premiums. These premiums increase awarded contract prices and, consequently, the final tariffs applied to regulated consumers. Empirical evidence from the Chilean electricity system shows significant deviations between forecasted and actual demand, contributing to economic inefficiencies and causing bid prices to increase compared to previous years.

This dissertation analyzes the impact of demand risk on bid price formation in electricity supply auctions for distribution companies in Chile. To this end, a methodology is developed based on a regulatory review, the analysis of historical auction data, and the economic and financial modeling of bidding behavior.

As its main contribution, this study proposes two alternative contracting mechanisms aimed at reducing or eliminating demand risk through supply contracts adjusted to actual demand.

The results suggest that reducing demand risk could lower the risk premiums incorporated into bidders' offers, thereby decreasing bid prices. This outcome is supported by the fact that generators would still be able to obtain their expected revenues from energy sales, as the alignment between actual supplied demand and forecasted demand would allow the expected cash flows to be preserved. Consequently, lower bid prices would be expected, leading to a reduction in tariffs for regulated customers.

Therefore, the approach proposed in this dissertation could contribute to a structural reduction in electricity tariffs for regulated consumers, improve market efficiency, optimize risk allocation within the Chilean electricity sector, and provide valuable insights for the design of public policies in the energy sector.

GLOSARIO

MEE	Magíster en Economía Energética
DIMEC	Departamento de Ingeniería Mecánica
USM	Universidad Técnica Federico Santa María
CNE	Comisión Nacional de Energía
CEP	Centro de Estudios Públicos
ODECU	Organización de Consumidores y Usuarios

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, ha sido una gran preocupación para el mercado eléctrico chileno contar con condiciones de competencia en todos los sectores, garantizar la seguridad del abastecimiento y promover la eficiencia en la formación de precios. Lo anterior, ha sido complejo en el sector de distribución, el cual ha experimentado profundas transformaciones en las últimas décadas, a través de las licitaciones de suministro eléctrico para empresas distribuidoras, estableciéndose como un mecanismo clave para asegurar el suministro de energía a clientes regulados y considerando condiciones competitivas y transparentes.

Uno de los elementos críticos en el diseño de estas licitaciones es la estimación de la demanda futura de electricidad, la cual deberá ser cubierta por los generadores, de acuerdo con los contratos adjudicados. Estas proyecciones de la demanda, realizadas con varios años de anticipación al inicio del suministro (generalmente 5 años), incorporan un grado significativo de incertidumbre en el monto final, debido a factores económicos, demográficos, tecnológicos y regulatorios que influyen en la evolución del consumo eléctrico.

La definición de los volúmenes de energía eléctrica para los clientes regulados en Chile se realiza principalmente mediante procesos de licitación pública organizados por la CNE, conforme al marco establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y supervisados por la Comisión Nacional de Energía. Estos procesos buscan asegurar el suministro de energía en el largo plazo a precios competitivos, mediante la adjudicación de los contratos entre empresas generadoras y distribuidoras (particulares), siendo éstas últimas las que posteriormente, traspasan dichos costos a los usuarios finales, a través de las tarifas pagadas mensualmente.

En los últimos años, el sistema eléctrico chileno ha experimentado, además, importantes transformaciones asociadas a la rápida incorporación de energías renovables variables, particularmente solar y eólica, lo que ha modificado los perfiles horarios de generación y demanda, lo cual refuerza la importancia de diseñar mecanismos contractuales que sean capaces de adaptarse de manera eficiente a las características reales del consumo eléctrico.

Sin embargo, el diseño de estos procesos de licitación incorpora actualmente un componente de riesgo asociado a la incertidumbre de la demanda, derivado de las proyecciones de consumo que las empresas distribuidoras presentan a la autoridad.

Este riesgo es internalizado por las empresas generadoras participantes, lo cual en muchas ocasiones incluyen una prima de riesgo por la incertidumbre en sus ofertas, impactando directamente los precios a ofertar y con la consecuencia negativa de

elevar las tarifas ofertadas.

La estadística observada a partir de las licitaciones pasadas nos muestra que las diferencias entre la demanda proyectada y la demanda real efectivamente registrada por los contratos pueden ser relevantes. Dichas discrepancias generan riesgos para los oferentes, quienes deben estructurar sus ofertas considerando la posibilidad de diferencias en el volumen de energía efectivamente requerido y que difiera del inicialmente proyectado. Por lo anterior, las empresas generadoras (oferentes) tienden a incorporar primas de riesgo en los precios ofertados, con el objeto de asegurar los ingresos esperados por la venta de energía, con el fin de no exponerse a la venta de energía en el mercado spot.

Este trabajo pretende contribuir a la discusión sobre el perfeccionamiento del diseño regulatorio del mercado eléctrico chileno, aportando una metodología técnica y económica sobre la gestión del riesgo de demanda y su impacto en la formación de los precios de ofertas de las licitaciones.

Los resultados del análisis en este trabajo buscan servir de apoyo para la formulación de políticas públicas orientadas a fortalecer la transparencia, competitividad y eficiencia del sector eléctrico nacional.

La tesina que a continuación se presenta, se enfoca en el análisis de contratos de suministro eléctrico adjudicados en licitaciones para clientes regulados en Chile, utilizando información histórica pública y escenarios simulados, lo cual no incluye el mercado de clientes libres, basando el desarrollo más en profundidad del concepto introducido por el profesor Elio Cuneo H. [\[37\]](#); analizando las tarifas de las ofertas de suministro eléctrico para empresas distribuidoras, introduciendo la hipótesis de bajo riesgo de demanda, es decir, considerando que la totalidad de la demanda adjudicada corresponde efectivamente a la energía suministrada real, por lo cual, el enfoque busca exponer cómo la eliminación o reducción de dicho riesgo, podría influir en niveles menores de los precios de oferta y por lo tanto, la consiguiente reducción de las tarifas para los clientes regulados.

En este contexto, se busca evaluar un esquema alternativo de contratación en el cual el suministro adjudicado se ajuste de manera más directa a la demanda efectiva de los clientes regulados, es decir, una estructura contractual que reduzca la incertidumbre asociada al riesgo de demanda, disminuyendo las primas de riesgo incorporadas en las ofertas de los generadores, favoreciendo así una formación de precios más eficiente en los procesos de licitación.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Analizar y evaluar la factibilidad de un modelo de contratos de suministro eléctrico ajustados a la demanda efectiva de las empresas distribuidoras, reduciendo el riesgo de demanda para los generadores, con el propósito de incentivar ofertas a menor precio en los procesos de licitación de suministro regulado y contribuir a una mayor eficiencia de mercado y equidad tarifaria para los consumidores.

2.2 Objetivos Específicos

1. Analizar esquemas de licitación para empresas distribuidoras en otros países y el impacto de la demanda en dichos llamados como en las tarifas ofertadas.
2. Establecer los riesgos asociados para el suministrador, con el fin de profundizar en el riesgo de demanda y su afectación en los precios de oferta finales de los generadores.
3. Analizar las distintas licitaciones efectuadas en Chile, el funcionamiento y las limitaciones, así como el impacto en la competitividad de las ofertas, los oferentes y el modelo de demanda basado en proyecciones.
4. Comparar desde una perspectiva económica y cuantitativa, las tarifas resultantes de los procesos de licitación de suministro eléctrico actualmente vigentes con aquellas que emergerían de un modelo de contratos ajustado a la demanda asignada.
5. Identificar los beneficios económicos en términos de tarifas, ajustes regulatorios necesarios y la eficiencia, derivados de la implementación de contratos ajustados a la demanda.

3. ESTADO DEL ARTE

El conocimiento existente sobre el diseño de los contratos y las subastas de suministro eléctrico, con especial atención al efecto que tiene la asignación del riesgo de demanda en el precio de adjudicación, considera a tres dimensiones: (i) literatura teórica sobre diseño de subastas y reparto de riesgo; (ii) evidencia empírica sobre resultados de licitaciones y precios de contratos y (iii) marcos regulatorios y prácticas contractuales de indexación, plazos y cláusulas de ajuste que condicionan incentivos de oferentes y compradores. [\[1\]](#)

El alcance a las licitaciones y los contratos de suministro para clientes regulados y procesos análogos en mercados liberalizados donde las distribuidoras contratan energía para abastecer demanda asignada.

Los mecanismos de contratación de largo plazo han adquirido una mayor importancia para asegurar el suministro eléctrico a clientes regulados, otorgar señales de inversión y mitigar riesgos asociados a la volatilidad de precios.

La reforma al mecanismo de licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, implementada a partir de la Ley N° 20.805; el Estado de Chile, a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), ha impulsado procesos de licitación centralizados y orientados a fomentar la competencia y reducir los precios de oferta de los volúmenes de energía proyectados, lo cual en estos últimos años, han permitido una significativa disminución de los precios de oferta adjudicados y una mayor participación de tecnologías renovables.

No obstante, el diseño contractual predominante en dichas licitaciones se basa en contratos de suministro con volúmenes fijos de energía, definidos a partir de proyecciones de demanda de largo plazo, las cuales deben ser consideradas como el volumen de venta esperado por los generadores.

Por otro lado, el mercado eléctrico ha evidenciado que el riesgo sistémico asociado con los costos de la energía, ha llevado a escenarios impensados hace algunos años, particularmente empresas con activos renovables que han debido incumplir contratos, debido a condiciones no consideradas en sus proyecciones, las cuales han puesto en problemas el funcionamiento del mercado eléctrico, afectando la cadena de pagos y el abastecimiento de la demanda, obligando a realizar licitaciones específicas para mantener el balance.

La literatura sobre subastas en mercados eléctricos muestra que el formato de la licitación oferta cerrada versus subasta de múltiples rondas, criterios de evaluación, inclusión o no de componentes de potencia y energía tienen efectos directos sobre la competitividad y el precio final [2]. Bases de licitación claras, reglas de evaluación homogéneas y transparencia tienden a reducir primas de riesgo y favorecer resultados más eficientes. En Chile, las licitaciones de suministro se rigen por la Ley General de Servicios Eléctricos y el reglamento definido por la Comisión Nacional de Energía, lo que ha permitido un marco predecible y competitivo.[3]

Cuando se presenta el efecto del riesgo de demanda nulo con la cantidad a adjudicar, conlleva a que el efecto de la incertidumbre volumétrica sobre la estrategia de competencia desaparezca; por tanto, la estructura de la subasta y las reglas de evaluación ganan relevancia relativa para determinar precios, lo cual provoca el aumento de la importancia del diseño de la subasta y de los mecanismos de evaluación. [4]

Dos grandes ramas de los contratos aparecen a la vista, los contratos que transfieren riesgo volumétrico al oferente y los contratos que lo transfieren al comprador o regulador. El riesgo de precio que radica en las variaciones en costos de combustible y variables macro y, el riesgo volumétrico que radica en las

variaciones en la demanda real influye en el costo financiero y en la prima de riesgo incorporada en la oferta. [5]

En el escenario de demanda nula, la prima por riesgo de demanda debería disminuir o desaparecer en el precio de oferta del generador, reduciendo potencialmente los precios de oferta adjudicados. Sin embargo, se mantiene la dependencia del oferente en términos de la aversión al riesgo, pudiendo integrar otros riesgos como la indexación a indicadores económicos y la disponibilidad de los activos.

Las estrategias de competencia y comportamiento estratégico se pueden revisar en un análisis particular como la teoría de las subastas y los juegos Bayesianos, donde las simulaciones muestran que la incertidumbre y la asimetría de la información inducen o presionan a ofertas conservadoras o bien, agresivas según el objetivo del oferente [6], o sea, maximizar la probabilidad de adjudicación versus maximizar el margen esperado.

Los contratos indexados al IPC, los costos de combustibles, el tipo de cambio, entre otros, buscan repartir el riesgo considerados en los contratos y de los insumos involucrados como combustibles [8]. La evidencia práctica nos muestra que las cláusulas de la indexación y los mecanismos de ajuste pueden reducir la prima en ciertas condiciones [9], pero también pueden introducir una complejidad y los potenciales desalineamientos de incentivos. Sin embargo, las cláusulas que recogen esas variaciones no abordan el riesgo de demanda.

La existencia de un marco legal basado en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en los decretos reglamentarios asociados, establecen las reglas básicas para el mercado eléctrico y los procesos de licitación de suministro. El reglamento de licitaciones, por ejemplo: el DS N°106/2015, DS N°130/2025 y las resoluciones exentas de la CNE definen los requisitos, los plazos y las fórmulas de indexación permitidas. [8]

En términos generales, las bases de licitación existentes en Chile establecen modalidades a precio fijo e indexado, los períodos de suministro, los criterios de evaluación y las cláusulas de garantía. En los últimos procesos se ha observado variación en la energía a subastar y ajustes en los mecanismos de evaluación.

En cuanto a las metodologías más empleadas en la literatura tenemos:

1. Teoría de subastas y modelos de equilibrio (game theory / Bayesian Nash) para derivar las estrategias de oferta y pronosticar los efectos del diseño de la subasta sobre precios finales. [7]
2. Modelos estocásticos y optimización en programación estocástica con la valoración de los contratos bajo incertidumbre de precios y cantidades a adjudicar, el análisis del riesgo y la cobertura. [5]

3. Simulaciones agent-based para la recreación de comportamientos heterogéneos de los oferentes y la evaluación de los formatos de la subasta en escenarios contrafactuales. [6]

4. Análisis econométrico y empírico para la identificación de los determinantes del precio adjudicado en las series históricas y la evaluación del impacto de los cambios regulatorios o contractuales. [9]

La evidencia empírica sobre las licitaciones de suministro de energía en Chile muestra variaciones en los precios adjudicados a lo largo del tiempo, los cuales se explican por factores como el número de oferentes, la composición tecnológica especialmente la presencia de ERNC [9], la indexación contractual y las condiciones de mercado internacional de los precios de combustibles y el tipo de cambio.

En el esquema chileno de suministro eléctrico a clientes regulados, el componente de la energía representa la fracción más significativa de la tarifa final, siendo determinado principalmente por los precios adjudicados en los procesos de licitación de suministro de largo plazo. Dado que dichos precios se traspasan directamente a las tarifas de clientes regulados durante horizontes contractuales extensos que varían de 15 a 30 años, los procesos de licitación constituyen el principal mecanismo para determinar las tarifas finales.

En este contexto, la reducción efectiva de las tarifas no puede lograrse mediante ajustes posteriores de carácter regulatorio, tarifario o compensatorio como subsidios, a pesar de algunas excepciones orientadas a grupos específicos de la población, sino que requiere necesariamente una disminución sustantiva de los precios ofertados en las licitaciones en procesos futuros.

El diseño actual de las licitaciones incorpora desalineaciones relevantes entre los riesgos asumidos por los oferentes y aquellos efectivamente controlables por los clientes regulados, particularmente en materia del volumen de energía contratado. Estas distorsiones inducen racionalmente a los oferentes a incluir primas de riesgo en los precios de ofertas, sumados a los costos tecnológicos eficientes.

En consecuencia, resulta indispensable avanzar hacia un rediseño del mecanismo de licitación que permita reducir estructuralmente los precios ofertados por los generadores, mediante contratos ajustados a la demanda real, permitiendo trasladarlos efectivamente a las tarifas de los clientes regulados.

4. REVISIÓN DOCUMENTAL Y NORMATIVA

4.1 ESQUEMAS DE LICITACIÓN INTERNACIONALES PARA DISTRIBUIDORAS ELÉCTRICAS Y EFECTOS DE LA DEMANDA EN LAS TARIFAS OFERTADAS

Los esquemas de licitación internacionales para distribuidoras eléctricas y los efectos de la demanda en las tarifas ofertadas puede observarse en los mercados eléctricos liberalizados o abiertos, en el cual el suministro de energía para clientes regulados suele asegurarse mediante los procesos competitivos de licitación organizados por empresas distribuidoras o las entidades centralizadas encargadas por regulación. Estos mecanismos buscan promover la eficiencia económica, reducir el riesgo sistémico y facilitar la inversión en la capacidad de generación, siendo un elemento crítico en el diseño de dichos procesos, la definición de la demanda o bloques de energía proyectados a incluir en las licitaciones, ya que la magnitud, el horizonte temporal y el grado de certidumbre influyen directamente en las tarifas ofertadas y en los riesgos asumidos por los suministradores. [10]

Este comportamiento es consistente con la literatura económica, que señala que la incertidumbre de volumen induce a los generadores a internalizar costos esperados de sobre y subcontratación mediante incrementos en la tarifa ofertada [11].

4.1.1 Brasil: subastas centralizadas de energía y riesgo de volumen

El mercado eléctrico brasileño funciona bajo uno de los esquemas de licitación más estructurados y centralizados a nivel internacional, donde las distribuidoras declaran sus proyecciones de demanda y esta información es agregada por la autoridad sectorial para ser licitada mediante subastas competitivas de largo plazo.

A partir del 2004 opera en un sistema de subastas centralizadas de energía para abastecer a las distribuidoras que atienden clientes regulados. La demanda es proyectada por las distribuidoras y consolidada por la autoridad, siendo licitada con varios años de anticipación mediante subastas A-1, A-3, A-5 y A-6. [12]

Los contratos adjudicados presentan horizontes de 15 a 30 años para nueva energía y 5 a 15 años para energía existente. Este diseño entrega señales claras de inversión, pero introduce un riesgo estructural de volumen, ya que la energía contratada no se ajusta dinámicamente a la demanda real.

Entre 2004 y 2019, Brasil contrató más de 80 GW de capacidad equivalente mediante subastas reguladas. Sin embargo, algunos períodos de desaceleración económica generaron sobrecontratación, obligando a las distribuidoras a vender excedentes en el mercado de corto plazo a precios inferiores a los contractuales [13].

Brasil ha llevado a cabo numerosas subastas entre 2004 y 2010, contratando volúmenes de energía firme a través de licitaciones centralizadas, con pagos indexados según combustible e inflación [14]. Las subastas constituyen el principal mecanismo de adquisición de energía para satisfacer demanda futura, y permiten realizar proyecciones de precio que incentivan decisiones de inversión en generación y expansión de capacidad [15].

Las distribuidoras licitan energía con base en demanda proyectada agregada para varios años, si la demanda real crece por encima de lo proyectado, los suministradores pueden enfrentar costos de energía adicional en mercados spot más caros o renegociaciones, lo que traduce presión al alza en las tarifas ofertadas.

La necesidad de licitar grandes volúmenes genera mayor competencia, lo que tiende a reducir los precios pactados en las subastas, pero también obliga a los ofertantes a internalizar el riesgo de volumen dentro de sus precios ofertados (incluyendo primas para cubrir riesgo de demanda).

Los contratos adjudicados suelen tener horizontes entre 15 y 30 años, lo que reduce el riesgo de inversión para nuevos proyectos, pero traslada al suministrador una parte relevante del riesgo de desviaciones de demanda. Las subastas son diferenciadas por tipo de proyecto (nueva energía vs. energía existente) y existe asignación de grandes bloques de demanda.

La alta anticipación reduce el riesgo de inversión, pero traslada a los oferentes el riesgo de desviaciones de demanda, junto con determinar que el gran volumen licitado incentiva economías de escala, presionando a la baja las tarifas ofertadas.

El riesgo es distribuido permitiendo a las distribuidoras que revisen constantemente proyecciones, ANEEL permite ajustes periódicos de la demanda, por lo cual, no quedan estáticas a las proyecciones completamente rígidas a 15 a 20 años. Se utiliza un mecanismo de pass-through, si existe sobrecontratación parte del costo puede redistribuirse tarifariamente, es decir, el generador no absorbe completamente el riesgo.

Incorpora el mecanismo MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits), permitiendo que distribuidoras cedan los excedentes y compren los déficits entre sí.

Existen estudios empíricos que muestran que los errores sistemáticos de la proyección han derivado en episodios de sobrecontratación, afectando la rentabilidad esperada de los generadores adjudicados [13].

4.1.2 Estados Unidos: mercados de capacidad y exposición al precio

En los mercados eléctricos estadounidenses como PJM, NYISO o ISO-NE, las empresas que sirven carga (Load Serving Entities, LSE) combinan contratos competitivos de corto y mediano plazo con compras en mercados mayoristas organizados por operadores independientes.

En mercados como PJM Interconnection, la suficiencia de suministro se asegura mediante subastas de capacidad que reflejan la demanda proyectada para horizontes de 3 a 4 años, complementadas con contratos bilaterales y mercados spot [16].

El precio de capacidad PJM 2024–2025 fueron USD 269,92/MW-día, mientras que precio subasta 2027–2028 (resultado preliminar) fue USD 333,44/MW-día. Estos valores representan aumentos históricos asociados al crecimiento acelerado de la demanda (centros de datos, electrificación), retiro de generación térmica y mayores requisitos de confiabilidad (CRS, 2024). Estos precios de capacidad influyen directamente en las tarifas mayoristas futuras y pueden representar un componente significativo (hasta varios % del costo total de energía) que eventualmente se traslada a los consumidores [17].

Altos precios de capacidad reflejan expectativas de mayor demanda futura, lo que incentiva a los suministradores a ofertar a valores que cubran costos de nueva construcción y mantenimiento.

El crecimiento de la demanda (por ejemplo, ~32 GW proyectados hasta 2030 solo en PJM) tiende a empujar los precios de contratos de largo plazo al alza, ya que la seguridad de suministro es más costosa en contextos de expansión [18].

La demanda proyectada se revisa con alta frecuencia, lo que reduce el riesgo de volumen para el suministrador, pero incrementa la exposición a la volatilidad de precios spot, este esquema desplaza el riesgo desde la demanda hacia el precio, afectando la estabilidad de los ingresos de los oferentes.

Puesto que no poseen licitaciones reguladas como Chile, se ha incorporado PPAs privados, capacity markets, merchant markets y utility

procurement, donde las utilities actualizan constantemente proyecciones de demanda.

Por otro lado, se separa el componente de energía, del componente de capacidad, por lo tanto, el generador no internaliza ambos riesgos en un solo contrato, se utilizan coberturas financieras.

4.1.3 Europa: contratos de largo plazo, CfD y reformas estructurales

En diversos países europeos, el suministro a clientes regulados se apoya en subastas específicas, muchas veces vinculadas a tecnologías particulares o mecanismos de capacidad. Estos procesos suelen incorporar precios techo, estrictas reglas de precalificación y penalizaciones por incumplimiento.

Tras la crisis energética 2021–2023, la Unión Europea impulsó reformas orientadas a fortalecer contratos de largo plazo, reducir la dependencia del precio marginal y promover instrumentos como Contracts for Difference (CfD) [\[19\]](#).

La realidad muestra CfD renovables en Reino Unido con precios strike típicos entre £40–60/MWh (2012 £), con contratos de 15 años. Alta volatilidad spot 2022 con precios > €400/MWh en varios mercados europeos, evidenciando el riesgo de esquemas puramente marginalistas. La Unión Europea ha venido reformando el diseño de su mercado eléctrico para reducir la dependencia de precios spot que derivan del costo de combustibles fósiles, incrementar la protección al consumidor y la estabilidad de ingresos (p. ej., mediante contratos de diferencia o PPAs) y fomentar inversión en renovables y flexibilidad con mecanismos financieros de largo plazo.

La reforma del mercado eléctrico de la UE (Council Regulation EU 2022/1854, entre otros) busca un marco que permita contratos de largo plazo entre generadores y consumidores para limitar la exposición a precios volátiles y garantizar señales de inversión, particularmente en el contexto de la transición energética y la integración de renovables [\[20\]](#).

Si bien este enfoque reduce la incertidumbre regulatoria, expone a los suministradores a riesgos significativos cuando la demanda real difiere de la proyectada, especialmente en contratos con baja flexibilidad de ajuste (ACER, 2022). Se presenta baja liquidez de contratos a largo plazo, primas de riesgo cuando la demanda futura es incierta y rigidez contractual frente a cambios estructurales del consumo.

En Europa se utilizan Contracts for Difference, PPAs, mercados spot y balancing markets para cobertura de la demanda. Por ejemplo, en Reino

Unido el generador recibe precio fijo, por lo cual, no depende del volumen fijo y rígido, se manejan mercados de desbalances, los mercados de flexibilidad permiten a los BESS recibir pagos por separado.

En la tabla 1, se presenta un resumen comparativo de los mercados antes descritos y sus características principales.

Tabla 1: Comparación de mercados competitivos (elaboración propia)

Región	Mecanismo principal	Demanda y tarifas	Riesgos para suministradores
Brasil	Contratos regulados de largo plazo y centralizados por autoridad	Distribuidoras revisan proyecciones y hay ajustes periódicos	Diseño regulatorio asigna riesgos entre consumidores y generadores
EE. UU. (PJM)	Mercados de capacidad, PPAs privados y contratos bilaterales	Ajuste constante de demanda futura, corto plazo 3-4 años	Alta demanda dispara precios de capacidad, trasladando extrema volatilidad spot
Europa (UE)	CfDs, mercados spot y mercados de balances	Manejo de balances y mercados de flexibilidad, se busca introducir contratos de largo plazo para estabilizar el mercado	Cambios estructurales del consumo requieren cobertura y exposición a precios altos

4.2 IMPACTO DE LA DEMANDA PROYECTADA EN LAS LICITACIONES Y EN LAS TARIFAS OFERTADAS

La demanda proyectada constituye una variable estratégica en los procesos de licitación, ya que define el volumen total licitado, el tamaño de los bloques y la duración de los contratos. La evidencia internacional muestra que errores de proyección afectan directamente el nivel de competencia y los precios adjudicados [10].

En general, cuando se observa la inclusión de mayores volúmenes de demanda en los procesos de licitación, se tienden a atraer un mayor número de oferentes al introducir un mayor número de participantes, mejorando la competitividad, por lo cual podemos apreciar una tendencia a la baja de las tarifas ofertadas; sin embargo, cuando se considera el riesgo de demanda por existir diferencia entre la demanda real y proyectada, que compromete los ingresos esperados, se presenta una alta incertidumbre, por lo cual, los suministradores incorporan primas de riesgo para compensar o reducir las desviaciones en los flujos esperados, lo que

se traduce en precios de oferta más elevados, siendo especialmente relevante es este efecto en contratos de largo plazo [11].

La demanda proyectada en el diseño de las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados determina el volumen de energía comprometido, su perfil temporal y el horizonte contractual de los contratos adjudicados, por lo cual la precisión y la flexibilidad de dicha proyección incide directamente en el nivel de riesgo asumido por los oferentes y, en consecuencia, en los precios ofertados.

Cuando la demanda licitada se define de manera rígida, es decir, no se integra una variación gradual año a año, junto con contar con un horizonte involucrado que puede llegar de 15 a 20 años, los generadores enfrentan un riesgo significativo de sobrecontratación, debido a un nivel de venta de energía inferior al proyectado que ha sido establecido en las licitaciones, por lo cual, los generadores podrían exponerse a vender energía en el mercado spot, lo cual los expone a un riesgo, debido a la volatilidad de los precios, comprometiendo así los ingresos esperados.

El riesgo de demanda es internalizado ex-ante por los oferentes mediante una prima de riesgo incorporada en el precio ofertado en las licitaciones. Los errores acumulados de la proyección de demanda pueden traducirse en incrementos relevantes de las ofertas adjudicadas, particularmente en contratos de largo plazo. Dicho efecto se amplifica cuando el error de proyección se combina con una caracterización deficiente del perfil horario de la demanda, afectando la valorización de los bloques de suministro [22].

En consecuencia, si es posible introducir esquemas de licitación que permitan ajustes parciales o totales de los volúmenes contratados en función de la demanda real efectivamente observada, nos puede llevar a una reducción sustancial del riesgo asumido por los oferentes, incentivando una mayor competencia y precios de ofertas menores a los vistos en las licitaciones pasadas. Una correcta asignación del riesgo de demanda resulta, por tanto, un elemento fundamental para la reducción de los precios ofertados y con la consiguiente transferencia a las tarifas de los clientes regulados.

5. RIESGOS ASOCIADOS PARA EL SUMINISTRADOR

La demanda proyectada es uno de los factores más determinantes en el diseño y los resultados de las licitaciones eléctricas para las distribuidoras. Los esquemas que trasladan excesivamente la incertidumbre de demanda a los suministradores tienden a generar tarifas más altas, ya que terminan incorporando primas de riesgo significativas. En contraste, los mecanismos que introducen mayor flexibilidad contractual o ajustes periódicos reducen el riesgo

del oferente, aunque pueden aumentar la exposición del sistema a la volatilidad del mercado.

Los mecanismos de licitación actuales que existen en Chile traspasan casi en igual proporción el precio ofertado a la tarifa de los clientes regulados.

El diseño chileno es deliberadamente neutral y pasivo, ya que las distribuidoras no asumen riesgos relacionado con el nivel del precio de oferta adjudicado, quedando el valor adjudicado en la indexación según bases, lo cual se traspasa directamente a las tarifas de los clientes regulados. La CNE no puede renegociar ni “corregir” ex post los contratos que presentan precios adjudicado más elevados, por lo tanto, cada unidad monetaria adicional ofertada en una licitación se transforma en un valor adicional pagado por el cliente regulado durante 15 a 20 años.

5.1 RIESGO DE DEMANDA

El riesgo de demanda corresponde al riesgo que enfrenta el oferente cuando la demanda real de los contratos de suministro difiere de la demanda proyectada, la cual fue utilizada para diseñar la licitación y adjudicar contratos, siendo esta diferencia muy relevante y aparece como un factor habitual en el tiempo. En esquemas con contratos rígidos y escasa flexibilidad de ajuste, este riesgo puede generar costos significativos por sobrecontratación (Newbery, 2018).

El oferente fija su precio suponiendo que venderá cierto volumen de energía, pero ese volumen puede terminar siendo menor.

La demanda futura no es conocida con certeza, ya que se basan en estimaciones que las distribuidoras determinan y que finalmente, la CNE establece tratando de dar una buena aproximación, sin embargo, no se aprecian mayores incentivos para ajustar estas proyecciones, con tal de este riesgo.

Las licitaciones de suministro establecen las condiciones y alcances apropiados, entre los cuales se encuentra incluida por parte de la autoridad la proyección de la demanda futura de los consumos, siendo parte integrante de los volúmenes que se establecerán en los procesos, se definen bloques de energía para incentivar la participación de ERNC y capturas precios de ofertas más ajustados a perfiles, con el fin de incentivar valores bajos, considerando que los generadores ofertan precios de largo plazo, estableciendo las condiciones para financiar inversiones y finalmente, firmando contratos de 15 a 20 años que determinarán los ingresos esperados.

El problema fundamental del riesgo de demanda radica en que el suministro de energía licitado no comenzará a ser requerido totalmente, dicho de otra manera, la demanda real será inferior a la demanda licitada,

lo cual integra una disminución de los ingresos esperados por el oferente por la venta de energía, lo cual afecta directamente los flujos esperados y que han sido considerados para determinar el financiamiento de proyectos.

El generador u oferente calcula el precio de oferta asumiendo un volumen de energía que espera vender, cuya información recibe desde las bases de licitación, por lo cual el ingreso esperado es el producto de la cantidad de energía a vender por el precio, si el volumen de energía cambia, entonces, cambian los ingresos reales.

Por lo tanto, el precio de oferta integra esa condición, es decir, el riesgo de demanda está en función de la diferencia entre la demanda real y la proyectada. En la medida que la diferencia entre la demanda real y proyectada aumenta, el riesgo de demanda es mayor y determina un aumento del precio base de oferta que presenta el generador.

$$\text{Riesgo de demanda} = f(Demanda_{proyectada} - Demanda_{real}) > 0 \quad (1)$$

5.2 RIESGO DE PRECIO DE MERCADO

La relación directa de este riesgo se deriva de las desviaciones de demanda real y proyectada, lo que obliga al suministrador a buscar establecer ingresos esperados a través de PPAs y no exponerse a comprar o vender energía en el mercado spot, quedando expuesto a la volatilidad de precios.

El riesgo de precio de mercado corresponde a la exposición económica del generador derivada de la incertidumbre sobre los precios futuros del mercado eléctrico con respecto al precio fijo comprometido en el contrato.

En las licitaciones de suministro eléctrico de largo plazo, los generadores ofertan precios fijos o indexados para vender energía de una demanda licitada, sin embargo, el riesgo de exponerse a tener que vender parte de la energía que suministra al mercado spot, determina un aumento en el precio de oferta y constituye uno de los determinantes principales del precio ofertado y del costo final de la energía para los clientes regulados [1][2].

El precio spot depende de variables altamente inciertas y que han tenido variaciones históricamente complejas para el país como: los precios de los combustibles, el efecto de la hidrología, la penetración de las energías renovable, los costos de emisiones asociados a impuestos y normativas cambiantes, la expansión y/o crecimiento del sistema del sistema eléctrico

y las complejidades operacionales y los impactos macroeconómicos mundiales.

Por lo anterior, a una mayor incertidumbre o exposición al precio spot por parte del generador, la consecuencia es un mayor precio ofertado, siendo consistente con los modelos de contratos energéticos de baja incertidumbre financiera [5].

5.3 RIESGO FINANCIERO Y DE INVERSIÓN

El riesgo financiero y de inversión corresponde a la incertidumbre que enfrentan los generadores respecto de la recuperación del capital invertido y, la rentabilidad esperada de los proyectos destinados a suministrar los contratos adjudicados en licitaciones de suministro eléctrico de largo plazo, considerando que la demanda real y proyectada difieren.

En contratos de largo plazo, desviaciones persistentes de demanda entre lo licitado y lo real pueden afectar los flujos de caja y comprometer la capacidad del suministrador para cumplir con obligaciones financieras, encareciendo el financiamiento futuro o limitando el acceso a capital [23].

En estas licitaciones, los oferentes deben comprometer precios firmes por períodos extensos, lo que implica que las decisiones de inversión se realizan antes de conocer completamente las condiciones futuras del mercado, y los ingresos contractuales deben cubrir costos financieros, operacionales y riesgos macroeconómicos durante décadas. Por tanto, el oferente internaliza en su oferta una prima de riesgo financiero, reflejada en el precio ofertado.

El riesgo financiero surge debido al descalce temporal entre los costos de inversión (CAPEX), los cuales ocurren al inicio del proyecto y los ingresos contractuales, los cuales se reciben gradualmente durante la vida del contrato.

$$VPN = \sum_{t=1}^T \frac{Ingresos_t - Costos_t}{(1+r)^t} - CAPEX \quad (2)$$

donde:

r = costo de capital (WACC),

T = duración contractual.

Pequeñas variaciones en r , los costos o ingresos generan grandes cambios en el valor presente neto.

Estudios internacionales muestran que un aumento de 1 punto porcentual en el costo de capital, se puede incrementar los precios ofertados entre 5% y 20% [1][2], lo cual ha sido comprobado con el uso de un flujo de caja simple (Anexos), se obtiene para una planta eólica un aumento de 16,7%.

VAN	177,186,199	Costo capital	Precio venta
TIR	27.3%	10%	48 US\$/MWh
VAN	158,959,612	Costo capital	Precio venta
TIR	27.3%	11%	48 US\$/MWh
VAN	177,186,199	Costo capital	Precio venta
TIR	29.0%	11%	56,04 US\$/MWh

5.3.1 Riesgo de financiamiento

Los proyectos adjudicados suelen financiarse mediante project finance, donde el contrato de suministro actúa como una garantía de los ingresos futuros, los bancos evalúan la estabilidad regulatoria y el riesgo contractual involucrado. Los factores críticos que se analizan son el rating crediticio del off-taker (distribuidoras o mercado regulado), la estabilidad normativa del negocio, la estructura de indexación del contrato. Lo anterior, lleva a las estimaciones de los financiadores que, si perciben mayor riesgo, exigen una mayor tasa de interés para la inversión, una mayor equity en términos de riesgos e ingresos y las coberturas adicionales que aseguren minimizar riesgos del mercado. Finalmente, termina impactando en un aumento del precio ofertado.

Si consideramos que la demanda real y proyectada difieren en el tiempo, el riesgo de demanda afecta directamente la percepción de riesgo de los bancos e inversores, lo cual podría constituirse en una problemática en futuros proyectos de generación.

Según la International Energy Agency (IEA), el costo del capital puede explicar hasta 50% del costo nivelado (LCOE) en tecnologías renovables intensivas en capital [24].

5.4 RIESGO REGULATORIO

El riesgo regulatorio corresponde a la incertidumbre asociada a los cambios presentes o futuros en el marco normativo, institucional o contractual, los cuales pueden afectar a los ingresos, los costos o las

condiciones operativas de los proyectos adjudicados en las licitaciones de suministro eléctrico.

Los cambios posteriores en las reglas de mercado, las metodologías tarifarias o las condiciones de despacho de las unidades generadoras pueden alterar el equilibrio económico de los contratos adjudicados, incrementando la percepción de riesgo regulatorio por parte de los oferentes [25].

En contratos de largo plazo, los oferentes no tienen una opción clara anticipar la evolución de leyes asociadas al entorno del mercado eléctrico, la regulación tarifaria futura, las reglas de mercado eléctrico, las normativas ambientales presentes y futuras y, los cambios normativos y técnicos que afectan el despacho y operación de las instalaciones del sistema eléctrico, quedando expuestos a condiciones futuras que pudieran afectar los ingresos esperados.

Si el marco regulatorio cambia, entonces podrían aumentar los costos operativos, afectar los incentivos del despacho de las unidades generadoras, la modificación de los pagos o los cargos asociados y se altera el equilibrio económico del contrato.

La evidencia internacional demuestra que la estabilidad regulatoria es una de las herramientas más efectivas para reducir precios de licitación, fomentar competencia y atraer inversión energética de largo plazo [26].

5.5 MARCO REGULATORIO VIGENTE Y SUPERVISIÓN EN CHILE

5.5.1 Marco regulatorio vigente y supervisión del cumplimiento

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Organismo regulador responsable de diseñar, coordinar y evaluar procesos de licitación de suministro, además de monitorear mercado y proponer la cantidad de energía a licitar.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Supervisa cumplimiento normativo en materia de calidad de servicio, sanciones y obligaciones de las empresas concesionarias

5.5.2 Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)

Es la principal norma que regula el diseño de las licitaciones de suministro eléctrico, la competencia, derechos y obligaciones de las empresas y la protección a los consumidores regulados.

Marcan las atribuciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para diseñar y dirigir procesos de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados.

5.5.3 Reglamento de Licitaciones

Reglamenta procedimientos específicos de licitación de contratos y mecanismos de evaluación y adjudicación de contratos de suministro.

Las licitaciones incluyen cláusulas sobre garantías, plazos, bloques zonales y condiciones para la participación.

5.5.4 Bases de licitación recientes

5.5.4.1 Licitación de Suministro 2025/01

Aprobación de las bases definitivas para asegurar el suministro de energía y potencia eléctrica a clientes regulados entre 2027 y 2030, con 1.680 GWh anuales.

5.5.4.2 Licitaciones excepcionales de corto plazo

Licitaciones excepcionales para asegurar suministro en 2026 (e.g., Licitación 2025/02 de 1.470 GWh y mecanismos de ajuste de precios contractual).

5.6 ORGANIZACIONES CON ANÁLISIS REGULATORIO Y CONTRATOS EN CHILE

5.6.1 CEP (Centro de Estudios Públicos)

La relación entre el Centro de Estudios Públicos (CEP) y los procesos de licitación de suministro eléctrico en Chile es indirecta, pero posee mucha relevancia en el plano intelectual, regulatorio y de las políticas públicas que se desarrollan. El CEP no participa formalmente en los procesos de licitación, ya que son competencia de los organismos del Estado, pero ha contribuido al debate sobre su diseño institucional, la evaluación económica y las reformas regulatorias, a través de estudios sobre licitaciones de energía y contratos de suministro a clientes regulados en Chile, aportando con propuestas de perfeccionamiento del mecanismo.

El CEP es un think tank independiente de la política pública existente, cuyo objetivo es analizar temas institucionales, económicos y regulatorios en Chile. En el sector energético, su rol ha sido analizar críticamente el diseño de mercado y proponer

mejoras regulatorias, incluyendo el sistema de licitaciones de suministro para clientes regulados.

El CEP ha publicado estudios sobre el funcionamiento del mercado eléctrico chileno y sus mecanismos de contratación. Un ejemplo relevante es el trabajo publicado en la revista Estudios Públicos: “Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile: dificultades y oportunidades” [27], en el cual se analizan temas como los objetivos del sistema de licitaciones, cuyo mecanismo busca asegurar el suministro a largo plazo, reducir los riesgos de desabastecimiento, promover la competencia entre generadores y disminuir el precio de la electricidad para los consumidores regulados.

Entre los principales problemas identificados en los estudios académicos del CEP se encuentran los riesgos de proyección de la demanda: los contratos que se adjudican con años de anticipación y los errores en la proyección que afectan precios ofertados. Los riesgos de inversión para generadores, ya que las licitaciones pueden determinar qué tecnologías entran al sistema. El diseño de productos contractuales: los bloques horarios introducidos para mejorar la competencia, la duración de contratos para una mayor estabilidad de las inversiones y la indexación de los precios para reflejar las variaciones y riesgos del mercado. La competencia en el mercado: las barreras de entrada para nuevos actores y la integración vertical entre las empresas.

Estos estudios han servido para evaluar la efectividad del modelo chileno de subastas, el cual se ha convertido en referencia internacional para otros mercados.

Las investigaciones y seminarios del CEP han sido utilizados como insumos en las discusiones regulatorias a nivel país, especialmente durante las reformas del mercado eléctrico.

Por ejemplo, el debate previo a la reforma del sistema de licitaciones (2014-2015) incluyó discusiones académicas sobre la estructura de los contratos, la competencia entre tecnologías de generación y las señales de inversión para los proyectos.

Estas discusiones influyeron en cambios regulatorios que posteriormente se incorporaron a la legislación

5.6.2 ODECU (Organización de Consumidores y Usuarios de Chile)

La relación entre la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU) y las licitaciones de suministro eléctrico en Chile se desarrolla principalmente desde el ámbito de la defensa de los consumidores, la incidencia en políticas públicas y la supervisión

crítica de los procesos que determinan las tarifas eléctricas para clientes regulados, puesto que el objetivo principal de esta organización apunta al bienestar y mejorar las condiciones hacia los clientes o consumidores.

A diferencia de los generadores, las empresas distribuidoras o las autoridades regulatorias, ODECU no participa directamente como actor en las licitaciones, pero sí interviene en el debate público y en procesos institucionales cuando las licitaciones afectan el precio final que pagan los consumidores.

En el ámbito del suministro eléctrico, su interés radica en que las licitaciones de suministro determinen precios eficientes y competitivos, ya que estos contratos inciden directamente en las tarifas de los clientes regulados.

ODECU ha señalado que una mayor competencia entre generadores puede contribuir a reducir los precios adjudicados en las subastas de suministro, disminuir las tarifas y costos para los consumidores finales y evitar situaciones de concentración en el mercado de generación.

Las licitaciones de suministro determinan gran parte del costo de energía incluido en las tarifas reguladas de electricidad. ODECU ha enfatizado que los errores regulatorios o contractuales pueden trasladarse directamente a los consumidores y los contratos de largo plazo, pueden consolidar precios altos durante muchos años. ODECU ha tenido presencia en debates públicos relacionados con el precio de la electricidad, especialmente cuando las tarifas de clientes regulados han experimentado alzas significativas. La organización ha realizado declaraciones públicas, análisis del impacto en consumidores y propuestas de reformas regulatorias, teniendo alcances en temas como el diseño de las licitaciones, el impacto de los contratos de largo plazo y el efecto de los precios internacionales de los combustibles en las tarifas.

Entre las publicaciones más relevantes tenemos el informe: “Transparencia y Equidad en las Tarifas Eléctricas” (2025), elaborado por ODECU con financiamiento del fondo concursable del Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC) [28].

El estudio analiza las distorsiones en las tarifas reguladas derivadas de contratos de suministro eléctrico, es decir, los contratos adjudicados en licitaciones para abastecer a clientes regulados, concluyendo que persisten las distorsiones contractuales heredadas del régimen de licitaciones de suministro, las cuales afectan el precio final pagado por los consumidores. Se identifican los problemas de transparencia y trazabilidad de los costos en el sistema eléctrico, lo que dificulta comprender cómo se forman las tarifas finales y se detectan indexaciones a combustibles fósiles en

contratos de suministro, incluso cuando la matriz eléctrica es cada vez más renovable.

ODECU también ha publicado investigaciones sobre el efecto de contratos adjudicados en licitaciones anteriores a la reforma del sistema (2015): “Contratos eléctricos antiguos: otro obstáculo que encarece la luz en Chile” [29], el cual se establece que los contratos firmados antes de año 2015 siguen vigentes y afectan el precio de la electricidad para clientes regulados, que muchos de estos contratos están indexados al precio de combustibles fósiles, lo que introduce volatilidad y alzas en las tarifas, lo cual ha impedido que los consumidores se beneficien plenamente de la reducción de costos asociada a la entrada de las energías renovables.

Otros reportes que citan el estudio señalan que, los contratos antiguos continúan influyendo en el precio actual de la energía pagado por los hogares y que cuatro grandes generadoras concentran gran parte de las ganancias derivadas de estos contratos.

5.7 LICITACIONES Y RESULTADOS EN CHILE

Las licitaciones que se han realizado en Chile han experimentado una serie de cambios, ya sea a nivel de volúmenes a subastar, definición de bloques de ofertas para incentivar la construcción de centrales de energías renovables no convencionales, un mayor incentivo a la competencia entre generadores, evitando una participación mayor de empresas consolidadas que ejerzan una posición predominante, y precisando ajustes para incentivar la inversión con la variación de los años de las adjudicaciones. A continuación, se presentan los análisis de las licitaciones de los años 2013 y 2015, las cuales cuentan con suficiente información para configurar la base de estudio de la presente tesina.

5.7.1 Licitación Suministro SIC 2013

Esta licitación estuvo marcada por un proceso largo en cuanto a la adjudicación a las empresas oferentes, puesto que en primera instancia fue declarada parcialmente desierta, debido a que como resultado existió una cantidad de energía sin adjudicar equivalente al 22% del Bloque de Suministro [30]. Posteriormente, se revisó el proceso, llegando a establecer las actas de adjudicación Primera Etapa de los bloques 1,2,3 y 4.

La duración de los contratos se estableció en 15 años e indexados por CPI USA.

En las tablas siguientes, se observan los resultados de adjudicaciones con detalle de bloques, cantidad de energía y precio de oferta de cada una de las empresas adjudicadas.

Tabla 2: Resultado de licitación 2013 (bases de licitación)

Bloque 1A

Oferente	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)
Empresa Eléctrica Carén S.A.	4.5	111,132
Empresa Eléctrica Carén S.A.	4.5	111,133
Eléctrica ERNC-1 SpA.	36.4	110,008
Total	45.5	

Bloque 1B

Oferente	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)
Chungungo S.A.	172.7	88,998
Empresa Eléctrica Carén S.A.	9.1	111,133
Eléctrica ERNC-1 SpA.	9.1	119,900
Energía Cerro El Morado S.A.	36.4	116,572
SPV P4 S.A.	9.1	104,268
SPV P4 S.A.	9.1	92,268
Total	245.4	

Bloque 1C

Oferente	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)
Empresa Eléctrica Carén S.A.	4.5	111,133
Eléctrica ERNC-1 SpA.	9.1	119,900
Total	13.6	

Bloque 2A

Oferente	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)
San Juan SpA.	22.7	100,645
San Juan SpA.	22.7	100,646
San Juan SpA.	22.7	100,647
Total	68.2	

Bloque 2B

Oferente	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)
Pelumpén S.A.	236.3	84,997
Pelumpén S.A.	81.8	84,999
Santiago Solar S.A.	109.1	79,880
Total	427.2	

Bloque 2C

Oferente	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)
San Juan SpA.	13.6	100,645
San Juan SpA.	13.6	100,645
San Juan SpA.	13.6	100,647
Total	40.9	

Bloque 3

Oferente	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)
Acciona Energía Chile SpA.	54.5	94,985
Acciona Energía Chile SpA.	272.7	89,985
Acciona Energía Chile SpA.	109.1	99,913
Acciona Energía Chile SpA.	109.1	109,913
ECL S.A.	4,581.80	109,480
Empresa Eléctrica Carén S.A.	54.5	109,354
San Juan SpA.	54.5	103,219
San Juan SpA.	54.5	103,220
San Juan SpA.	54.5	103,221
San Juan SpA.	54.5	103,222
San Juan SpA.	54.5	103,223
Total	5,454.50	

Bloque 4

Oferente	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)
Central El Campesino S.A.	3,454.60	110,985
Central El Campesino S.A.	181.8	110,985
Norvind S.A.	45.5	113,221
Total	3,681.90	

Los contratos derivados de esta licitación comenzaron a registrar cumplimiento a partir del año 2019, considerando un mejor entendimiento de los resultados, se ha simplificado la notación de cada contrato redefiniendo a cada empresa oferente con un número representativo. Por lo anterior, en adelante se mencionarán los contratos C1 al C12 para resumir la información.

A continuación, se muestran los resultados de las estadísticas publicadas por el Coordinador Eléctrico Nacional en su sitio web, relacionadas con la energía suministrada por contrato en GWh y que han sido resultado del proceso de balance de inyección y retiros que el Coordinador Eléctrico Nacional debe realizar cada mes, con el fin de determinar los pagos entre generadores.

Tabla 3: Suministro real de energía por contratos (elaboración propia)

Real	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	
2019	52.5	39.8	107.7	22.7	11.3	305.2	213.1	68.1	365.7	3088.4	1225.6	15.0	
2020	54.1	41.5	109.6	23.1	11.5	272.7	210.3	69.2	379.0	3183.5	2525.6	31.6	
2021	53.5	41.1	108.1	22.8	11.4	270.0	216.2	68.3	374.7	3147.4	2497.5	31.2	
2022	52.6	40.3	105.5	22.2	11.1	265.3	209.9	66.7	366.3	3087.1	2450.2	30.6	
2023	56.5	43.2	114.4	24.1	12.0	285.0	228.8	72.2	393.9	3322.1	2636.5	33.0	
2024	64.1	48.9	129.8	27.3	13.7	323.2	259.6	82.0	448.4	3766.5	2989.3	37.4	TOTAL
	333.3	254.8	675.2	142.2	71.0	1721.4	1337.8	426.5	2328.0	19595.0	14324.7	178.8	41388.5

A continuación, se muestran los resultados de adjudicación de la licitación 2013, cuya información ha sido extraídas de los documentos públicos resultantes del proceso de licitación, los cuales han sido asignados por contratos, cuyos valores de energía se expresan en GWh.

Tabla 4: Resultado de volúmenes adjudicados por licitación 2013 (elaboración propia)

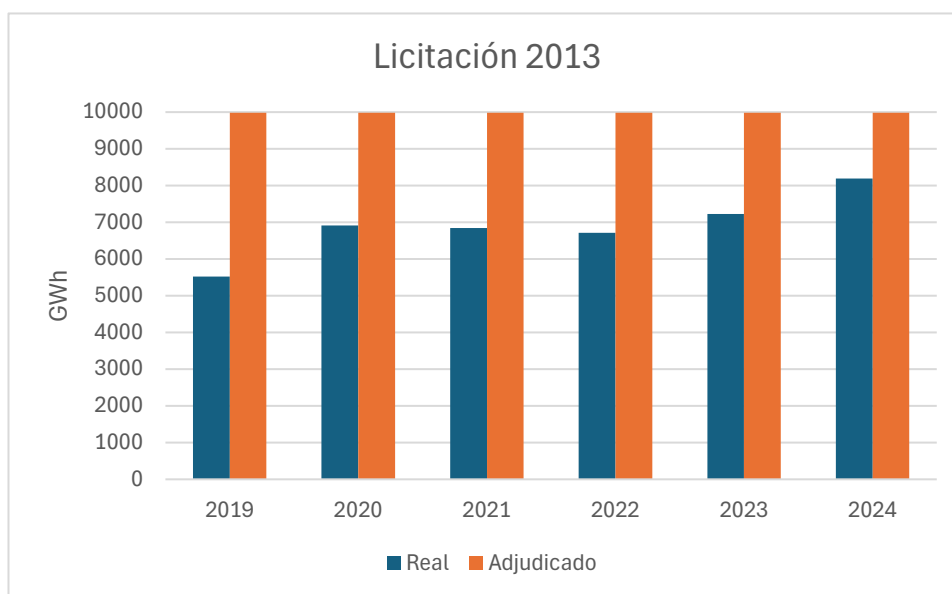
Licitado	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	
2019	77.1	54.6	172.7	36.4	18.2	381.4	318.1	109.1	545.4	4581.8	3636.4	45.5	
2020	77.1	54.6	172.7	36.4	18.2	381.4	318.1	109.1	545.4	4581.8	3636.4	45.5	
2021	77.1	54.6	172.7	36.4	18.2	381.4	318.1	109.1	545.4	4581.8	3636.4	45.5	
2022	77.1	54.6	172.7	36.4	18.2	381.4	318.1	109.1	545.4	4581.8	3636.4	45.5	
2023	77.1	54.6	172.7	36.4	18.2	381.4	318.1	109.1	545.4	4581.8	3636.4	45.5	
2024	77.1	54.6	172.7	36.4	18.2	381.4	318.1	109.1	545.4	4581.8	3636.4	45.5	TOTAL
	462.6	327.6	1036.2	218.4	109.2	2288.4	1908.6	654.6	3272.4	27490.8	21818.4	273.0	59860.2

A continuación, se muestran los resultados porcentuales del suministro de la energía por contrato, considerando la energía adjudicada en la licitación y el suministro real, representado con desempeño porcentual.

Tabla 5: Porcentaje demanda real versus adjudicada por licitación 2013 (elaboración propia)

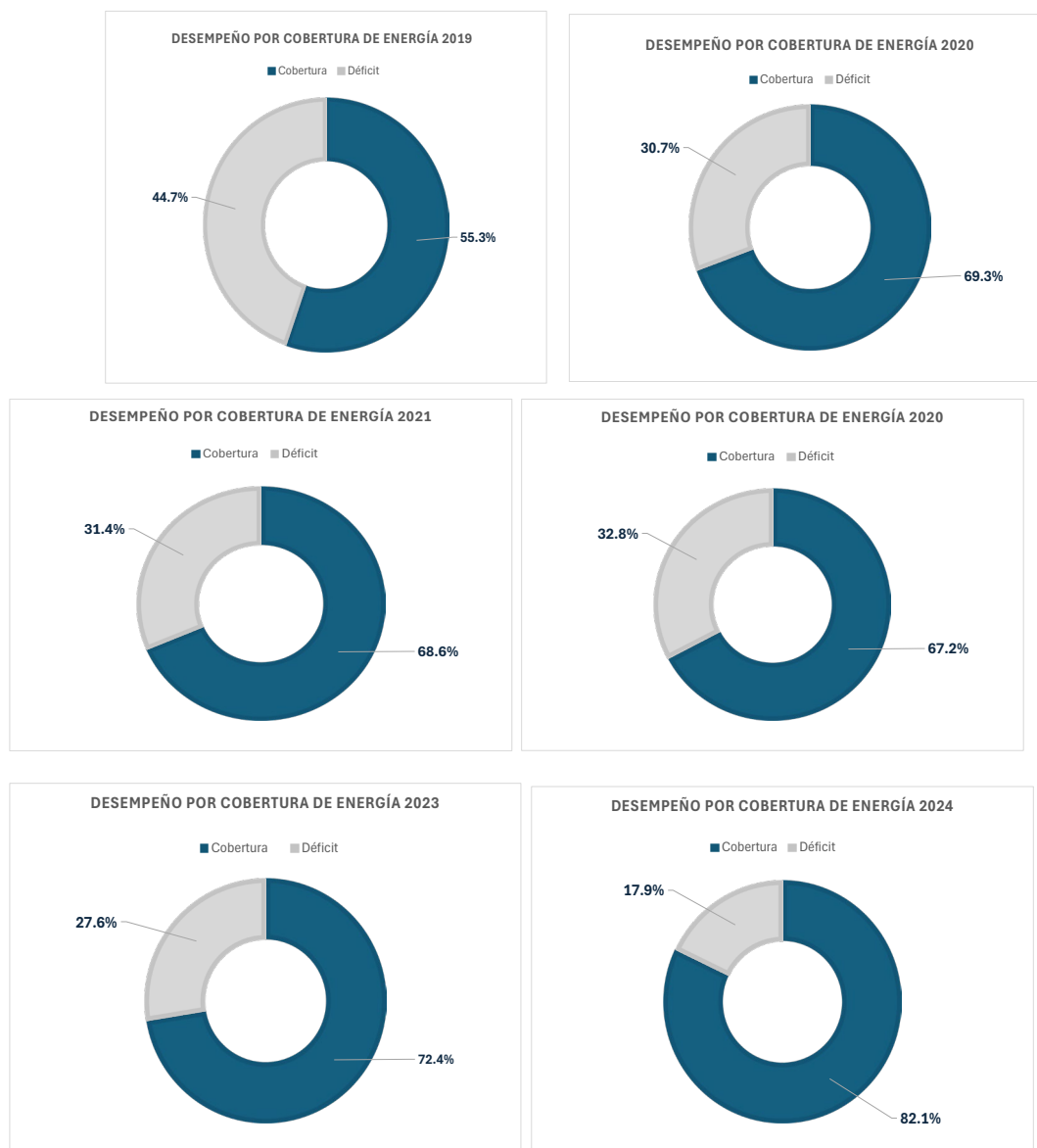
Real/Proy	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	
2019	68.1%	72.9%	62.4%	62.3%	62.0%	80.0%	67.0%	62.4%	67.1%	67.4%	33.7%	33.0%	
2020	70.2%	76.0%	63.5%	63.4%	63.3%	71.5%	66.1%	63.5%	69.5%	69.5%	69.5%	69.4%	
2021	69.4%	75.2%	62.6%	62.5%	62.4%	70.8%	68.0%	62.6%	68.7%	68.7%	68.7%	68.6%	
2022	68.2%	73.8%	61.1%	61.0%	61.0%	69.6%	66.0%	61.1%	67.2%	67.4%	67.4%	67.3%	
2023	73.3%	79.1%	66.2%	66.2%	66.2%	74.7%	71.9%	66.2%	72.2%	72.5%	72.5%	72.4%	
2024	83.1%	89.6%	75.1%	75.1%	75.1%	84.7%	81.6%	75.1%	82.2%	82.2%	82.2%	82.1%	PROMEDIO
	72.0%	77.8%	65.2%	65.1%	65.0%	75.2%	70.1%	65.1%	71.1%	71.3%	65.7%	65.5%	69.1%

La gráfica que a continuación se presentan, deja en evidencia el desempeño de entrega de energía real de cada contrato adjudicado y la evolución de los contratos en términos de porcentaje entre la demanda real y licitada.



Gráfica 1: Demanda real versus adjudicada por licitación 2013 (elaboración propia)

A medida que los años de vigencia del contrato de suministro de energía pasan, los porcentajes de desempeño tienden a aumentar el suministro real de los volúmenes adjudicados, sin embargo no existe suficiente estadística para afirmar que los contratos lleguen al 100% de suministro real versus proyectado, a pesar de ser en el largo plazo, una situación esperable, ya que naturalmente existe la tendencia al aumento de la demanda, particularmente siendo clientes de empresas de distribución eléctrica.



Gráfica 2: Cobertura real de la demanda de licitación 2013 (elaboración propia)

Los precios ofertados para la licitación 2013 exhiben una variabilidad que oscila desde 79.88 a 119.9 US\$/MWh, reflejando el riesgo de la volatilidad del precio de la energía en el mercado spot.

5.7.2 Licitación Suministro 2015

Esta licitación estuvo marcada por un largo proceso, la Licitación de Suministro Eléctrico 2015/01 se adjudicó más tarde de lo inicialmente esperado; comenzó con el llamado en mayo de 2015,

pero el acto público de adjudicación finalmente se efectuó el 17 de agosto de 2016. Aunque no hay una única fuente oficial que enumere literalmente el motivo del atraso, el diseño y la complejidad del proceso bajo una nueva regulación es parte de la problemática, ya que fue la primera gran subasta bajo la nueva Ley de Licitaciones Eléctricas (Ley 20.805, 2015), la cual estableció nuevas bases, procedimientos y exigencias técnicas, incluyendo bloques horarios, criterios de evaluación, mayores plazos contractuales y reglas para garantizar competencia.

Lo anterior, implicó numerosas modificaciones y aclaraciones sucesivas a las bases del proceso a través de resoluciones exentas y circulares publicadas entre 2015 y julio de 2016, lo que indica que hubo ajustes regulatorios y de interpretación antes de la adjudicación final. La gran participación del mercado, 84 oferentes y el volumen de GWh ofrecidos, implicó un proceso de revisión administrativa y técnica considerable para verificar el cumplimiento de las bases por parte de cada proponente.

La duración de los contratos se estableció en 20 años.

En las tablas siguientes, se observan los resultados de adjudicaciones con detalle de bloques, cantidad de energía y precio de oferta de cada una de las empresas adjudicadas. [\[30\]](#)

Tabla 6: Resultado de licitación 2015 (base de licitaciones)

Oferte	Energía	Precio	Oferte	Energía	Precio
	(GWh/año)*	(US\$/MWh)		(GWh/año)*	(US\$/MWh)
ESPERANZA EÓLICA SPA	320	43.116	IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	354.51	47.248
CERRO TIGREEÓLICA SPA	420	41.893	WPD DUQUECO SPA	4.73	68.972
TCHAMMA EÓLICA SPA	400	39.652	WPD MALLECO II SPA	4.73	58.484
CKANI EÓLICA SPA	340	42.549	WPO MALLECO II SPA	4.73	58.487
CAMAN EÓLICA SPA	580	38.797	WPO MALLECO SPA	4.73	58.472
COIHUE EÓLICA SPA	580	39.405	WPD MALLECO SPA	4.73	58.475
OPDE CHILE SPA	160	38.077	WPD MALLECO SPA	4.73	58.478
WPD MALLECO II SPA	6.18	58.482	WPD MALLECO SPA	4.73	58.481
WPD MALLECO II SPA	6.18	58.483	WPD NEGRETE SPA	4.73	58.489
WPD MALLECO II SPA	6.18	58.485	WPD SANTA FE SPA	4.73	69.971
WPD MALLECO II SPA	6.18	58.486	PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	9.46	71
WPD MALLECO SPA	6.18	58.47	PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	9.46	72
WPD MALLECO SPA	6.18	58.471	PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	4.73	73
WPD MALLECO SPA	6.18	58.473	IBEREÓLICA CABO LEONES III S.A.	56.76	70
WPD MALLECO SPA	6.18	58.474	BESALCO ENERGIA RENOVABLE S.A.	9.46	71
WPD MALLECO SPA	6.18	58.476	WPD MALLECO II SPA	33.11	47.471
WPD MALLECO SPA	6.18	58.477	WPD MALLECO SPA	66.22	47.47
WPD MALLECO SPA	6.18	58.479	WPD NEGRETE SPA	18.92	47.472
WPD MALLECO SPA	6.18	58.48	ESPERANZA EÓLICA SPA	37.84	43.116
WPD MALLECO SPA	6.18	60.47	IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	184.47	47.248
WPD MALLECO SPA	6.18	60.471	WPD DUQUECO SPA	80	54.47
WPD NEGRETE SPA	6.18	58.488	AELA GENERACIÓN S.A.	80	46.65
PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	6.18	62	PUELCHÉ SUR EÓLICA SPA	260	44.053
PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	6.18	63	ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS, S.A.	460	54.895
PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	6.18	64	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	320	47.45
IBEREÓLICA CABO LEONES III S.A.	61.8	61	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	320	47.78
WPD MALLECO II SPA	43.26	47.471	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	360	48.08
WPD MALLECO SPA	86.52	47.47	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	360	48.47
WPD NEGRETE SPA	24.72	47.472	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	360	48.95
ESPERANZA EÓLICA SPA	49.44	43.116	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	360	49.25
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	241.02	47.248	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	360	50.37
MARIA ELENA SOLAR S.A.	254.52	29.1	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	360	50.99
WPD MALLECO II SPA	63.63	47.471	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	280	51.49
WPO MALLECO SPA	127.26	47.47	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	280	51.74
WPD NEGRETE SPA	36.36	47.472	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	220	51.9
ESPERANZA EÓLICA SPA	72.72	43.116	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	720	51.92
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	354.51	47.248	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	500	53.7
WPD DUQUECO SPA	4.73	68.972	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	520	53.89
WPD MALLECO II SPA	4.73	58.484	COX ENERGY CHILE SPA	240	52.721
WPO MALLECO II SPA	4.73	58.487	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	60	55.44
WPO MALLECO SPA	4.73	58.472	Aela Generación S.A.	140.6	78.897
WPD MALLECO SPA	4.73	58.475	Aela Generación S.A.	92.2	79.943
WPD MALLECO SPA	4.73	58.478	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Chile S.A.	22.2	97
WPD MALLECO SPA	4.73	58.481	PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	111	85
WPD NEGRETE SPA	4.73	58.489	SCB II SpA	11	67.117
WPD SANTA FE SPA	4.73	69.971	SCB II SpA	11	67.267
PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	9.46	71	SCB II SpA	11	67.417
PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	9.46	72	SCB II SpA	11	67.567
PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	4.73	73	SCB II SpA	11	67.717
IBEREÓLICA CABO LEONES III S.A.	56.76	70	SCB II SpA	11	67.867
			SCB II SpA	11	68.017
			SCB II SpA	11	68.167
			Aela Generación S.A.	209	78.897
			Aela Generación S.A.	143	79.943
			Amunche Solar SpA	110	64.849
			Aela Generación S.A.	106.4	78.897
			Aela Generación S.A.	72.8	79.943
			Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Chile S.A.	16.8	97
			PARQUE EÓLICO CABO LEONES I S.A.	84	85

Considerando un mejor entendimiento de los resultados, se ha simplificado la notación de cada contrato redefiniendo a cada empresa oferente con un número representativo. Por lo anterior, en adelante se mencionarán los contratos C1 al C24 para resumir la información.

A continuación, se muestran los resultados de las estadísticas publicadas por el Coordinador Eléctrico Nacional en su sitio web, relacionadas con la energía suministrada por contrato en GWh y que han sido resultado del proceso de balance de inyección y retiros que el Coordinador Eléctrico Nacional debe realizar cada mes, con el fin de determinar los pagos entre generadores.

Tabla 7: Suministro real de energía por contratos (elaboración propia)

Real	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	
2020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	133.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	505.6	0.0	0.0	0.0	0.0	26.7	55.4	68.9	
2021	320.7	150.1	142.7	58.0	387.5	387.5	106.9	116.3	240.6	60.9	150.0	80.4	522.1	167.9	6.7	6.7	468.3	0.0	0.0	0.0	0.0	24.2	52.5	65.6	
2022	320.2	280.1	266.8	226.8	386.8	386.8	106.5	115.9	239.8	60.6	148.8	80.0	430.0	125.9	6.8	60.1	521.0	173.1	307.8	3588.4	159.8	24.0	52.6	65.1	
2023	344.5	301.4	287.1	131.2	416.3	416.3	114.8	124.6	257.7	65.3	159.1	85.6	272.6	0.0	7.2	64.6	559.3	76.4	330.1	3861.2	172.2	25.7	57.0	71.2	
2024	392.1	343.1	326.8	0.0	473.8	473.8	130.7	141.9	293.5	74.3	181.7	97.9	637.2	0.0	8.3	73.6	636.3	0.0	375.8	4395.1	196.1	29.3	64.6	80.7	TOTAL
	1377.5	1074.8	1023.3	416.0	1664.4	1664.5	459.0	498.8	1031.5	261.1	773.3	343.9	1861.9	293.8	29.0	205.2	2690.4	249.6	1013.7	11844.7	528.1	129.9	282.0	351.5	10588.1

A continuación, se muestran los resultados de las estadísticas extraídas de los documentos de adjudicación de la licitación 2015, cuya información ha sido extraída de los documentos públicos resultantes del proceso de licitación, los cuales han sido asignados por contratos, cuyos valores de energía se expresan en GWh.

Tabla 8: Resultado de energía asignada por licitación 2015 (elaboración propia)

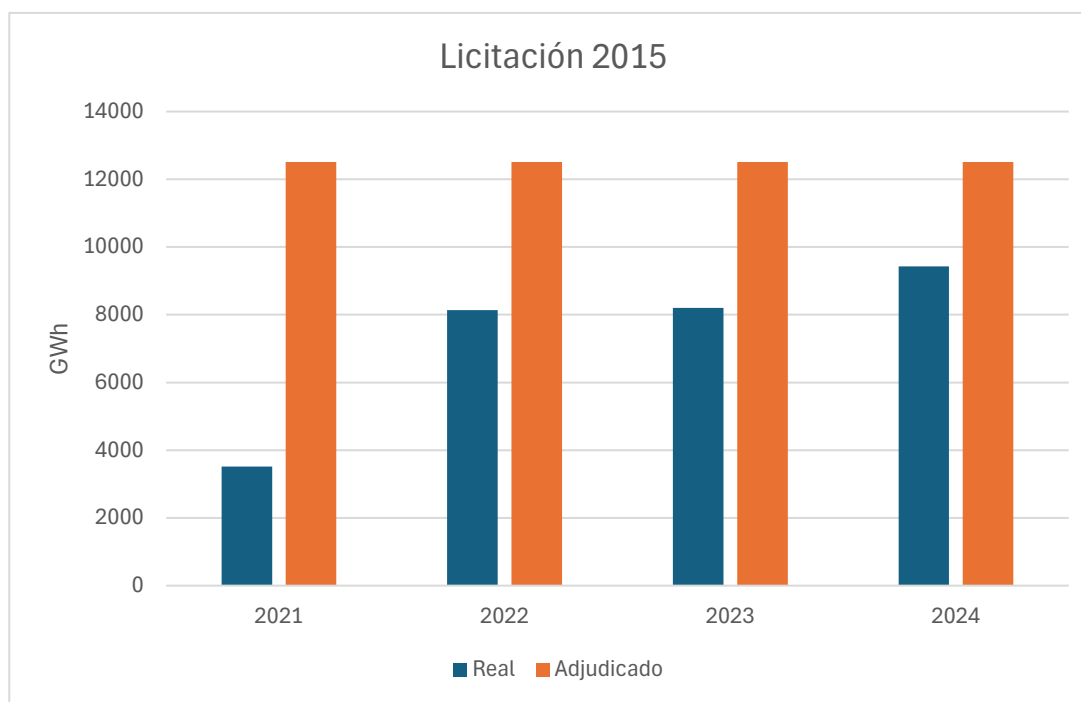
Licitado	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	
2020	480.0	420.0	400.0	340.0	580.0	580.0	160.0	174.2	371.6	90.9	237.2	118.6	780.0	254.5	9.5	89.5	844.0	260.0	460.0	5380.0	240.0	39.0	88.0	110.0	
2021	480.0	420.0	400.0	340.0	580.0	580.0	160.0	174.2	371.6	90.9	237.2	118.6	780.0	254.5	9.5	89.5	844.0	260.0	460.0	5380.0	240.0	39.0	88.0	110.0	
2022	480.0	420.0	400.0	340.0	580.0	580.0	160.0	174.2	371.6	90.9	237.2	118.6	780.0	254.5	9.5	89.5	844.0	260.0	460.0	5380.0	240.0	39.0	88.0	110.0	
2023	480.0	420.0	400.0	340.0	580.0	580.0	160.0	174.2	371.6	90.9	237.2	118.6	780.0	254.5	9.5	89.5	844.0	260.0	460.0	5380.0	240.0	39.0	88.0	110.0	
2024	480.0	420.0	400.0	340.0	580.0	580.0	160.0	174.2	371.6	90.9	237.2	118.6	780.0	254.5	9.5	89.5	844.0	260.0	460.0	5380.0	240.0	39.0	88.0	110.0	TOTAL
	2400.0	2100.0	2000.0	1700.0	2900.0	2900.0	800.0	870.9	1858.2	454.6	1186.0	592.8	3900.0	1272.6	47.3	447.3	4220.0	1300.0	2300.0	26900.0	1200.0	195.0	440.0	550.0	19762.4

A continuación, se muestran los resultados porcentuales del suministro de la energía por contrato, considerando la energía adjudicada en la licitación y el suministro real, representado con desempeño porcentual.

**Tabla 9: Porcentaje demanda real versus adjudicada por licitación 2015
(elaboración propia)**

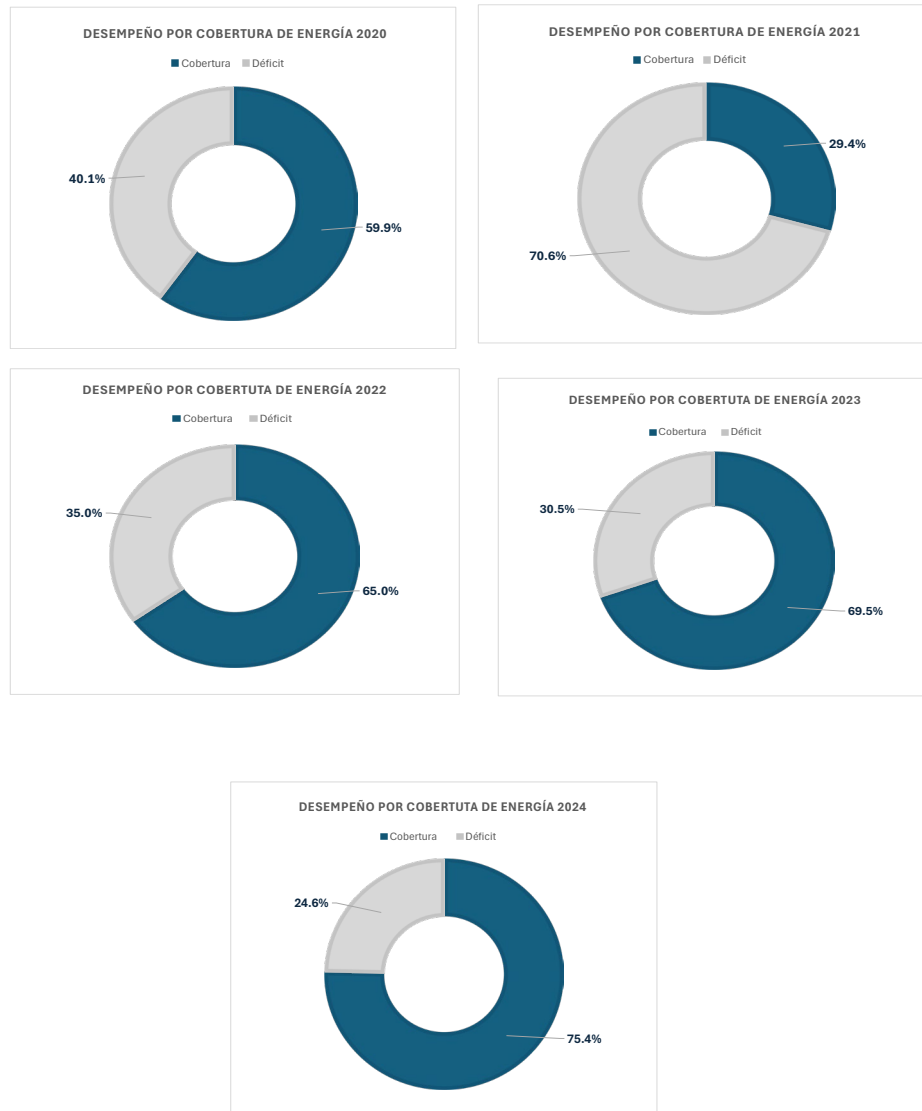
Real/Proy	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24
2020	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	56.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	59.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	68.6%	62.9%	62.6%
2021	66.8%	35.7%	35.7%	17.1%	66.8%	66.8%	66.8%	66.8%	64.7%	66.9%	63.3%	67.8%	66.9%	66.0%	71.3%	7.5%	55.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	62.1%	59.7%	59.7%
2022	66.7%	66.7%	66.7%	66.7%	66.7%	66.7%	66.6%	66.6%	64.5%	66.7%	62.7%	67.4%	55.1%	49.5%	71.6%	67.2%	61.7%	66.6%	66.9%	66.7%	66.6%	61.5%	59.8%	59.2%
2023	71.8%	71.8%	71.8%	38.6%	71.8%	71.8%	71.8%	71.5%	69.3%	71.8%	67.1%	72.2%	34.9%	0.0%	76.4%	72.3%	66.3%	29.4%	71.8%	71.8%	71.8%	65.8%	64.8%	64.8%
2024	81.7%	81.7%	81.7%	0.0%	81.7%	81.7%	81.7%	81.5%	79.0%	81.7%	76.6%	82.6%	81.7%	0.0%	87.6%	82.3%	75.4%	0.0%	81.7%	81.7%	81.7%	75.1%	73.4%	73.4%
	57.4%	51.2%	51.2%	24.5%	57.4%	57.4%	57.4%	57.3%	55.5%	57.4%	65.2%	58.0%	47.7%	23.1%	61.4%	45.9%	63.8%	19.2%	44.1%	44.0%	44.0%	66.6%	64.1%	63.9%
																								PROMEDIO
																								53.6%

La gráfica que a continuación se presentan, deja en evidencia el desempeño de entrega de energía real de cada contrato adjudicado y la evolución de los contratos en términos de porcentaje entre la demanda real y licitada.



Gráfica 3: Demanda real versus adjudicada por licitación 2015 (elaboración propia)

A medida que los años de vigencia del contrato de suministro de energía pasan, los porcentajes de desempeño tienden a aumentar el suministro real de los volúmenes adjudicados, sin embargo no existe suficiente estadística para afirmar que los contratos lleguen al 100% de suministro real versus proyectado, a pesar de ser en el largo plazo, una situación esperable, ya que naturalmente existe la tendencia al aumento de la demanda, particularmente siendo clientes de empresas de distribución eléctrica.



Gráfica 4: Cobertura real de la demanda de licitación 2015 (elaboración propia)

Los precios ofertados para la licitación 2015 exhiben una variabilidad que oscila desde 29.1 a 97.0 US\$/MWh, reflejando el riesgo de la volatilidad del precio de la energía en el mercado spot.

6. ANÁLISIS DEL PRECIO DE OFERTA

6.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La formación de los precios en las licitaciones de suministro eléctrico se desarrolla en un entorno caracterizado por la alta incertidumbre estructural, donde los oferentes deben tomar decisiones ex-ante respecto de variables que se materializan en el largo plazo. A diferencia de los mercados spot o de corto plazo, las licitaciones implican compromisos contractuales rígidos, lo que transforma el problema de oferta en un ejercicio de optimización bajo riesgos que deben ser internalizados en los precios.

En este contexto, el precio ofertado no corresponde únicamente a una función de costos de capital y costos variables esperados propios de los proyectos, sino que, además incorpora primas de riesgo asociadas a la incertidumbre, debido a la volatilidad y los efectos en los esquemas de inversión que producen la demanda esperada, los costos sistémicos, los costos de la energía, las condiciones operacionales o indisponibilidades de los activos e incluso el efecto regulatorio del sistema eléctrico.

En un entorno determinístico, el precio de oferta se basa en el costo marginal de producir la energía eléctrica, sin embargo, cuando el contexto de lo anterior está condicionado por el riesgo de demanda intrínseco de las licitaciones, particularmente, cuando la demanda real no corresponde a la demanda adjudicada, aparece la incertidumbre para el generador que debe considerar en el precio de oferta, los menores ingresos esperados, por lo cual, se plantea lo siguiente:

$$P_{oferta} = \text{Precio base} + \text{Prima de riesgo} \quad (3)$$

Lo anterior, estructura los dos conceptos claves de la construcción del precio de oferta, por un lado, el precio base que representa a los costos de capital de las inversiones y retorno esperado de los activos. Por otro lado, la prima de riesgo considera todos los riesgos agregados que puede establecer el generador como compensación por incertidumbre, tal como la diferencia demanda real y proyectada, lo cual queda en evidencia al mirar licitaciones como la realizada el 2015, que muestra una alta variabilidad de precios de ofertas, recogiendo cómo dependiendo de la empresa, se integran las primas por riesgos. [31]

6.2 PRECIO BASE DE VENTA Y LCOE

El LCOE (Levelized Cost of Energy) es una métrica que representa el costo promedio de generación eléctrica por unidad de energía a lo largo de la vida útil de un proyecto [32] [33].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + O_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

Donde:

I_t : inversión en el periodo t
 O_t : costos de operación y mantenimiento
 F_t : costos de combustible (si aplica)
 E_t : energía generada
 r : tasa de descuento
 T : vida útil del proyecto

Este indicador corresponde al precio mínimo al cual un proyecto debe vender su energía para cubrir todos sus costos, incluyendo la inversión, la operación y el financiamiento. En la perspectiva del análisis de esta tesina, el LCOE se considera visualizando la venta de energía derivada de la demanda adjudicada en las licitaciones, por lo tanto, el LCOE se interpretará como el precio base de la energía de venta. Si bien, también existen aspectos relacionados con la indexación, ingresos, retiros y otras consideraciones de mercado, sin embargo, para una simplificación de los análisis, se considerará que todo eso se encuentra ajustado y si existieran diferencias quedan integradas en la prima de riesgo.

El LCOE entrega simplicidad y sintetiza en un solo indicador las variables claves como los costos de inversión (CAPEX), los costos operacionales (OPEX), la vida útil y el factor de planta, convirtiéndolo en un indicador muy útil en las etapas preliminares de factibilidad de los proyectos.

Sin embargo, este indicador posee desventajas claves al momento de considerarlo como referente en los procesos de licitación, ya que no es capaz de capturar el valor de la temporalidad de la energía, es decir, asume que 1 MWh vale lo mismo en cualquier momento del día y del año, mientras la realidad en Chile nos muestra que el precio varía por hora (día/noche), la estación en que se encuentra, la congestión en los sistemas de transmisión, entre otros. Lo cual se refleja en algunas tecnologías como solar que genera en las horas de

bajo precio en forma masiva y la térmica que genera en horas de punta cuando existen menos recursos, por lo tanto, no mide los ingresos reales que pudieran esperarse al utilizar una tecnología, solo mide los costos asociados al proyecto.

Por otro lado, el LCOE ignora el riesgo del mercado, ya que no incorpora la volatilidad de los precios spot, el riesgo de los contratos y el riesgo de demanda, el cual aparece cuando la demanda real y la adjudicada son diferentes, siendo generalmente menor en licitaciones chilenas, lo cual nos puede llevar a encontrarnos con dos o más precios de oferta, cuya base poseen el mismo LCOE, sin embargo son distintos, ya que cada empresa percibe o posee un nivel de aversión al riesgo muy diferente, determinando las primas de riesgo que incorporan a la oferta final.

A continuación, se presentan los datos publicados por la CNE en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento de mayo 2025, los cuales son usados como referencia con valores que permiten determinar el programa de obras de generación con información adecuada.

Tabla 10: Costos de Inversión (kUS\$/MW) 2025 (Fuente CNE)

Tipo de Sistema	Capacidad	Costo Unitario (kUSD/MW)	Comentario
Ciclo Abierto	211 MW	839	
Ciclo Combinado	630 MW	1117	
Conjunto motores a Gas	108 MW	1111	
	46 MW	1417	
Hidroeléctrica de Pasada	2.9 MW	4257	Altamente dependiente del emplazamiento
	52 MW	4880	Altamente dependiente del emplazamiento
Hidroeléctrica de Embalse	78.3 MW	5520	Altamente dependiente del emplazamiento
Solar Fotovoltaica	3 - 9 MW	1060 - 1147	
	50 - 100 MW	757 - 847	
Eólica	100 - 250 MW	1567 - 1622	
Térmica a Biomasa	10 MW	4728	Incluye sistema de almacenamiento y preparación biomasa
	10 MW	4003	No incluye sistema de almacenamiento y preparación biomasa
Térmica a Biogás	3.3 MW	1423	
Solar térmica (Concentración)	115 MW @ 13 hrs	6560	Generación 24 horas
	115 MW @ 13 hrs	5836	Generación sólo nocturna
	115 MW @ 5 hrs	5168	
Geotermia	50 MW	8485	Greenfield
	50 MW	5451	Brownfield
BESS	5 - 25 MW @ 5 hrs	2272 - 2860	Aplicación gestión de energía ERNC
	10 MW @ 0,25 hrs	712	Aplicación Servicios Complementarios
	200 MW @ 0,25 hrs	405	Aplicación como activo de transmisión (N-1)
Híbrida Solar Fotovoltaica & Almacenamiento	9 MW PV; 5 MW @ 5 hrs	2048	Se considera como base la capacidad de la central PV
	50 - 100 MW PV; 25 MW @ 5 hrs	1106 - 1606	Se considera como base la capacidad de la central PV
Híbrida Eólica & Almacenamiento	100 MW; 25 MW @ 5 hrs	2034	Se considera como base la capacidad de la central eólica

Tabla 11: Costos de Inversión (kUS\$/MW) 2025, basado en proyectos de generación y almacenamiento en construcción y estudio (Fuente CNE)

Tecnología	Costo de inversión (US\$/kW)		
	Bajo	Promedio	Alto
Almacenamiento BESS @2-3 hrs		689	
Almacenamiento BESS @4 hrs	702	814	944
Almacenamiento BESS @5-6 hrs	844	920	1.035
Solar		809	
Solar MGPE ¹	885	946	1.044
Solar + Almacenamiento @2-4 hrs/90%P _{nom}	1.168	1.371	1.578
Solar + Almacenamiento @5-8 hrs/90%P _{nom}	1.395	1.569	1.719
Eólica	1.259	1.483	1.735
Eólica MGPE		1.630	
Eólica + Almacenamiento @4-5 hrs/80%P _{nom}	1.518	1.727	1.972
Térmica Diésel		525	
Mini Hidro-Pasada		2.754	

6.3 PRIMA DE RIESGO

Al referirnos a la prima de riesgo consideramos el conglomerado de riesgos que puede percibir el generador. En el mercado eléctrico chileno, los riesgos sistémicos SEN son aquellos que afectan simultáneamente a múltiples agentes participantes como generadores, distribuidoras y consumidores, los cuales pueden comprometer la estabilidad del sistema o distorsionar los precios de equilibrio. A diferencia de los riesgos individuales propios de los proyectos, los riesgos sistémicos SEN no se pueden diversificar fácilmente y suelen estar asociados a características estructurales del Sistema Eléctrico Nacional.

6.3.1 La sobreoferta renovable y curtailment

En Chile desde hace unos años se ha experimentado una alta penetración de energía solar y eólica, especialmente en la norte del país, lo cual ha llevado a generación concentrada en las horas cercana al mediodía y produciendo una caída estructural de los precios spot en esas horas, lo cual ha reducido los ingresos de los generadores, la desalineación entre LCOE e ingresos reales y una mayor incertidumbre en ofertas de licitación. Esto también involucra la intermitencia de las tecnologías, debido a la fuente del recurso que puede verse afectada seriamente a las condiciones climáticas y que en gran parte es de carácter imprevisible.

6.3.2 La congestión y los desacoples nodales

El sistema de transmisión chileno presenta restricciones importantes para transportar la energía proveniente de las centrales solares

ubicadas en la zona norte hacia el centro sur, trayendo como consecuencia que la energía más barata (costo cero generalmente) no logre llegar a los grandes centros de consumos del país (región metropolitana) y produciendo precios de nudos y/o barras de valorización de la energía muy distintos en lo largo del sistema de transmisión, determinado mayores costos por el uso ineficiente de las líneas. Los efectos de esta problemática generan vertimiento de energías renovables desperdiciando energía más barata, diferencias entre precio spot y contratos de suministro y el consiguiente riesgo financiero para los generadores mal ubicados.

6.3.3 La volatilidad de los precios spot

El precio spot en Chile posee una alta dependencia de las tecnologías tradicionales, ya que depende de la hidrología, los precios de los combustibles, la disponibilidad de las centrales, lo cual presenta un problema de alta variabilidad interanual e intradiaria. Lo anterior, tiene como efecto la incertidumbre en los ingresos esperados, el riesgo en los contratos indexados al spot y el impacto en la valorización de los proyectos de inversión. La volatilidad del precio marginal considerando la disponibilidad y los precios fuertemente dependientes de los mercados internacionales como el Brent y alzas en el petróleo, junto con la exposición a compras en el mercado spot por las situaciones de indisponibilidad y variaciones de la demanda. Este efecto tiene efecto en la medida que exista un descalce entre la demanda real y la energía proveniente de los activos que por efecto de fallas, indisponibilidades y limitaciones de recursos de generación (combustibles, radiación, viento)

6.3.4 La demanda establecida en las licitaciones

Principalmente abordada en esta tesina, debido al impacto en la cobertura de los contratos derivados de los procesos de licitación, por lo cual se vuelve inevitable la existencia de este, debido a la naturaleza de los contratos de largo plazo con la demanda real que tiene variabilidad intra-anual y horaria y contratos rígidos, se materializa vía el mercado spot, lo cual es internalizado en los precios de la licitación, afectando tarifas finales, viéndose intensificado con la transición energética, es decir, la penetración de tecnología solar, eólica y almacenamiento y, la incertidumbre estructural del sistema eléctrico. El riesgo de volumen en licitaciones eléctricas debe entenderse como un fenómeno multidimensional que incluye no solo desviaciones en energía total, sino también cambios en el perfil horario de consumo, cuya interacción con la volatilidad del precio spot constituye una fuente significativa de primas de riesgo incorporadas en las ofertas de suministro eléctrico.

6.4 MODELO PROPUESTO

Definir un modelo que permita determinar el efecto de los diferentes riesgos, debe considerar la estadística histórica de la demanda real suministrada a los contratos, un precio base relacionado con el LCOE para reflejar la venta de energía, de acuerdo con la demanda adjudicada en las licitaciones y los costos sistémicos propios de la operación del Sistema Eléctrico, permitiendo estructurar el precio de oferta que determinan los generadores.

La estadística disponible de los costos asociados a la construcción de proyectos de generación actualmente es entregada por la CNE para unificar y dar mayor certeza de los costos esperados, sin embargo, el valor real que se alcanza con las interacciones y negociaciones entre contratantes y proveedores, pueden significar reducciones importantes.

A continuación, se presenta una fórmula representativa que introduce los componentes más relevantes para estimar el precio de oferta final, el cual pondera cada generador, de acuerdo con el nivel de conocimiento de las condiciones de las licitaciones, integrando los riesgos previamente descritos y relacionándolos para establecer el precio oferta.

$$P_{\text{oferta}} = P_{\text{base oferta}} + \pi_{\text{sistémico SEN}} \quad (5)$$

Donde:

$P_{\text{base oferta}}$: Incorpora costos de capital de las inversiones y retorno esperado de la venta de energía.

$\pi_{\text{sistémico SEN}}$: desacoples, vertimiento ERNC, pagos laterales y spot

6.4.1 Precio base puro

El valor de este componente está directamente relacionado con el volumen de energía adjudicada y que será la demanda en forma real, fijando el precio de oferta, por lo tanto, internaliza que la demanda real será igual a la demanda proyectada y definida en los contratos.

El precio base definido para el componente del precio de oferta, se relaciona con el LCOE, con el fin de establecer el valor base que representa la energía a vender por el generador, el cual incorpora los ingresos esperados y que se expresa en términos de US\$/MWh.

En términos generales, si la demanda proyectada fuera igual a la demanda real, el valor del precio de oferta reflejaría los costos de capital de las inversiones y el retorno esperado de los activos.

$$P_{\text{base}} \approx LCOE \quad (6)$$

6.4.2 Riesgo de demanda

El riesgo de demanda es el que recoge la incertidumbre de la diferencia entre la demanda real y la proyectada en las licitaciones, que, de acuerdo con la estadística presentada anteriormente de las licitaciones 2013 y 2015 a través de los años, presenta una diferencia evidente de los volúmenes reales de energía entregada por cada contrato establecido en las licitaciones. La evidencia de la estadística antes mencionada es un dato que, al no ser considerado por el generador, introducirá a la exposición del mercado spot a un porcentaje de los ingresos esperados. Lo cual es abordado por Elio Cuneo H. ante la CNE, con el fin de evidenciar esta condición que deriva en precios de ofertas aumentados por la integración del riesgo de demanda expuesto. [37]

De acuerdo con la estadística histórica de la demanda real de los volúmenes licitados, se establece como criterio base para los análisis en adelante, considerar el 70% de la energía efectivamente suministrada como demanda real respecto a la demanda adjudicada en los contratos, es decir, considerando los datos estadísticos obtenidos a partir de las licitaciones 2013 y 2015, que se presentó en el punto 5.7 con datos extraídos desde el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional.

De lo anterior, se desprende que la energía restante expondría los ingresos esperados al mercado spot, por lo tanto, si el generador no considera la situación indicada en el párrafo anterior, se expone que cerca de 1/3 de los ingresos esperados, se someterán a la volatilidad de los precios del mercado spot poniendo en riesgo los flujos esperados para los proyectos.

Al considerar que el generador posee el conocimiento de la estadística histórica, es decir, que la demanda real alcanzará el 70% de la demanda licitada, el generador incorporará una prima de riesgo de demanda para no exponer parte de sus ingresos esperados al mercado spot y de esa manera, alcanzar los flujos esperados, lo que se traduce en un precio de oferta final más alto.

La modelación del efecto de este riesgo se presenta como:

$$Riesgo_{\text{demanda}} = P_{\text{base}} * \left(\frac{1}{\theta} - 1 \right) \quad (7)$$

Donde el término θ corresponde a la razón entre la demanda real y la demanda adjudicada, cuyo valor base se ha establecido en 0,7 (70%), considerando la estadística histórica exhibida anteriormente.

6.4.3 Riesgo sistémico SEN

El riesgo sistémico SEN se relaciona por un lado con la diferencia de los precios de nudo en las barras del Sistema Eléctrico Nacional, lo cual es producido por las congestiones del sistema de transmisión, el efecto de curtailment por exceso de generación disponible, aspectos operacionales recogidos en los servicios complementarios, la ubicación de la demanda, entre otros, determinando desacoples de los costos de la energía.

El riesgo sistémico SEN está relacionado al desacople nodal, debido a que las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional suelen congestionarse por el exceso de oferta de generación desde el Norte o por condiciones operacionales relacionadas con la seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, por lo cual, también debe ser considerado, a pesar de que las últimas licitaciones han establecido que esos costos sean traspasados a los clientes regulados.

A lo anterior, se suman los pagos laterales y por prestación de servicios complementarios, los cuales son determinados por el Coordinador Eléctrico Nacional para mantener la estabilidad de la red como el pago a termoeléctricas para que operen a su mínimo técnico como respaldo operacional.

Particularmente, el riesgo sistémico SEN ha sido excluido para los generadores a partir de cláusulas en las licitaciones desde el 2017, dejando que estos costos sean traspasados a los clientes finales. Sin embargo, considerando el descalce propio de tiempo asociado al cálculo de los precios de nudo, los cuales determinan las tarifas de los clientes regulados, este riesgo ha sido considerado con un valor referencial.

6.5 APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

Con el fin de establecer la funcionalidad del modelo propuesto, se realizará a modo de ejemplo, considerar los datos que han resultado de la licitación 2025 adjudicada a ENEL Generación.

Tal como se ha mencionado anteriormente, el punto base para el valor de la razón demanda real y demanda adjudicada (θ) será 0.7, es decir, el 70% real.

Los datos reales obtenidos de la licitación 2025, la cual fue adjudicada con un precio promedio de 64,5 US\$/MWh y un volumen total de 3.360 MWh, constituyen los valores base de evaluación.

Por otro lado, considerando la información histórica de la demanda real suministrada en los contratos, se asumirá que ENEL Generación consideró el análisis o tenía una percepción similar del riesgo de demanda.

Lo anterior, permite presentar la consistencia del modelo propuesto para establecer el precio ofertado y que relaciona los flujos esperados por considerar la demanda real suministrada y el precio de oferta que incorpora el riesgo de demanda.

Las condiciones y datos de la adjudicación de la licitación 2025 se presentan en la tabla a continuación, en la cual se establece como riesgo sistémico SEN de 1 US\$/MWh por el descalce de los pagos o recuperación de estos costos, los cuales son realizados varios meses después, debido a la estructura de cálculo de los precios de nudo para las tarifas de clientes regulados.

Tabla 12: Datos licitación 2025 (Fuente CNE) (Elaboración propia)

AÑO	Precio Oferta US\$/MWh	Riesgo sistémico SEN US\$/MWh	Precio base US\$/MWh	Volumen Adjudicado GWh/año	Volumen Esperado GWh/año
2027	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2028	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2029	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2030	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2031	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2032	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2033	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2034	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2035	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2036	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2037	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2038	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2039	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2040	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352
2041	64.50	1.00	63.50	3,360	2,352

En los análisis que se presentarán en adelante, asumiremos que ENEL Generación realizó o consideró una revisión de la información histórica de la demanda real suministrada versus la demanda adjudicada, por lo cual conoce del descalce entre ambas demandas, por lo tanto, ENEL calcula un precio de oferta tal que permita cubrir sus inversiones.

Con el cálculo que determina el precio de oferta antes indicado, se establece que los ingresos esperados de cada año por la empresa, va a ser considerando que el 70% de la demanda va a generar los flujos que buscan para que rente el proyecto.

La tabla que se presenta a continuación muestra el análisis inicial con las condiciones indicadas en el párrafo previo, lo cual nos permite observar que la demanda real proyectada como el 70% de la demanda licitada, refleja los ingresos esperados en todos los años de duración del contrato, considerando el precio de oferta adjudicado.

Esta consideración inicial es básica para el análisis posterior, que muestra la variación del precio de oferta, de manera tal que los ingresos esperados en los años se mantienen constantes.

Tabla 13: Análisis con 70% de la demanda real proyectada (Elaboración propia)

Año	Demanda Licitada	Demanda Real proyectada	Ingresos esperados	Precio
	GW h/año	GW h/año	kUS\$	US\$/MWh
2027	3,360	2,352	149,350	63.5
2028	3,360	2,352	149,350	63.5
2029	3,360	2,352	149,350	63.5
2030	3,360	2,352	149,350	63.5
2031	3,360	2,352	149,350	63.5
2032	3,360	2,352	149,350	63.5
2033	3,360	2,352	149,350	63.5
2034	3,360	2,352	149,350	63.5
2035	3,360	2,352	149,350	63.5
2036	3,360	2,352	149,350	63.5
2037	3,360	2,352	149,350	63.5
2038	3,360	2,352	149,350	63.5
2039	3,360	2,352	149,350	63.5
2040	3,360	2,352	149,350	63.5
2041	3,360	2,352	149,350	63.5

La tabla que se presenta a continuación muestra el análisis y comportamiento esperado en base al modelo propuesto, del precio de oferta que habría considerado ENEL Generación al tener la certeza o información que la demanda real versus la proyectada presentara porcentajes mayores al 70%, que históricamente no han existido.

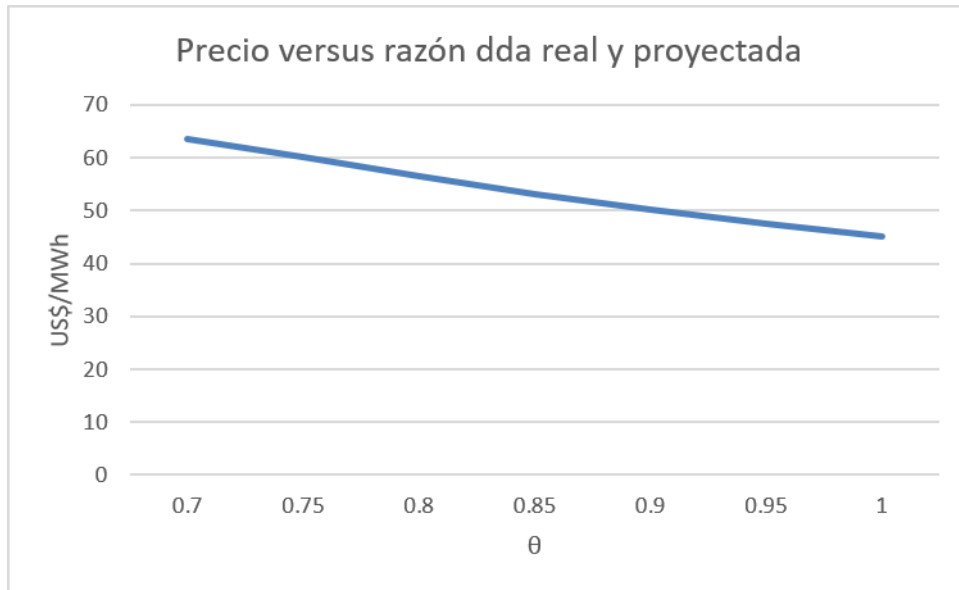
La trayectoria del precio de oferta es hacia un menor valor, el cual va siguiendo la dirección de la prima de riesgo, la cual disminuye a medida que la demanda real se acerca a la demanda licitada o bien, a medida que θ tiende a 1.

Por otro lado, se aprecia que los ingresos esperados se mantienen invariables a medida que, aumenta el porcentaje de demanda real que va a generar dichos ingresos, permitiendo una reducción del precio de oferta sin comprometer los flujos esperados.

Tabla 14: Tabla resumen de precios con variación de demanda real (Elaboración propia)

% de demanda licitada	Demanda Licitada	Demanda Real proyectada	Precio de oferta	Precio sin riesgo de demanda	Prima de riesgo	Ingresos esperados
	GWh/año	GWh/año	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	kUS\$
70%	3,360	2,352	63.5	44.4	19.0	149,350
75%	3,360	2,520	59.3	44.4	14.8	149,350
80%	3,360	2,688	55.6	44.4	11.1	149,350
85%	3,360	2,856	52.3	44.4	7.8	149,350
90%	3,360	3,024	49.4	44.4	4.9	149,350
95%	3,360	3,192	46.8	44.4	2.3	149,350
100%	3,360	3,360	44.4	44.4	0.0	149,350

A partir de los datos antes entregados es posible establecer una ecuación que relaciona el modelo propuesto con el comportamiento de los precios de oferta, considerando la relación con los ingresos esperados por el generador.



Gráfica 5: Comportamiento de precios de oferta (elaboración propia)

Finalmente, el modelo propuesto queda definido a través de la ecuación siguiente:

$$P_{oferta} = P_{base} + [P_{base} * (\frac{1}{\theta} - 1)] + C_{sist} \quad (8)$$

$$P_{oferta} = (\frac{P_{base}}{\theta}) + C_{sist} \quad (9)$$

donde:

P_{oferta} : precio de oferta del generador

P_{base} : precio al 100% de la demanda

θ : razón entre la demanda real y la demanda adjudicada

C_{sist} : costos sistémicos SEN

6.6 RECOMENDACIONES PARA OFERTAS EN FUTURAS LICITACIONES

El análisis antes expuesto se relaciona con la mirada y consideraciones que deben incluirse en procesos de licitaciones futuras. Por un lado, la demanda real de los contratos es determinante para establecer un precio de oferta, esta condición queda expuesta con la estadística histórica y, por lo tanto, los generadores deben integrarla en los análisis y consideraciones de riesgos al momento de definir el precio de oferta.

La demanda real suministrada por los contratos está directamente relacionada con el riesgo de demanda establecido por una menor demanda real de los volúmenes adjudicados en las licitaciones y, debe ser considerado por el oferente, visto de otra manera, el generador debería ajustar un precio que permita respaldar los flujos esperados e ingresos proyectados, considerando que la venta de energía ocurrirá efectivamente, pero que no será igual a la demanda adjudicada en la licitación.

De acuerdo con lo observado en la estadística histórica presentada de los contratos de las licitaciones de 2013 y 2015, el promedio de la entrega de energía suministrada para la demanda real de los contratos sólo alcanza a un 69,1 % para la licitación del 2013 con 6 años de estadísticas y un 53,6% para la licitación del 2025 con 5 años de estadísticas. Esta diferencia que compromete los ingresos esperados del oferente es internalizada con una prima de riesgo de demanda, quedando integrado al precio de oferta.

Si bien la CNE ha buscado mecanismos para reducir la diferencia antes expuesta, lo cual podría hacer variar a niveles superiores al 70%, la exposición a este riesgo continúa existiendo, por lo que un generador deberá considerar internalizar la incertidumbre asociada, con el fin de evitar las consecuencias financieras derivadas de no obtener los ingresos esperados, siendo probable que exista por parte de algunos generadores considerar en los próximos años una demanda real cercana al 80% de la demanda licitada.

La iniciativa de reducir el riesgo de demanda apunta a que los precios de oferta sean menores cada vez, por lo tanto, se recomienda internalizar acciones que logren incentivar que la demanda real sea igual a la demanda adjudicada.

Por otro lado, los costos sistémicos SEN en las últimas licitaciones, han sido establecidos en las bases de licitación como un costo que se transfiere a los clientes regulados a través cargos adicionales a las tarifas, quedando de esta manera fuera de los costos a considerar por el generador, sin embargo, se deberá considerar el descalce de tiempo entre el pago de dichos costos a otros generadores y la recepción de los pagos de los clientes regulados.

6.7 EVALUACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

En base al modelo definido en la ecuación (9) es posible a través de una evaluación simple y utilizando los datos históricos presentados anteriormente, evaluar el resultado de algunas licitaciones pasadas usando la metodología propuesta, con el fin de comparar los precios de oferta adjudicados y los esperados si los generadores hubieran aplicado el riesgo de demanda en los precios de oferta.

Es necesario considerar que el modelo propuesto muestra consideraciones para licitaciones futuras, ya que no necesariamente ha sido de conocimiento de los generadores, la existencia de este riesgo de demanda, es decir, las condiciones propias que puedan haberse considerado por las empresas al momento de determinarlo, no necesariamente han sido estimadas con el mismo nivel de relevancia y podría existir efecto diferenciado en términos de riesgos.

Una de las principales características del modelo propuesto, apunta a dar visibilidad y entregar una aproximación importante del efecto de suministro de energía real de los contratos adjudicados inferior de los volúmenes licitados y adjudicados en las licitaciones.

Tal como se ha mencionado anteriormente, se establece como criterio base para el análisis que la demanda real alcanza al 70% de la demanda adjudicada en adelante, con el fin de simplificar y comparar las mismas consideraciones expuestas anteriormente para el caso de ENEL Generación.

6.7.1 Evaluación de la licitación 2013

Los precios ofertados en el proceso muestran una variabilidad que oscila entre 79.88 y 119.9 US\$/MWh, llegando como precio nominal adjudicado a 128,9 US\$/MWh de acuerdo con la estadística de la CNE. [34]

En la tabla siguiente es posible observar los precios de oferta adjudicados en la licitación y los precios de oferta que hubieran resultado de haberse considerado la aplicación de la metodología con el uso del modelo propuesto, es decir, considerando la demanda real suministrada como el 70% de la demanda adjudicada, para lo cual se consideraron algunas tecnologías de base usadas por los oferentes. Si bien existen similitudes en los valores entre el precio ofertado y el precio de oferta usando el modelo propuesto, el riesgo de demanda no era percibido y fueron considerados otros riesgos como los asociados a los altos precios del mercado spot.

Tabla 15: Precios de oferta licitado versus modelo propuesto (Elaboración propia)

Tecnología	Precio ofertado licitación	Precio de oferta al 70%	Precio sin riesgo de demanda	Prima de riesgo	Csistémico SEN
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
FV	119.9	143.9	100.0	42.9	1.0
HP	111.1	115.3	80.0	34.3	1.0
Eólica	102.6	122.4	85.0	36.4	1.0

6.7.2 Evaluación de la licitación 2015

Los precios ofertados exhiben una variabilidad que oscila entre 29,1 a 97,0 US\$/MWh, llegando como precio nominal adjudicado a 79,36 US\$/MWh de acuerdo con la estadística de la CNE. [34]

La ponderación de los riesgos es lo único que puede explicar la gran cantidad de precios de ofertas observados. Tal como indica el profesor y consultor Elio Cuneo [31], puede haber distintos temas que están influyendo: desde el nivel hidrológico a enfrentar; el proyecto de ley que fuerza la salida de las unidades carboneras el 2025, hasta desacoples originados por limitaciones en los sistemas de transmisión, entre otros.

Además, Elio Cuneo pone de manifiesto las características que tendría esta licitación, es decir, debería esperar que los precios de las ofertas se concentren en torno a una referencia, el valor de mercado, en donde las diferencias hacia arriba o hacia abajo provienen de eficiencia en la tecnología o bien producto de la percepción de los riesgos que cada actor visualice, lo que es evidenciado en el gran número de precios de ofertas.

En la tabla siguiente es posible observar los precios de ofertas adjudicados en la licitación y los precios de ofertas que hubieran resultado de haberse considerado la aplicación de la metodología con el uso del modelo propuesto, es decir, considerando la demanda real suministrada como el 70% de la demanda adjudicada, para lo cual se consideraron algunas tecnologías de base usadas por los oferentes. En esta licitación, el modelo reproduce los precios de oferta adjudicados con una alta similitud, por lo cual, cabe la posibilidad que los oferentes tuvieran alguna noción del riesgo de demanda, lo cual habría sido incluido en el precio de oferta final.

Tabla 16: Precios de oferta licitado versus modelo propuesto (Elaboración propia)

Tecnología	Precio ofertado licitación	Precio de oferta al 70%	Precio sin riesgo de demanda	Prima de riesgo	Csistémico SEN
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
FV	67.4	66.7	46.0	19.7	1.0
Eólica	78.5	76.7	53.0	22.7	1.0

6.8 AJUSTES REGULATORIOS PROPUESTOS PARA LICITACIONES

En base a los resultados y análisis aplicando la metodología con el modelo propuesto y determinado en la ecuación (9), se visualiza el efecto de la eliminación o reducción del riesgo de demanda que visualizan los oferentes de las licitaciones de suministro a empresas distribuidoras, cuando se estructuran los precios de oferta.

Con el fin de eliminar o neutralizar el riesgo de demanda para las empresas oferentes y permitir que los precios de ofertas bajen directamente hacia el valor representativo del precio base, existen las opciones de reducir este riesgo completamente de las consideraciones que integran los generadores y, parcialmente de manera que se comparta el riesgo con las distribuidoras.

Los cambios que puedan proponerse deben estar incluidos en las bases de las licitaciones públicas de la Comisión Nacional de Energía (CNE), logrando incorporar reglas, limitaciones y condiciones de diseño contractual específicas sin crear condiciones de mercado que lleven al aumento de los precios de oferta como consecuencia de la reducción del riesgo.

Las herramientas regulatorias y contractuales que se proponen para lograr este objetivo se estructuran bajo condiciones de mercado complementarias, las cuales se sustentan en ajustes que alinean ciertas condiciones.

Al no tener que internalizar el riesgo de demanda por la existencia de la demanda real inferior al volumen adjudicado, se eliminaría la problemática de asegurar los flujos esperados de los proyectos de generación, por lo cual los inversionistas podrían reducir las tasas de descuento exigidas y de esa manera, ayudaría a presionar aún más a la baja, a los precios de oferta.

6.8.1 Modelo de contratación por bloques

Considerando que la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) obliga a que las distribuidoras aseguren el abastecimiento de la totalidad de la demanda regulada proyectada mediante contratos obtenidos en licitaciones públicas, esta propuesta modifica el diseño tradicional de las licitaciones, el cual licita el 100% de la demanda proyectada a plazo fijo en un único proceso, el cambio proviene de mantener la obligación antes descrita por la ley, puesto que se permiten distintos productos contractuales. Por lo cual, se establece un volumen base haciendo una estructuración del porcentaje efectivo de la demanda licitada en la que el volumen corresponde a lo estadísticamente visto entre la demanda real y la proyectada, cuyo valor se aproxima el 70% de la demanda proyectada.

Lo anterior, restringe a una cuota menor a subastar en contratos de largo plazo (PPAs a 20 años) a través de un volumen base de contratación que representa el bloque estructural de la demanda calculado mediante una metodología estadística basada en el comportamiento histórico de la demanda y contratado a largo plazo, lo cual permite establecer un volumen efectivamente esperable, que determinará a su vez a los ingresos esperados por el generador, eliminando de esta manera a los efectos del riesgo de demanda.

A lo anterior, se integra un bloque de ajuste de demanda administrado mediante reglas objetivas de seguimiento y activación, por lo tanto, considerando un seguimiento anual del comportamiento de la demanda, lo cual introduce una banda de descalce o ajuste controlado cercano a 5% o 10% de la demanda proyectada, permitiendo una holgura que queda fuera de contrato de forma explícita y programada, lo cual queda exento de riesgo al permitir que el generador lo venda al precio de mercado spot, asegurando el abastecimiento de la demanda, quedando traspasado como riesgo a las distribuidoras; o bien, se podrían crear mecanismos como contratos por diferencia para evitar eventuales shocks de aumentos para los clientes finales.

Con el fin de eliminar la exposición de este volumen a los precios del mercado spot en el tiempo, se debe establecerse que la CNE tiene la potestad de reasignarlos en un posterior proceso de licitación. Por lo tanto, se hace relevante mantener el monitoreo de la demanda real, tal que detecte la brecha entre esta última y la demanda adjudicada en los contratos, con el fin de activar la siguiente etapa del mecanismo.

Si se supera bloque de ajuste de demanda anteriormente explicado, se activa un nuevo mecanismo de licitación de corto o mediano plazo para considerar el volumen restante como un bloque flexible de expansión de la proyección, permitiendo ajustar y asegurar el abastecimiento del volumen restante de la proyección inicial.

La propuesta definida en los párrafos previos, queda ampliamente desarrollada con los análisis del modelo propuesto, el cual debe ser ajustado de tal manera que el volumen licitado a largo plazo, corresponda al que permita obtener los ingresos esperados por el generador, de acuerdo con la estadística presentada en este trabajo, se aproxima al 70% de la demanda estimada, permitiendo alcanzar una reducción en los precios de ofertas, puesto que el generador no percibirá riesgos en los flujos esperados.

Una de las condiciones necesarias para introducir esta propuesta, radica en la modificación o ajustes del reglamento establecidos por el Decreto

N°106 de 8 octubre de 2015 (modificado por Decreto N°67, de 17 de agosto de 2017), las bases y la metodología de las licitaciones actualmente vigentes, considerando la práctica regulatoria actual y la interpretación administrativa que históricamente ha seguido la CNE, manteniendo la obligación de abastecer la demanda y respetando la seguridad de suministro.

Si bien la LGSE en el artículo 131 bis de la LGSE (incorporado por la Ley N.º 20.805) establece que corresponde a la CNE determinar anualmente las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, sobre la base de la información proporcionada por los concesionarios del servicio público de distribución, no se establece que deba adjudicarse exactamente el 100% de la demanda proyectada, ni que deba contratarse en una única licitación, ni que los contratos deberán tener la misma duración, quedando relacionadas al diseño regulatorio de las licitaciones.

Por otro lado, el reglamento vigente [\[35\]](#) determina que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios y para dichos efectos deberán contar con contratos de suministro obtenidos mediante procesos de licitación públicos, abiertos, transparentes y no discriminatorios, siendo la CNE la que convoque a licitaciones en caso de ser necesarias.

El proceso de licitación que pueda aplicar el mecanismo propuesto debe comunicar acertadamente a través de la difusión con las empresas oferentes o generadores por canales como webinar, charlas informativas, talleres de trabajo, entre otros para explicar la nueva metodología y cómo busca establecer que el riesgo de demanda se elimine, por lo cual, los volúmenes adjudicados representarán a los ingresos esperados, con el fin de evitar que el generador considere aplicar una prima de riesgo de demanda.

La tabla presentada a continuación muestra que al considerar un volumen licitado que tendrá una diferencia o incertidumbre de riesgo de demanda que se reduce, es decir, la demanda real sea igual a la demanda licitada permitirá incentivar a los generadores a una reducción del precio de oferta, puesto que el generador estimará que los ingresos esperados existirán sin riesgos, eliminando de esta forma, la prima de riesgo por demanda.

Tabla 17: Precio de oferta con 100% calce entre demanda real y proyectada (elaboración propia)

% de demanda licitada	Precio de oferta	Reducción del precio	Precio sin riesgo de demanda	Prima de riesgo	Csistémico SEN
	US\$/MWh	%	US\$/MWh	US\$/MWh	kUS\$
70%	79.6	0.0%	55.0	23.6	1.0
75%	74.3	6.6%	55.0	18.3	1.0
80%	69.8	12.3%	55.0	13.8	1.0
85%	65.7	17.4%	55.0	9.7	1.0
90%	62.1	21.9%	55.0	6.1	1.0
95%	58.9	26.0%	55.0	2.9	1.0
100%	56.0	29.6%	55.0	0.0	1.0

La importancia del análisis presentado, respecto al esquema vigente de licitaciones es que el contrato de largo plazo se ajusta mejor a la demanda efectivamente entregada, lo cual se traduce en un menor precio de oferta por los 15 a 20 años de duración y que el crecimiento incierto se pueda contratar posteriormente con información más actualizada.

La adaptación a la demanda real y, por lo tanto, la estimación de la demanda futura de esta propuesta permite integrar los efectos de la generación distribuida, la eficiencia energética, la electrificación más lenta y eventuales cambios económicos, junto con ello introduce una mayor competencia con más bloques de volúmenes a licitar y la participación de tecnologías más competitivas que pudieran aparecer.

Tal como el profesor Elio Cuneo plantea en entrevista [38] y que fue introducido como alcance en el examen de tesis, en caso de no alcanzarse el umbral de 70%, el cual considera un valor referencial estadístico, tenemos un problema para el generador que no es solamente que venda menos energía, también afecta los ingresos acumulados que pueden quedar por debajo de los necesarios para recuperar: la inversión inicial, los costos financieros, los costos fijos, los costos de operación asociados, la rentabilidad exigida y, en definitiva, el valor financiero comprometido al momento de ofertar.

Por lo anterior se propone que, si durante la vigencia original del PPA la energía efectivamente facturada no alcanza un umbral mínimo de cobertura, el contrato podrá extenderse por un período adicional limitado, permitiendo al suministrador recuperar el valor financiero comprometido mediante la facturación de la energía efectivamente suministrada.

La propuesta no es completamente ajena al diseño chileno, tal como se estableció en las bases definitivas de la licitación publicada por la CNE

para el proceso que dio origen a la Licitación 2021/01 en la que se contempló opcionalmente una extensión de hasta tres años cuando no se hubiese facturado toda la energía comprometida.

El valor financiero por recuperar no debería ser determinado discrecionalmente por el generador ni por la distribuidora, ya que se corre el riesgo de asignar asimétricamente los costos. Para que el mecanismo sea creíble y compatible con una licitación regulada, debería existir una metodología ex ante, objetiva y auditable, definida en las Bases de licitación establecidas y en el PPA con supervisión y definición por parte de la CNE.

Con el fin de determinar el valor financiero, debe establecerse una tasa de descuento regulatoria o con una metodología definida por la CNE, lo cual habría que estudiarlo jurídica y económicamente antes de incorporarlo como propuesta definitiva en las bases de licitación.

Finalmente, el riesgo puede ser asignado al agente que mejor puede administrarlo, ya que actualmente el generador asume todo el riesgo relacionado con la demanda, sin embargo, no controla el PIB, la electrificación y el comportamiento de los clientes.

6.8.2 Contratos de duración flexible e ingresos estabilizados

La inclusión de un mecanismo inspirado en modelos de concesiones de infraestructura desarrollados por Eduardo Engel, Ronald Fischer y Alexander Galetovic [\[36\]](#), particularmente aquellos relacionados con contratos de duración flexible e ingresos estabilizados, ampliamente utilizados en concesiones de autopistas y obras públicas bajo incertidumbre de demanda.

Los modelos tradicionales de concesión operan bajo contratos de duración fija, sin embargo, cuando la demanda efectiva o real difiere significativamente de la proyectada, el inversionista enfrenta un riesgo elevado de recuperación de ingresos, generando ineficiencias y sobrecostos. Engel, Fischer y Galetovic plantean que este problema puede mitigarse mediante mecanismos donde no se fija estrictamente el plazo contractual, sino un nivel objetivo de ingresos a recuperar durante la vida del proyecto: Menor Valor Presente de los Ingresos, Least Present Value of Revenue.

En este esquema, el concesionario obtiene el derecho a operar hasta alcanzar un determinado valor presente de ingresos previamente definido. Si la demanda es menor a la esperada, el contrato se extiende automáticamente; si la demanda es mayor, el contrato finaliza antes.

La propuesta consiste en adaptar conceptos de contratos flexibles tipo LPVR al mercado eléctrico chileno mediante un esquema de suministro regulado con ingresos estabilizados y cobertura dinámica de demanda.

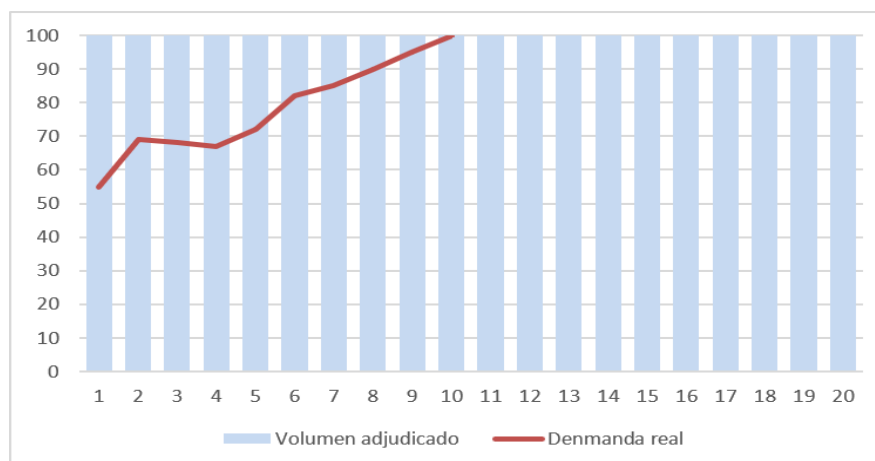
Bajo este esquema, si la demanda real es menor como se ha observado históricamente, no gatilla descalces financieros en el mercado de corto plazo, por lo tanto, la prima de riesgo de demanda se reduce o elimina, lo cual determina que la distribuidora continúa remunerando exclusivamente la energía efectivamente retirada al precio contractual vigente, mientras que el volumen comprometido que no pudo materializarse debido a una demanda inferior a la proyectada mantiene un saldo de suministro pendiente de materialización, cuyo derecho económico se conserva mediante la extensión del período contractual.

Claramente, la extensión del tiempo de recuperación impacta las condiciones de los inversionistas y fricciona las cláusulas de los préstamos, sumado al rendimiento y vida útil esperados en el tiempo de algunas tecnologías como solar o almacenamiento BESS para mantener las condiciones de entrega de energía asociada a los ingresos del proyecto. Lo anterior, puede encontrar solución en algunos mecanismos financieros como: Tasa de Descuento Variable Indexada al Plazo, Estructura de Servicio de la Deuda Flexible (Flexible Debt Term) y Ventana de Liquidación Final con Opción de Traspaso de Activos (Mecanismo Put Option) que permiten absorber estas problemáticas.

En la evaluación de esta propuesta, se ha establecido que la demanda real en algún año alcanza el 100% de la demanda adjudicada, puesto que, si ese escenario nunca se diera durante la vigencia del contrato, no podría establecerse la extensión de años para recuperar los ingresos esperados por el oferente.

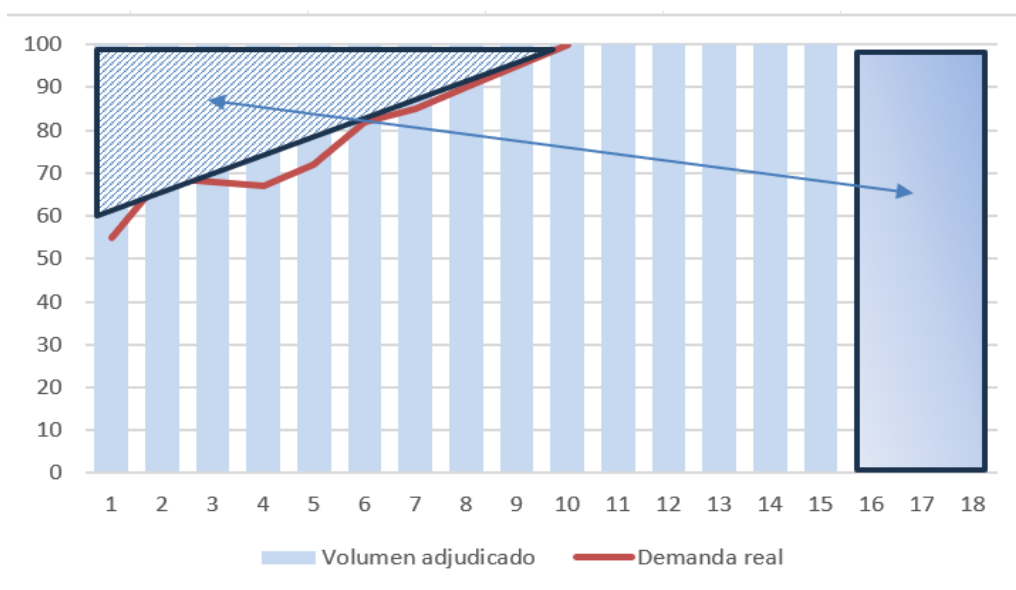
Considerando una tendencia de aumento de demanda hasta alcanzar el 100% de la energía proyectada, de acuerdo con la estadística histórica obtenida de las coberturas observadas en las licitaciones 2013 y 2015, se proyectó linealmente que, en el año 10 de vigencia del contrato, se alcanzaría esta condición esperada.

En la siguiente gráfica se muestra la tendencia lineal de la demanda junto con el bloque de energía adjudicada para ejemplificar la propuesta.



Gráfica 6: Demanda real vs volumen adjudicado (elaboración propia)

Si consideramos para este análisis que el contrato tiene una duración de 15 años, la propuesta establece extender la vigencia hasta alcanzar los ingresos esperados, es decir, que, mirando la gráfica siguiente, el análisis considera que el área del rectángulo a partir del año 15 debe ser igual al área del triángulo asociado a los menores ingresos esperados, los cuales deben ser establecidos en términos de valor presente asociado a ingresos esperados.



Gráfica 7: Base de recuperación de valor presente (elaboración propia)

Si consideramos para este análisis que el contrato tiene una duración de 15 años, el precio base establecido para venta de energía basado en una planta eólica será 48 US\$/MWh. Por otro lado, simplificando las

proyecciones futuras en cuanto a indexaciones CPI u otro componente financiero y que, a partir del año 10 la demanda real suministrada llegará a ser 100% de la demanda licitada, se logra establecer a través del ejercicio basado en flujo de caja simple (anexos), que la extensión del contrato debería llegar aproximadamente a 3 años de vigencia.

Lo anterior, se puede expresar en términos de la disminución de los ingresos esperados durante la vigencia de los 15 años del contrato, lo cual determina una reducción de 13,8% del valor presente esperado.

Claramente, la extensión de los contratos y la recuperación del valor presente conlleva a condiciones de presión a las expectativas de los inversionistas y las condiciones esperadas por los bancos que financian los proyectos, considerando la necesidad de retorno de la inversión en el menor tiempo posible, sin embargo, puede establecerse como un mecanismo que entregue certezas y elimine el riesgo de demanda al considerar la recuperación del valor presente esperado.

La mayor complejidad de esta propuesta, con el fin de esperar una respuesta positiva de los generadores y considerar la extensión de los contratos como opción para reducir los precios de ofertas, radica en asegurar o despejar la incertidumbre del año en que la demanda real llega a ser el 100% de los volúmenes proyectados.

Sin embargo, para establecer un grado de certeza que podría poner en riesgo la aceptación del financiamiento de los bancos, sería establecer que la extensión contractual no podrá exceder cinco años adicionales, por lo tanto, el contrato incorporaría un mecanismo de recuperación del Valor Presente, mediante el cual los flujos contractuales no percibidos como consecuencia exclusiva de una demanda inferior a la proyectada mantienen su equivalencia económica a través de una actualización financiera regulatoriamente definida durante un período máximo de extensión de cinco años.

Lo anterior, debe establecerse con una tasa regulatoria para determinar el cálculo del valor presente que podría garantizar el regulador, la cual difiere de la tasa particular que utilice cada empresa y cuya implementación puede asociarse a determinar un WACC regulatorio, usar una tasa social o bien, la tasa usada por la CNE para valorizaciones.

La implementación de un mecanismo de duración contractual flexible y recuperación diferida de ingresos requeriría incorporar una habilitación expresa en la Ley General de Servicios Eléctricos que permita utilizar contratos con extensión condicionada por desviaciones de demanda, trasladar volúmenes no retirados al futuro y mantener un derecho

económico sobre la energía no retirada. No obstante, la mayor parte de los aspectos operativos incluyendo la metodología de cálculo, el procedimiento de activación, la tasa de actualización financiera y las reglas de liquidación podrían desarrollarse mediante modificaciones al Reglamento de Licitaciones y a las Bases de Licitación elaboradas por la Comisión Nacional de Energía.

Se incluye la pregunta planteada por el profesor Marco Mancilla, la cual aborda la posición o condición que enfrentarían las empresas que no adoptaran este mecanismo tanto a contratos vigentes como futuros, considerando que fuese materializado por ley.

La aplicación introduce un elemento de asimetría competitiva que conviene separar en tres planos: riesgo y costo individual, competencia en licitaciones y equidad regulatoria.

A. Plano individual de riesgo y costo de capital

- a. Empresas que adoptan la extensión y transfieren parte del riesgo de volumen hacia el futuro, es decir, recuperan vía extensión del contrato la energía contratada no facturada, lo cual reduce la volatilidad de sus flujos de caja. Esto debería traducirse en una menor prima de riesgo exigida por financistas y, potencialmente, una mejor clasificación crediticia o costo de deuda más bajo.
- b. Empresas que no adoptan y siguen expuestas al riesgo íntegro con la demanda real menor a la contratada. En años de sobrecontratación, absorben esa energía no facturada como pérdida o la venden al mercado spot, típicamente a precios inferiores al contractual, lo cual afecta directamente al margen esperado y el flujo de caja.

Esto genera una divergencia progresiva, ya que los adoptantes financian su próxima cartera de contratos más barato, lo que en teoría les permite ofertar precios PPA más bajos en la siguiente licitación, mientras que los no adoptantes arrastran una prima de riesgo relativamente más alta.

B. Plano competitivo en las licitaciones de suministro

Las empresas que adoptaran el mecanismo tienen una ventaja estructural para ganar más licitaciones futuras, desplazando a las que no lo adoptan. Con el tiempo esto podría producir una concentración del suministro regulado en las empresas que usan el mecanismo, una presión sobre las no adoptantes para sumarse aunque sea tardíamente, generando un efecto de adopción casi obligatoria de facto, incluso si el diseño regulatorio es "voluntario", un posible desplazamiento de

generadoras más pequeñas o con menor capacidad de negociación y estructuración financiera, si el mecanismo requiere una sofisticación contractual que no todas tienen o están en condiciones de adquirir, se vuelve relevante si se mira el ángulo de concentración de mercado.

C. Plano de equidad regulatoria

- a. Si la extensión solo se aplicara a los contratos nuevos, las empresas con contratos vigentes de larga duración quedan en desventaja competitiva por años, sin acceso al mecanismo, mientras compiten en el mercado spot y en las licitaciones futuras contra rivales que ya se benefician de menor riesgo.
- b. Si la extensión requiere renegociación bilateral de los contratos vigentes, las empresas con menor poder de negociación frente a la distribuidora como generadoras pequeñas, sin relación comercial previa fuerte, probablemente queden excluidas, mientras que las de mayor tamaño o con contratos más recientes logren renegociar.

D. Efecto de segundo orden sobre las no adoptantes

Hay una perspectiva muy interesante cuando se observa el efecto general, aunque una empresa no adoptara el mecanismo, también queda expuesta al efecto sistémico de que el precio de referencia del mercado: Precio de Nudo y el precio promedio de licitaciones baje por la entrada de ofertas más competitivas de las adoptantes al mecanismo, es decir, las no adoptantes quedan "en medio por ambos lados"; deben competir contra un benchmark de precio más bajo, pero sin haber reducido su propia prima de riesgo, lo que comprime aún más su margen relativo esperado.

7. CONCLUSIONES

Es posible identificar que el diseño actual de las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados en Chile presenta el desafío de converger a una disminución de los precios de ofertas, los cuales se ven afectados cuando se integran primas de riesgo que el oferente introduce en el valor, puesto que el generador busca asegurar los ingresos esperados de los proyectos con la venta de energía, con el fin de entregar condiciones favorables a inversionistas y bancos para obtener el financiamiento.

A lo largo de esta tesina, se ha podido establecer la existencia del riesgo de volumen que es considerado por los generadores cuando se establecen los volúmenes de demanda establecidos en las licitaciones de suministro.

Realizando una revisión de la estadística de la energía real suministrada por contratos y la demanda adjudicada en las licitaciones 2013 y 2015, podemos evidenciar las diferencias entre las proyecciones de la demanda utilizadas en procesos de licitación y la demanda real de los consumos, dejando en evidencia que esa brecha determina una incertidumbre que constituye un factor relevante en la estructuración de los precios de ofertas presentadas por los generadores.

Puesto que los oferentes deben internalizar el riesgo de demanda, derivado de las proyecciones realizadas con anticipación de 5 años, lo cual queda de manifiesto con los datos de la licitación 2013 que llega al 69.1% la demanda real respecto a la demanda adjudicada y para el año 2015, que alcanza el 53,6%. Lo anterior, constituye un dato que actualmente conoce el generador y, por lo tanto, lo incorpora con primas de riesgo en los precios ofertados.

Al considerar que el generador posee el conocimiento de la estadística histórica mencionada, es decir, que la demanda real alcanzará el valor cercano al 70% de la demanda licitada, se incorporará una prima de riesgo de demanda para no exponer parte de los ingresos esperados al mercado spot y de esa manera, alcanzar los flujos esperados, lo que se traduce en un precio de oferta final más alto.

Lo anterior, nos muestra que, si se ajusta el volumen de la energía licitada hacia valores cercanos a la demanda real o si se aseguran los ingresos esperados por parte de los generadores, se podría avanzar en la dirección correcta como alternativas efectivas hacia la reducción de los precios de oferta en las licitaciones de suministro, reduciendo o eliminando el riesgo de demanda con un ajuste de la demanda proyectada y la demanda real, presionando a la disminución de las tarifas finales para los clientes regulados.

La definición del modelo propuesto para evidenciar el efecto del riesgo de demanda y, establecer la relación de la demanda real suministrada respecto a la demanda

adjudicada con el precio de oferta, asocia un sobredimensionamiento que constituye un riesgo para los ingresos esperados por el generador.

Este término captura el costo asociado a la necesidad de alcanzar los ingresos esperados por el generador, los cuales pueden estar asociados a proyectos de generación. Los resultados muestran que, bajo esquemas de cobertura incompleta, este componente de riesgo de demanda puede representar una fracción significativa del precio final que establece el generador.

Considerando el modelo propuesto, se puede evaluar el impacto que tiene en el precio de oferta la disminución del porcentaje de la demanda real respecto a la demanda proyectada o adjudicada. A partir del 70% establecido como criterio base, considerando la estadística de los contratos de suministro de las licitaciones 2013 y 2015, se alcanza una reducción del precio de oferta cercana al 30% independientemente de la tecnología de base considerada.

La conclusión particularmente relevante que nos entrega el modelo propuesto determina que esta reducción no requiere la introducción de cambios tecnológicos importantes o la entrada de nuevas tecnologías, sino únicamente un ajuste en el diseño contractual del proceso de licitación. En otras palabras, el mismo activo de generación como una planta solar fotovoltaica puede ofertar a un menor precio, si se reduce la incertidumbre que enfrenta el oferente respecto del volumen de energía a suministrar, es decir, la prima de riesgo que incorpora.

El desafío que se presenta por delante es buscar acciones que permitan incorporar reglas o incentivos en las bases de las licitaciones futuras, con el fin de eliminar o reducir el riesgo de demanda para el generador, considerando que se ha establecido el traspaso de los riesgos sistémicos SEN a los clientes regulados.

La introducción de propuestas que introduzcan cláusulas o mecanismos especiales aparecen como movilizadores. La primera propuesta establece un volumen base haciendo una estructuración del porcentaje efectivo de la demanda licitada, correspondiente a lo estadísticamente visto entre la demanda real y la proyectada, cuyo valor se aproxima el 70% de la demanda proyectada, quedando definido a subastar en contratos de largo plazo (PPAs a 20 años), lo cual permite establecer un volumen efectivamente esperable, que determinará a su vez a los ingresos esperados por el generador, eliminando de esta manera a los efectos del riesgo de demanda.

Adicionalmente, se asocia un bloque de ajuste de demanda administrado mediante reglas objetivas de seguimiento y activación, por lo tanto, considerando un seguimiento anual del comportamiento de la demanda, lo cual introduce una banda de descalce o ajuste controlado cercano a 5% o 10% de la demanda proyectada, permitiendo una holgura, lo cual queda exento de riesgo al permitir que el generador

lo venda al precio de mercado spot a las distribuidoras, asegurando el abastecimiento de la demanda.

Si se supera bloque de ajuste de demanda anteriormente explicado, se activa un nuevo mecanismo de licitación de corto o mediano plazo para considerar el volumen restante como un bloque flexible de expansión de la proyección, permitiendo ajustar y asegurar el abastecimiento del volumen restante de la proyección inicial, para restablecer el equilibrio del sistema de los volúmenes proyectados originalmente. La inclusión de esta propuesta puede determinar una reducción de hasta el 30% de los precios de ofertas.

Por otro lado, se propone la inclusión de un mecanismo inspirado en modelos de concesiones de infraestructura desarrollados por Eduardo Engel, Ronald Fischer y Alexander Galetovic, relacionados con contratos de duración flexible e ingresos estabilizados, ampliamente utilizados en concesiones de autopistas y obras públicas bajo incertidumbre de demanda con contratos flexibles tipo LPVR mediante un esquema de suministro regulado con ingresos estabilizados y cobertura dinámica de demanda.

Si la demanda real es menor que la demanda proyectada, tal como se ha observado históricamente, no aparecen descalces financieros en el mercado de corto plazo, por lo cual se reduce o elimina el riesgo de demanda manteniendo las condiciones contractuales y la duración del contrato se extiende cronológicamente hacia el futuro hasta completar los ingresos esperados por el generador. Debiendo considerarse la extensión del tiempo de recuperación para las condiciones de los inversionistas y las cláusulas de los préstamos, sumado al rendimiento y vida útil esperados en el tiempo del activo, lo cual podría mitigarse introduciendo mecanismos financieros. A partir de una evaluación simple, se puede establecer que, para un contrato de 15 años de duración, se requeriría una extensión de 3 años de los contratos de suministro, con el fin de recuperar el valor presente esperado. Este mecanismo permite reducir el riesgo de demanda al asegurar los ingresos esperados y permitir mantener el valor presente de los proyectos.

Finalmente, a lo largo de lo expuesto en este trabajo de tesina podemos evidenciar que existe un potencial significativo para la reducción de las tarifas mediante posibles ajustes en el diseño de las licitaciones, particularmente a través de la alineación entre energía contratada y demanda real. La evidencia sugiere que una parte importante del precio de oferta de los oferentes, corresponde a costos evitables derivados de la incertidumbre de volumen por el riesgo de demanda, lo cual se deriva de los volúmenes rígidos establecidos en las licitaciones, lo cual se refuerza con el plazo de 15 a 20 años de duración de los contratos, por lo que la reducción o eliminación de este riesgo representa una oportunidad concreta para reducir las tarifas de clientes regulados y beneficiar directamente a los consumidores finales.

8. REFERENCIAS

- [1] ODECU. (2024). *Estudio de los contratos eléctricos previos a 2015 y su evolución. Informe diciembre 2024*. Santiago, Chile.
- [2] Comisión Nacional de Energía (CNE). (2017). *Libro: licitaciones de suministro eléctrico*. Santiago, Chile.
- [3] Biblioteca del congreso nacional (BCN). (2024). *Licitaciones para la adjudicación de contratos de suministro eléctrico en Chile. Asesoría Técnica parlamentaria, agosto 2024*. Santiago, Chile.
- [4] DLA Piper. (2025). *Chile: Licitación para el suministro de clientes regulados. Insight Legal, 22 abril 2025*.
- [5] Ministerio de Energía. (2023). *Informe mesa técnica sobre tarifas y contratos de suministro*. Santiago, Chile.
- [6] Atlas Renewable Energy. (2024). *PPAs en América Latina: tendencias y estructuras contractuales. Informe de Mercado, 2024*.
- [7] Mocarquer, S., Moreno, R., & Rudnick, H. (2012). *Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile: dificultades y oportunidades*. Santiago, Chile: Centro de Estudios Públicos (CEP).
- [8] Comisión Nacional de Energía (CNE). (2025 b). *Aprueba bases preliminares licitación 2025/01. Resolución exenta n°130, 21 marzo 2025*. Santiago, Chile.
- [9] Comisión Nacional de Energía (CNE). (2025 a). *Informe final de licitaciones de suministro eléctrico. Resolución exenta n°50, 31 enero 2025*. Santiago, Chile.
- [10] IEA. (2023). *Electricity market design*. International Energy Agency
- [11] Brattle Group. (2019). *Long-term power procurement and risk allocation*
- [12] EPE. (2022). *Leilões de energia elétrica: Metodologia e resultados*. Empresa de Pesquisa Energética
- [13] World Bank. (2020). *Competitive procurement of electricity supply: Lessons from international experience*
- [14] R. Moreno, L.A. Barroso, H. Rudnick, S. Mocarquer, B. Bezerra. (2010). *Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences*. <https://www.systep.cl/documents/EnergyPolicy2010.pdf>
- [15] ENEL. (2017). *Brazilian Regulatory Framework: Analyst Update Meeting*. https://www.enelamericas.com/content/dam/enel-americas/en/investor/events_and_presentations/thematic_cycle/2017/Brazilian%20Regulatory%20Framework%20-%20Analyst%20Update%20Meeting%202017%20v2.pdf
- [16] FERC. (2022). *Energy primer: A handbook of energy market basics*. Federal Energy Regulatory

Commission.

[17] FERC. (2025). *PJM's Electric Capacity Market: Background and Current Issues*. https://www.congress.gov/crs_external_products/R/HTML/R48553.web.html

[18] Ford, Neil. (2025). *Soaring US power auction prices set to spur new projects*. <https://www.reuters.com/business/energy/soaring-us-power-auction-prices-set-spur-new-projects--reeii-2025-09-09/>

[19] European Commission. (2021-2023). *Electricity market design and long-term contracts*

[20] Georg Zachmann, Lion Hirth, Conall Heussaff, Ingmar Schlecht, Jonathan Mühlenpfordt and Anselm Eicke. (2023). *The design of the European electricity market*. https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2023/740094/IPOL_STU%282023%29740094_EN.pdf

[22] Jacobs, Pirrong et Li. (2022): *Supply, Demand, and Risk Premiums in Electricity Markets*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378426621003411>

[23] BCG. (2020). *Electricity procurement strategies for regulated utilities*. Boston Consulting Group

[24] World Bank (2019). *Designing Electricity Auctions and Risk Allocation*

[25] Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I. (2013). *Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets*. *Utilities Policy*, 25, 62–74

[26] Inter-American Development Bank (2021). *Energy Auctions in Latin America*

[27] Mocarquer, S., Moreno de la Carrera, J., Moreno, R. y Rudnick, H. 2012. *Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile. Dificultades y oportunidades*. *Estudios Públicos*. 125 (ene. 2012). <https://estudiospublicos.cl/index.php/cep/article/view/316>

[28] Stefan Larenas, Hector Reyes, Tomás Carbones. 2025. *Transparencia y Equidad en las Tarifas Eléctricas: Análisis de Costos Sistémicos y Distorsiones Contractuales en el Mercado Regulador*. <https://odecu.cl/wp-content/uploads/2025/11/Informe-Final-del-Estudio-ODECU-2025-Transparencia-y-Equidad-en-las-Tarifas-Elctricas-.pdf>

[29] Elena Altamirano, Hector Reyes, Stefan Larenas, Riobó. 2024. *Estudio de los Contratos Eléctricos Previos a 2015 Indexados al Precio de los Combustibles en el Mercado Chileno*. <https://odecu.cl/contratos-electricos-antiguos-otro-obstaculo-que-encarece-la-luz-en-chile>

[30] Empresas Eléctricas A.G. *Licitaciones Eléctricas. Licitaciones Anteriores*. <https://www.licitacioneselectricas.cl/>

[31] Andrés Pozo. 2021. *Los escenarios de riesgo que revelaron las distintas ofertas de la concurrida licitación eléctrica (SEP. 2021)*. <https://www.df.cl/empresas/energia/los-escenarios-de-riesgo-que-revelaron-las-distintas-ofertas-de-la-concurrida-licitacion-electrica>

[32] Comisión Nacional de Energía (CNE). *Informe Técnico de Precios de Nudo y Estudios de Costos de Generación*. Chile, varios años.

[33] Ministerio de Energía de Chile (2015). *Guía para la Evaluación de Proyectos de Energía*.

[34] CNE. (2026). *Jornadas de Licitaciones de suministro*

[35] CNE. (2026). *Licitaciones de suministros*. <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros>

[36] Engel, E., Fischer, R., & Galetovic, A. (2001). *Least-Present-Value-of-Revenue Auctions and Highway Franchising*. *Journal of Political Economy*

[37] Elio Cuneo H. (2025). *Jornadas Técnicas CNE Licitaciones DISCOS*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/09/Elio-Cuneo-2.pdf>

[38] Elio Cuneo H. (2026). *Licitaciones eléctricas: plantean eliminar el riesgo de demanda en contratos de suministro para reducir tarifas*. <https://electromineria.cl/eliminar-riesgo-demanda-licitaciones-electricas-reducir-tarifas/>

ANEXOS

1. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Revisión documental y normativa a través de la información de las bases de licitación, los contratos y los resultados históricos para Chile publicados por CNE, distribuidoras, CEP y ODECU.

Recopilación de información sobre los marcos regulatorios vigentes, experiencias internacionales en mercados eléctricos y literatura académica sobre contratos indexados a demanda.

Constituir una base de datos empírica, que permita construir un panel de licitaciones por distribuidora, año, precio MWh adjudicado, modalidad, indexación, número de oferentes, plazos, etc. con las bases de licitación históricas, los informes y los estudios públicos existentes.

Diseño y modelación de un esquema propuesto, a través de la elaboración de un modelo de contratos ajustados a la demanda, incorporando simulaciones de curvas de carga con perfiles de consumo para establecer ajustes óptimos entre oferta y demanda real, análisis económico-financiero y evaluación de riesgos asociados al suministro eléctrico.

Evaluación comparativa y validación, estableciendo un contraste del modelo propuesto con los contratos tradicionales, con el fin de estimar el impacto tarifario del nuevo esquema contractual frente al actual, la competitividad en licitaciones y los beneficios para consumidores regulados.

Utilizar herramientas de modelación y simulación basadas en curvas de carga históricas y proyectadas, con el fin de identificar y cuantificar las desviaciones entre la demanda estimada y la demanda efectivamente observada en licitaciones pasadas, evaluando así su impacto en los precios ofertados y en los costos finales para los consumidores regulados

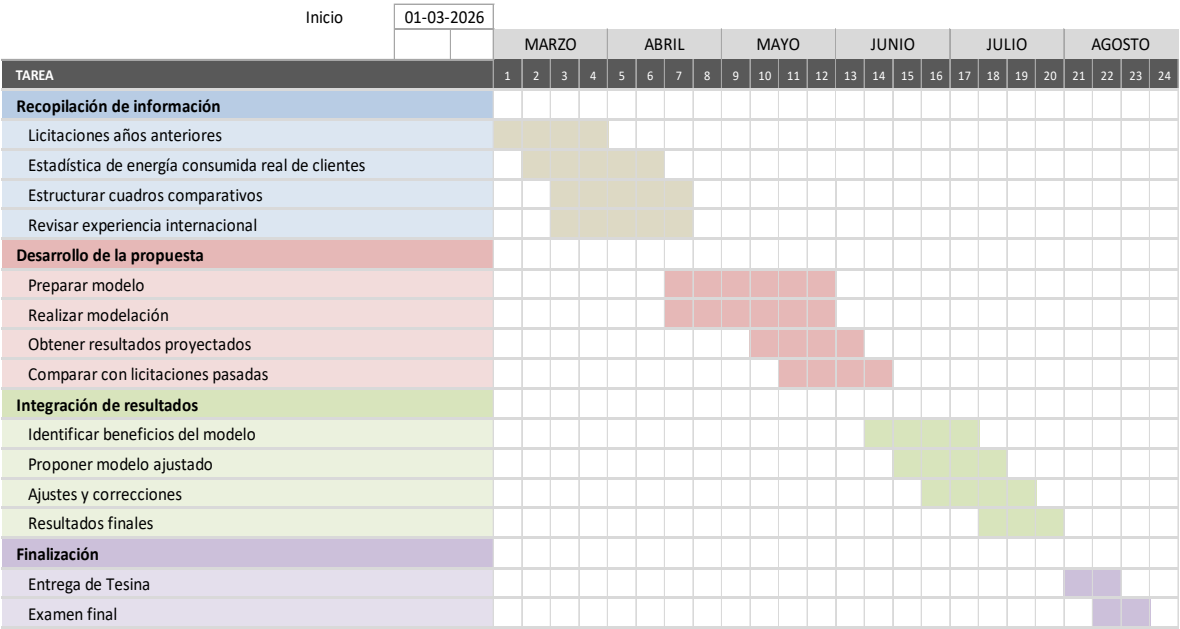
Realizar un análisis de sensibilidad para incluir escenarios con mayor participación de ERNC y almacenamiento para medir el impacto en precios de oferta.

Elaborar un modelo de contratos ajustados a la demanda, incorporando simulaciones de curvas de carga con perfiles de consumo para establecer ajustes óptimos entre oferta y demanda real, análisis económico-financiero y evaluación de riesgos asociados al suministro eléctrico.

Realizar una evaluación comparativa y la validación, estableciendo un contraste del modelo propuesto con los contratos tradicionales, con el fin de estimar el impacto

tarifario del nuevo esquema contractual frente al actual, la competitividad en licitaciones y los beneficios para consumidores regulados.

2. CARTA GANTT



3. FLUJOS DE CAJA

Energía generada	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año
	0	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200	394,200
Factor demanda real																
Flujo de Caja del Proyecto Puro																
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Ingresos																
Ingresos por venta de potencia	180,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000	12,000,000
Ingresos por venta de energía	283,824,000	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600	18,921,600
Total Ingresos	463,824,000	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600	30,921,600
Egresos																
Costos Fijos		2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000
Costos variables totales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación equipos		103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000
Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4	5
Total Egresos	0	105,800,000	105,800,000	105,800,000	105,800,000	105,800,000	105,800,000	105,800,000	105,800,000	105,800,000	105,800,000	105,800,001	105,800,002	105,800,003	105,800,004	105,800,005
Utilidad Bruta		-74,878,400	-74,878,400	-74,878,400	-74,878,400	-74,878,400	-74,878,400	-74,878,400	-74,878,400	-74,878,400	-74,878,400	-74,878,401	-74,878,402	-74,878,403	-74,878,404	-74,878,405
Impuestos @ 20%		-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,680	-14,975,681	-14,975,681	-14,975,681
Utilidad Neta	0	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,720	-59,902,721	-59,902,722	-59,902,722	-59,902,723	-59,902,724
Depreciación equipos	0	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000	103,800,000
Capital de trabajo	5,000,000											0	0	0	0	5,000,000
Terreno	5,000,000															5,000,000
Equipos central de generación	1,557,000,000															
Valor residual terreno y equipos																
Préstamo	0															
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-156,700,000	43,897,280	43,897,280	43,897,280	43,897,280	43,897,280	43,897,280	43,897,280	43,897,280	43,897,280	43,897,280	43,897,279	43,897,278	43,897,278	43,897,277	43,897,276
VAN	177,186,199															
TIR	27.3%															

