



**INFORME**

# **JORNADAS DE LICITACIONES DE SUMINISTRO**

**ENERO 2026**

**SANTIAGO – CHILE**



## Contenido

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 1.     | Introducción .....  | 3  |
| 2.     | Antecedentes.....   | 7  |
| 3.     | Análisis de las Propuestas y Recomendaciones recibidas.....     | 11 |
| 3.1.   | Características del producto.....                               | 11 |
| 3.1.1. | Segmentación horaria, segmentación geográfica.....              | 11 |
| 3.1.2. | Plazo de duración del contrato .....                            | 12 |
| 3.1.3. | Distinción entre energía existente y nuevos proyectos.....      | 14 |
| 3.1.4. | Dimensionamiento del bloque de suministro.....                  | 14 |
| 3.1.5. | Indexación .....  | 15 |
| 3.2.   | Requisitos y Garantías .....                                    | 16 |
| 3.2.1. | Requisitos Administrativos.....                                 | 16 |
| 3.2.2. | Requisitos financieros .....                                    | 17 |
| 3.2.3. | Respaldo de la oferta.....                                      | 18 |
| 3.2.4. | Garantías y multas.....   | 20 |
| 3.3.   | Asignación de Riesgos .....                                     | 22 |
| 3.3.1. | Riesgo regulatorio.....   | 22 |
| 3.3.2. | Riesgo nodal.....   | 23 |
| 3.3.3. | Riesgo de demanda .....   | 25 |
| 3.3.4. | Revisión de precios y Renegociación de contratos .....          | 26 |
| 3.3.5. | Cláusulas de Salida o Terminación Anticipada de Contratos ..... | 27 |
| 3.3.6. | Costos Sistémicos (CS) .....                                    | 28 |
| 3.3.7. | Otros.....  | 30 |
| 3.4.   | Administración de los contratos.....                            | 31 |
| 3.4.1. | Responsabilidad de Supervisión .....                            | 31 |
| 3.4.2. | Traspaso de excedentes.....                                     | 32 |
| 3.5.   | Proceso de adjudicación .....                                   | 33 |
| 3.5.1. | Función objetivo y Comparación de Ofertas .....                 | 33 |
| 3.5.2. | Etapas y plataformas .....                                      | 35 |
| 3.6.   | Otras .....   | 35 |
| 4.     | Resumen de medidas a desarrollar .....                          | 36 |
|        | Anexo: Costos Sistémicos .....                                  | 42 |

## 1. Introducción

La Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 131 de la Ley General de Servicios Eléctricos<sup>1</sup> debe diseñar, coordinar y dirigir la realización de los procesos de licitación de suministro, cuyo objeto es que las concesionarias de distribución dispongan permanentemente de contratos de suministro necesarios para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios.

En cumplimiento de dicha función, y de las facultades otorgadas mediante el DL N° 2224, de 1978 que “Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía”, la Comisión convocó durante los meses de agosto y septiembre de 2025 a un ciclo de jornadas técnicas sobre licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados (en adelante, las “Jornadas Técnicas”).

Estas Jornadas Técnicas tuvieron como objetivo generar un espacio de diálogo técnico y transversal entre actores claves del sector —académicos, gremios, empresas, instituciones públicas y representantes de los consumidores, entre otros— con el fin de analizar propuestas de mejora a las Bases de Licitación de Suministro de Energía Eléctrica para Clientes Regulados (en adelante, las “Bases de Licitación”), así como explorar eventuales modificaciones normativas y reglamentarias, considerando la experiencia internacional y las mejores prácticas vigentes.

Las Jornadas Técnicas se llevaron a cabo los días 7, 19 y 27 de agosto, y 9 de septiembre de 2025, en el auditorio 779 – i10 del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile, ubicado en Domeyko 2338, comuna de Santiago.

A estas instancias asistieron representantes de los siguientes organismos y entidades:

### **Organismos públicos**

- Comisión Nacional de Energía
- Ministerio de Energía
- Coordinador Eléctrico Nacional Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Coordinador)

### **Asociaciones gremiales y de consumidores**

- Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. (ACERA)
- Asociación Gremial de Generadoras de Chile
- Asociación de Generación Renovable A.G. (AGR)
- Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores A.G. (GPM)
- Asociación Chilena de Energía Solar A.G. (ACESOL)
- Asociación de Comercializadores de Energía A.G. (ACEN)
- Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR)
- Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios (CONADECUS)

---

<sup>1</sup> DFL N° 4, DFL N°4/20018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica.



- Organización de Consumidores y Usuarios (ODECU)
- Asociación de Empresas Eléctricas A.G. (EEAG)
- Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (FENACOPEL)

#### **Académicos**

- Pablo Serra
- Rodrigo Moreno
- José Luis Lima
- Juan-Pablo Montero
- Ronald Fischer

#### **Empresas consultoras**

- Systep
- Vinken
- Energie
- ENC Consultans
- Spec
- ORRISK

#### **Empresas generadoras**

- Enel Generación
- Colbún
- Aes Andes
- GMH
- Engie
- Acciona

#### **Bancos**

- Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC)
- DNB Bank

Dado el amplio y diverso conjunto de actores que fueron participes en la Jornadas Técnicas, en cada sesión se reiteraron las prevenciones necesarias respecto del cumplimiento de la normativa de libre competencia, destacándose que las presentaciones y discusiones realizadas en el marco de las Jornadas Técnicas no debían incluir información comercialmente sensible, con el fin de evitar conductas que pudieran vulnerar la legislación aplicable y resguardar el cumplimiento de dichas disposiciones.

La sesión inaugural, realizada el 7 de agosto de 2025, comenzó con las palabras de bienvenida de las autoridades del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía, seguidas de la presentación de la metodología de trabajo que se aplicaría en las siguientes sesiones.

La primera exposición estuvo a cargo del Jefe del Departamento de Regulación Económica de la Comisión, Martín Osorio Campusano, denominada “Evolución y desafíos en las Licitaciones de Suministro Eléctrico”.



En su presentación, ofreció una revisión exhaustiva del mecanismo de licitaciones de suministro, desde la dictación de la Ley N° 20.018, de 2005<sup>2</sup>, que introduce a la legislación eléctrica el mecanismo de licitaciones de suministro, analizando el contexto histórico que motivó la dictación de dicha normativa, junto con los principales objetivos que ésta persiguió.

Posteriormente, se abordaron las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.805, de 2015<sup>3</sup>, destacando sus características centrales y el perfeccionamiento del mecanismo licitatorio. A continuación, se realizó un análisis detallado de los contratos de suministro, incluyendo su objetivo, las garantías y el monitoreo, los requisitos para ofertar, el mecanismo de evaluación de ofertas y una revisión completa de los resultados de las licitaciones desde su implementación, para finalizar con un breve análisis de los procesos de término anticipado de contratos correspondientes a las licitaciones de suministros de los procesos 2015/01 y 2017/01, como también de aquellos que registraban niveles de incumplimiento grave, correspondientes al proceso 2021/01.

Asimismo, se presentaron las principales conclusiones del estudio de opinión denominado “Percepción sobre el proceso de licitación de suministro a clientes regulados” efectuado por la consultora Critería el año 2024.

La exposición culminó con un conjunto de conclusiones derivadas del análisis presentado.

Sobre la base de dichas conclusiones, la Comisión propuso una discusión abierta estructurada en torno a seis Ejes Temáticos:

1) Características del Producto, que aborda temas tales como:

- Distinción entre energía existente y nuevos proyectos
- Dimensionamiento
- Segmentación horaria, segmentación geográfica
- Plazos de duración del contrato
- Plazos de antelación
- Indexación
- Otros

2) Requisitos y Garantías, que aborda temas tales como:

- Requisitos administrativos
- Requisitos financieros
- Respaldo de la oferta
- Garantías y multas
- Otros

3) Asignación de Riesgos, que aborda temas tales como:

- Riesgo nodal (factores de modulación)
- Riesgo de demanda

---

<sup>2</sup> Ley N° 20.018, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que modifica el marco normativo del sector eléctrico.

<sup>3</sup> Ley 20.805, de 2015, del Ministerio de Energía, que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios.



- Costos Sistémicos
  - Riesgos regulatorios
  - Revisión de precios o renegociación
  - Cláusulas de salida
  - Otros
- 4) Administración de los Contratos, que aborda temas tales como:
- Responsabilidad de supervisión
  - Medidas y resarcimiento ante incumplimiento de obligaciones
  - Cesiones de contratos
  - Traspaso de excedentes
  - Resolución de conflictos
  - Otros
- 5) Proceso de Adjudicación, que aborda temas tales como:
- Función objetivo
  - Etapas y plataformas
  - Comparación entre ofertas
  - Mecanismo de casación
  - Precio de reserva
  - Otros
- 6) Otras propuestas

Dicha discusión fue guiada por Juan Carlos Martina Sánchez, Jefe de la Unidad de Licitaciones del Departamento de Regulación Económica de la Comisión.

La segunda sesión fue llevada a efecto el 19 de agosto de 2025, y contó con 5 (cinco) presentaciones, efectuadas por el académico Rodrigo Moreno, en representación del Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI - Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile); la presentación de Cristián Herrera, en representación de ACERA; la exposición de Javier Bustos Salvagno, en representación de ACENOR; la del académico Pablo Serra; y -finalmente- la presentación de Andrés Salgado, de ENC Consultans.

La tercera sesión se llevó a cabo el 27 de agosto de 2025, y contó con las presentaciones de AGR AG, EEAG, ACESOL, ORRISK, GPM AG y ODECU.

La cuarta sesión (y final) se realizó el día 9 de septiembre de 2025. Esta jornada fue dirigida por Martín Osorio, y tuvo por objeto presentar una recapitulación de las propuestas presentadas sobre cada uno los distintos ejes temáticos, efectuadas por académicos, asociaciones gremiales, consultores, entre otros.

El detalle de las presentaciones, tanto las efectuadas por la Comisión, como por los demás participantes de las Jornadas Técnicas, puede ser revisado y descargado desde la página web de la Comisión [www.cne.cl](http://www.cne.cl).



Las presentaciones efectuadas por los participantes dicen relación con los distintos ejes temáticos propuestos por la Comisión en su sesión inaugural.

El presente documento sintetiza las propuestas formuladas por los distintos participantes en relación con los ejes temáticos, sin identificar al actor específico que las planteó.

Existen propuestas que fueron formuladas en las Jornadas Técnicas, a través de las presentaciones antes señaladas, mientras que otras propuestas se generaron producto de la discusión abierta que se produjo en torno a las presentaciones o de los ejes temáticos antes señalados. Asimismo, también se recopilaron propuestas presentadas a la Comisión por interesados que no pudieron asistir a las distintas sesiones, o que consideraron apropiado no hacerlo frente a los demás participantes.

Se hace presente que las propuestas formuladas pueden ser disímiles entre sí y no necesariamente están orientadas al mismo fin u objetivo; lo anterior, atendida la diversidad de los participantes de las Jornadas Técnicas. Como se señaló al inicio de este apartado, participaron distintos actores relevantes del sector, los cuales pueden tener intereses contrapuestos en relación con los ejes temáticos propuestos por esta Comisión.

Sin perjuicio de lo anterior, el presente documento tiene por objeto presentar un análisis detallado de las propuestas efectuadas en las Jornadas Técnicas, las que pueden estar orientadas a modificaciones a las Bases de Licitación, a la Ley o al Reglamento de Licitaciones, así como también las propuestas definitivas que impulsará la Comisión, como el instrumento mediante el cual podrían ser implementadas.

## 2. Antecedentes

Las licitaciones de suministro a clientes regulados tienen origen a partir de la dictación de la Ley Corta II de 2005, a propósito de una serie de cuestionamientos en torno a la remuneración del suministro a estos clientes. Existía un amplio consenso en torno a que el mecanismo empleado hasta ese entonces no era capaz de reflejar adecuadamente la totalidad de los riesgos de la actividad de generación y del suministro a clientes regulados. Adicionalmente, se advertía la necesidad de enfrentar una serie de nuevos desafíos, como una menor disponibilidad hídrica, o el corte de suministro de gas proveniente de Argentina, entre otros, que incrementaron los riesgos asociados a dicho suministro.

Existía también una preocupación creciente en torno a la necesidad de desarrollar un mecanismo de contratación a largo plazo, que permita reflejar los costos de la generación eléctrica, evidenciando los riesgos de la actividad, con la capacidad de viabilizar el desarrollo de nuevas inversiones. Resultaba necesario entonces despejar incertidumbres del mercado para el desarrollo de las inversiones requeridas.

La primera etapa de implementación de este nuevo modelo mostró buenos resultados, logrando la adjudicación de los suministros licitados a precios razonables. A contar de 2008, se fueron sucediendo una serie de hechos en el mercado de generación en Chile, como la materialización del corte total de gas proveniente de Argentina, debiendo recurrir a otras



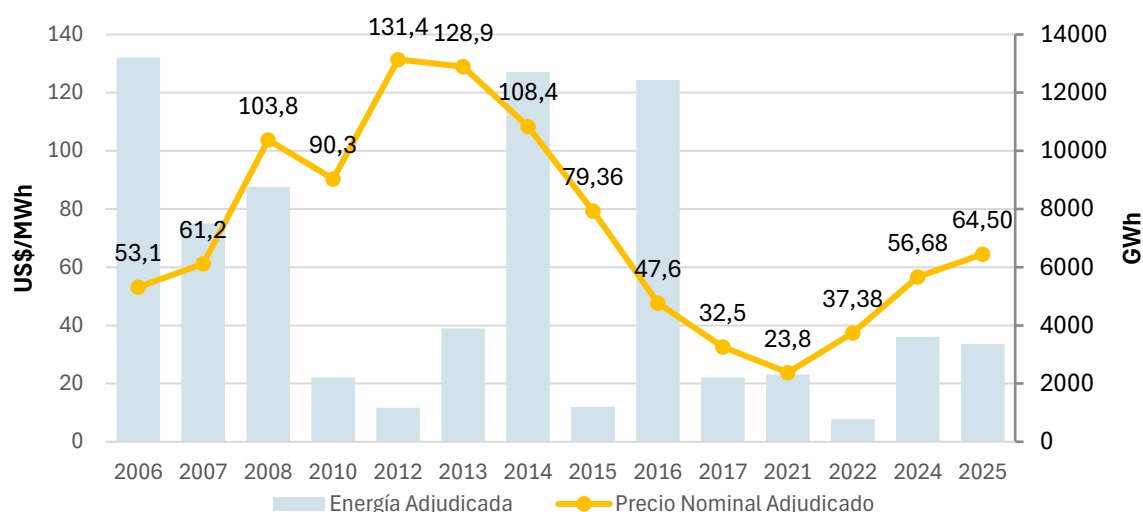
fuentes de suministro, lo que a su vez requirió, por ejemplo, el desarrollo de infraestructura de regasificación de GNL. Paralelamente, períodos de sequía se sumaron a altas fluctuaciones en el precio de los combustibles, generando altos niveles de incertidumbre. Esta incertidumbre tuvo su correlato en las licitaciones de suministro, registrando menores niveles de participación, licitaciones desiertas y precios de adjudicación al alza, alcanzando un valor máximo en el proceso llevado a cabo en 2012, con un precio medio de 131,4 US\$/MWh.

Estos resultados, junto a una evidente falta de interés y competencia en los procesos llevados a cabo hasta ese entonces, tornaron evidente la necesidad de perfeccionar el mecanismo de licitaciones de suministro. Lo anterior derivó en la promulgación de la Ley N° 20.805 de 2015, dictada con el objeto de aumentar la competencia, rediseñando los procesos de licitación y, con ello, conseguir menores precios de suministro a clientes regulados.

Los cambios introducidos le entregaron un rol activo a la Comisión, siendo la encargada de dirigir y coordinar la realización de tales procesos. Se aumentó la duración posible de los contratos, introduciendo la posibilidad de contratos de corto y largo plazo, incorporando el modelo de contrato en las bases y permitiendo que en cada proceso sea posible agregar la demanda regulada, incrementando el volumen a licitar, logrando un producto más atractivo que aliente la participación y genere mayor competencia.

Las modificaciones introducidas captaron inmediatamente el interés de múltiples interesados, alcanzando en el proceso 2015/01 la participación de 84 oferentes y un precio medio de adjudicación de 47,6 US\$/MWh por los 12.430 GWh licitados. El proceso 2017/01 logró la participación de 24 oferentes y un precio medio de adjudicación de 32,5 US\$/MWh por el total de 2200 GWh licitados. En el proceso 2021/01, en tanto, se alcanzó el menor precio de adjudicación: 23,8 US\$/MWh, aumentando luego a 37,4 US\$/MWh en 2022/01, 56,7 US\$/MWh en 2023/01, y alcanzando 64,499 US\$/MWh en el proceso 2025/01.

## GRÁFICO I. EVOLUCIÓN ENERGÍA Y PRECIOS ADJUDICADOS EN LICITACIONES DE SUMINISTRO



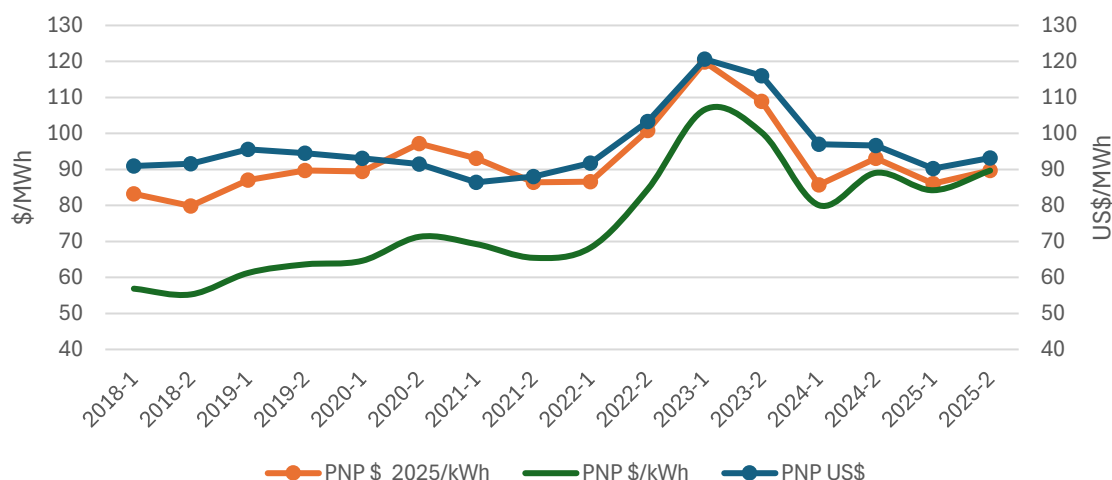
Fuente: [Comisión Nacional de Energía](#)





En cuanto a los precios a cliente final, y el impacto que ha tenido la reforma introducida en 2015, cabe señalar que durante el año 2025 los contratos suscritos a contar del proceso 2015/01 representaron solamente el 38% de la energía contratada<sup>45</sup>. Si bien resulta evidente el alza sostenida en pesos corrientes que ha tenido el PNP expresado en \$/kWh, al compararlo respecto a los valores en 2019, en pesos constantes al año 2025, el PNP en \$/kWh es levemente superior.

## GRÁFICO II. EVOLUCIÓN DEL PRECIO NUDO PROMEDIO (PNP)



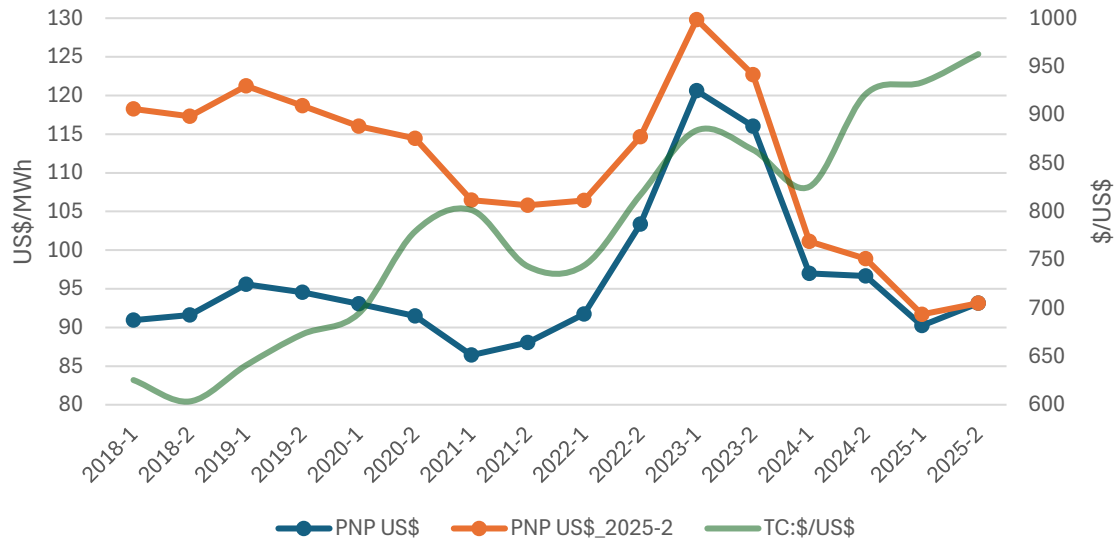
Fuente: [Comisión Nacional de Energía](#)

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

<sup>4</sup> Aún si se considerase vigente la totalidad de los contratos suscritos en los procesos 2015/01 y 2017/01, estos representarían el 40,9 % de los contratos vigentes.

<sup>5</sup> Durante 2025 finalizan 3250 GWh de contratos antiguos, 2500 GWh correspondientes al proceso CHL 2006/02 y 750 GWh del proceso SIC 2013/03.

### GRÁFICO III. EVOLUCIÓN DEL PRECIO NUDO PROMEDIO (PNP)



Fuente: [Comisión Nacional de Energía](#)

Los procesos de licitación permitieron un impulso al desarrollo de nuevos proyectos de generación, comprometiendo el desarrollo de 7.596 MW de nueva capacidad. De estos, 5.151 MW han entrado en operación a la fecha, de los cuales 2.391 MW son eólicos y 2.126 MW fotovoltaicos.<sup>6</sup>

Sin embargo, problemas logísticos y en la cadena de suministro de componentes surgidos a partir de la pandemia, junto con las consecuencias derivadas del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, comenzaron a evidenciar inconvenientes en el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el marco de tales contratos, principalmente para aquellos que se encontraban en etapa de desarrollo de sus proyectos, y que no contaban con financiamiento.

En consecuencia, los contratos de los procesos 2015/01, 2017/01, 2021/01 y 2022/01 debieron enfrentar una serie de dificultades vinculadas al cumplimiento de las obligaciones contenidas en los contratos, relacionadas al cumplimiento de la obligación de suministro y al cumplimiento de las obligaciones relativas a la construcción de los proyectos comprometidos.

<sup>6</sup> Estos valores representan el 41% y 25% de la capacidad instalada eólica y FV *utility scale* instalada a la fecha.

**TABLA I. CONTRATOS DE SUMINISTRO SUSCRITOS Y TÉRMINO ANTICIPADO**

| Proceso | Inicio de Suministro | EE Adj (GWh)<br>(A) | Contratos TA (GWh)<br>(B) | (B)/(A)      |
|---------|----------------------|---------------------|---------------------------|--------------|
| 2015/01 | 2021/2022            | 12.430              | 940                       | 7,6%         |
| 2017/01 | 2024                 | 2.200               | 680                       | 30,9%        |
| 2021/01 | 2026                 | 2.310               | 2.310                     | 100,0%       |
| 2022/01 | 2027                 | 777                 | 651                       | 83,8%        |
|         |                      | <b>17.717</b>       | <b>4.581</b>              | <b>25,9%</b> |

Fuente: [Comisión Nacional de Energía](#)

Lo anterior ha significado que de los 17.717 GWh adjudicados a contar del proceso 2015/01, se haya terminado anticipadamente, o se encuentre en proceso de término anticipado, un total de 4.581 GWh, equivalente al 25,9 % de la energía adjudicada en esos 4 procesos.

Adicionalmente, como consecuencia del término anticipado de estos contratos, ha sido necesario llevar a cabo los procesos 2025/01 y 2025/02, para cubrir las necesidades de suministro del período 2026-2030.

### 3. Análisis de las Propuestas y Recomendaciones recibidas

#### 3.1. Características del producto

##### 3.1.1. Segmentación horaria, segmentación geográfica

Las propuestas recibidas en torno a las características del producto licitado evidencian un amplio consenso respecto de la conveniencia de mantener el diseño basado tanto en bloques horarios, como en la zonificación de la demanda. Este último elemento se reconoce como un mecanismo útil para ponderar adecuadamente los riesgos nodales, permitiendo que los oferentes internalicen las condiciones particulares de su parque de generación —actual y futuro— al momento de formular ofertas. Asimismo, se destaca que la zonificación podría facilitar la adopción de medidas tendientes a desincentivar la presentación de ofertas sustentadas en escenarios excesivamente optimistas, o de oferentes con escasa diversificación tecnológica y/o geográfica, lo cual se asocia a mayores riesgos de suministro.

No obstante, también existen posturas que cuestionan la utilidad de zonificar los requerimientos a licitar, argumentando que las restricciones de transmisión son fundamentalmente un fenómeno de corto plazo, y no deberían influir en contratos de larga duración.

En esta materia, la Comisión valora positivamente el aporte que ha tenido la segmentación horaria y geográfica en las licitaciones de suministro. La segmentación horaria del bloque de



suministro se encuentra presente desde los procesos llevados a cabo a partir del año 2014, y ha sido reconocido como un instrumento que amplía las opciones al momento de formular ofertas. Además, ha permitido reducir las barreras de entrada de aquellas tecnologías de generación cuya fuente de energía primaria se encuentra disponible mayoritariamente durante períodos horarios definidos, aumentando la competencia de los procesos de licitación.

Por su parte la segmentación geográfica se instrumentalizó a partir del proceso de licitación 2023/01, con tres bloques zonales, posteriormente ampliado a 4 bloques zonales en la licitación 2025/01. Esta medida permitió aumentar las opciones al momento de presentar ofertas, favoreciendo una mayor competencia y una mejor ponderación de los riesgos asociados al suministro en las diferentes zonas definidas, a saber: Zona Norte, Centro, Centro Sur y Sur. Es posible que los desacoples en el SEN continúen observándose a futuro, los cuales no obedecen solamente a la demora en la expansión de la transmisión, sino que también tienen relación con la rápida expansión de la capacidad de generación de fuentes intermitentes, como la eólica y, principalmente, la solar. Se ha observado, además, el desarrollo e ingreso de nueva capacidad en zonas con un claro exceso de oferta de generación, en fechas que antecede en varios años las fechas estimadas de desarrollo e ingreso de las soluciones y adaptaciones del sistema de transmisión requeridas.

Adicionalmente, considerando la relevancia del riesgo nodal, la segmentación zonal favorece la implementación de medidas que permiten reducir el riesgo posible de asumir por los oferentes, imponiendo -por ejemplo- requerimientos de respaldo en las distintas zonas en que formule sus ofertas.

**Propuesta Final:** Se propone continuar con la segmentación del bloque de suministro en tres bloques horarios, correspondientes al horario diurno, control de punta y nocturno, que permita facilitar la participación de diferentes medios de generación que cuenten con marcados perfiles de producción horaria, sin restringir la participación de aquellos medios que cuenten con perfiles de inyección más homogéneos. Adicionalmente, se propone continuar con la segmentación zonal, particularmente en cuatro bloques zonales, que permita a los oferentes administrar su exposición al riesgo nodal, en consonancia con los requerimientos señalados en las respectivas bases. Adicionalmente, se incorporará en las bases los requerimientos de respaldo por zona y/o los mecanismos que permitan reflejar la exposición al riesgo en las diferentes zonas.

### 3.1.2. Plazo de duración del contrato

En relación a los plazos contractuales, se valoró la necesidad de contar con un portafolio de contratos de distinta duración —corto, mediano y largo plazo— como una forma de mitigar los efectos de potenciales terminaciones anticipadas de contratos. Este enfoque, según argumentan, permitiría absorber de mejor manera los impactos en las distribuidoras, ante incumplimientos del suministro en fechas cercanas a su fecha de inicio. Parte de los



participantes plantearon que cada proceso licitatorio debería incorporar bloques de suministro de diversa duración.

Por su parte, hay quienes enfatizan que contar con un mix de contratos a diferentes plazos no deben constituir un objetivo en sí mismo, sino ser la consecuencia de las condiciones de mercado vigentes al momento de realizarse cada proceso.

Adicionalmente, se identifican inquietudes respecto de la falta de flexibilidad de los contratos, principalmente para ajustar su duración frente a condiciones desfavorables de mercado. En este sentido, plantean la necesidad de que los contratos incluyan cláusulas que permitan a la Comisión extender su vigencia hasta, por ejemplo, un tercio de su duración original, a fin de optimizar los momentos de contratación y las cantidades a licitar.

En opinión de la Comisión, no resulta conveniente forzar la realización de procesos de licitación que contemplen distintos plazos de duración de contratos. Parte del diseño de cada licitación tiene que ver con la definición del período de suministro, y en este sentido resulta conveniente mantener la habilitación para adaptarse a las condiciones del mercado al momento de la licitación, de modo de conseguir los mejores resultados. Identificar las nuevas condiciones del mercado resulta muy relevante, por lo que se requiere reforzar el conjunto de tareas y acciones referidas a monitoreo de mercado.

Frente a condiciones eficientes de corto plazo, es posible aprovechar la oportunidad para la contratación de corto plazo, pero con la incertidumbre de si continuar con sucesivos contratos de corto plazo (bajo las futuras condiciones de corto plazo) hubiese resultado más económico que una licitación inicial de largo plazo. Además, frente a condiciones desfavorables de corto plazo, no es posible reemplazar la licitación por una de largo plazo, pues éstas requieren de mayor antelación para lograr resultados competitivos.

En cuanto a implementar medidas tendientes a flexibilizar la duración de los contratos, no resulta evidente que la medida constituya una ventaja relevante. Su activación requeriría al menos el consentimiento de las partes, y es posible apreciar la existencia de intereses contrapuestos. Escenarios favorables a la extensión de los contratos por parte del consumidor, generalmente representan escenarios favorables a la reducción de la contratación por parte del suministrador, y viceversa. Por otra parte, la aplicación de esta medida sin el consentimiento del suministrador sería percibido como una fuente de riesgo adicional al contrato, que reduciría los objetivos de eficiencia de estos procesos.

Adicionalmente, implementar esta modificación, ya sea la ampliación o disminución del plazo de vigencia del contrato de suministro, requeriría superar cuestionamientos relativos a discriminación arbitraria entre el conjunto de suministradores que participan de este suministro, o que pudieran participar en una relicitación del mismo.

Por último, si bien una medida de este tipo podría atenuar ciertas transiciones, su aplicación podría también aumentar la percepción de riesgo en torno a la duración de los contratos.



**Propuesta Final:** Se propone reforzar los mecanismos de monitoreo de mercado, tendientes a identificar las mejores oportunidades de contratación y duración de los respectivos contratos. A su vez, mantener la flexibilidad en la Bases de licitación para definir la duración del bloque de suministro, de modo de contar con herramientas para el diseño de licitaciones que permitan adecuarse a las condiciones vigentes del mercado.

### 3.1.3. Distinción entre energía existente y nuevos proyectos

En relación a este aspecto, dentro de las propuestas presentadas en las Jornadas se planteó la posibilidad de realizar procesos separados, para ofertas sustentadas en medios de generación existentes de aquellas respaldadas en nuevos proyectos de generación, consistente con un diseño de contratos de distintas duraciones.

En opinión de la CNE, no resulta conveniente forzar la realización de procesos de licitación en distintos plazos de duración de contratos, respaldados ya sea por proyectos existentes o nuevos proyectos, sino mantener la flexibilidad de diseño de los procesos, conforme las condiciones de mercado. Aunque algunos países poseen este tipo de diseño, la existencia de pagos por potencia en nuestro mercado, así como la experiencia observada en los procesos de licitación realizados en nuestro país, dan cuenta de un alto nivel de competitividad entre medios de generación existentes y proyectos nuevos, sin que un grupo presente una ventaja comparativa persistente por sobre el otro, lo cual beneficia al cliente regulado. De esta manera, forzar la separación de estos oferentes pudiese resultar en una disminución de la presión competitiva.

**Propuesta Final:** Se estima que no es necesario forzar la separación de licitaciones entre ambos grupos de oferentes. No obstante, se considera conveniente mantener la habilitación a realizar licitaciones que puedan favorecer los objetivos de seguridad, y con ello contar con la posibilidad de focalizar algún proceso de licitación para la obtención de nueva capacidad de generación.

### 3.1.4. Dimensionamiento del bloque de suministro

En relación con el dimensionamiento del producto a licitar, se planteó la necesidad de reducir el tamaño de los sub-bloques que conforman el bloque de suministro, y con ello incentivar la participación de PMG y PMGD en los procesos de licitación y en el suministro a clientes regulados. Asimismo, se propone adecuar el diseño del producto a licitar a las características propias de estos medios de generación, con el objetivo de facilitar su incorporación al suministro regulado.

En opinión de la Comisión, la baja participación de PMG-PMGD en el suministro a clientes regulados se encuentra más relacionada al régimen especial de remuneración que poseen en la actualidad, esto es el mecanismo de precio estabilizado. El precio estabilizado remunera las inyecciones de estos medios de generación, creando un flujo estable de ingresos, sin estar



expuestos a riesgos propios de la comercialización de energía. Adicionalmente, y bajo el entendimiento de que las licitaciones buscan minimizar el precio de los contratos, podrían existir elementos propios de la baja escala de estos proyectos, que disminuyan su competitividad respecto a la de otros proyectos de mayor tamaño. Al comparar este precio estabilizado, se aprecia que el mismo es significativamente mayor que los precios observados en procesos de contratación de suministro eléctrico en horario diurno para clientes libres y regulados.

El tamaño de los sub-bloques de los procesos llevados a cabo desde el año 2016 a la fecha, en el Bloque Horario Diurno B, considerando que la tecnología fotovoltaica es la preponderante para estos medios de generación PMG-PMGD, ha ido disminuyendo en el tiempo. Tamaños de Bloque B de 10 GWh/año en el proceso 2015/01, compatible con la generación anual de un medio de generación fotovoltaico entre 4 y 5 MW de capacidad, se ha ido reduciendo hasta llegar a 5 GWh/año en el proceso 2025/01, compatible con la generación de un medio de generación fotovoltaica de 2,5 MW de capacidad. Sin perjuicio de ello, no se observan inconvenientes en reducir el tamaño de los sub-bloques.

**Propuesta Final:** Se propone incluir en las bases de licitación de futuros procesos una definición de sub-bloques de menor tamaño, en comparación al tamaño definido en los últimos procesos, de modo de habilitar la participación de oferentes de menor tamaño en igualdad de condiciones que aquellos de mayor tamaño.

### 3.1.5. Indexación

En relación a la fórmula de indexación de los contratos, algunos participantes plantearon la incorporación de más índices de precios de combustibles. Particularmente, se propone incorporar el índice de petróleo Brent, el cual sería de amplia utilización en contratos de compra de gas, junto con el índice Henry Hub.

En opinión de la Comisión, los índices de indexación deben permitir reflejar la variación de los costos involucrados en la prestación del servicio de suministro, a fin de preservar el equilibrio económico de contrato. Así, la incorporación de índices de precios de combustibles permite reducir el riesgo asociado al costo de compra de combustibles o de costos correlacionados con el precio de combustibles. No obstante lo anterior, para el caso de licitaciones de largo plazo se han seleccionado índices de precios asociados a tecnologías eficientes o aquellas que no se encuentren en programa de retiro, como ha sido el carbón. Es así como en las últimas licitaciones sólo se han considerado los índices de Consumer Price Index y Henry Hub Natural Gas Spot Price. De esta manera, si los precios de los contratos de abastecimiento de gas natural se encuentran vinculados a las variaciones del precio del petróleo Brent, sería posible incluir este índice dentro de conjunto de índices seleccionable de la fórmula de indexación de los contratos de suministro. Lo anterior no implica que los medios de generación en base a petróleo sean admitidos como fuente de respaldo de las ofertas de suministro de las Licitaciones.



**Propuesta Final:** Se propone incorporar el índice del petróleo Brent en el set de índices seleccionables de la fórmula de indexación del precio de energía, en la medida que este índice resulte incidente en los contratos de abastecimiento de gas natural. Adicionalmente, se deberá resguardar que la ponderación máxima de éste y los demás índices de combustibles sea consistente con la incidencia de los costos de tales combustibles en el suministro del contrato.

## 3.2. Requisitos y Garantías

### 3.2.1. Requisitos Administrativos

Los participantes de las Jornadas Técnicas plantearon la necesidad de aumentar los requisitos administrativos para poder participar de los procesos licitatorios para clientes regulados. Señalaron que lo anterior permitiría obtener propuestas más robustas y proyectos que den cumplimiento al objeto del contrato, que es suministrar energía en el periodo adjudicado.

Indicaron que existe la necesidad de fortalecer los requisitos administrativos de forma de evitar la terminación anticipada de los contratos de suministro.

Existe claridad por parte de los participantes que el aumento de los requisitos administrativos puede acarrear barreras de entrada a nuevos competidores, así como aumentar el precio de los contratos.

No obstante lo anterior, indicaron que el término anticipado de los contratos de suministro afecta a todo el mercado.

Indicaron que se requieren medidas que eviten la salida anticipada de los suministradores. Asimismo, advierten que, entre los riesgos asociados al término anticipado de los contratos, se encuentran los permisos sectoriales.

Por otra parte, señalaron que los PMG-PMGD, requieren disponer de un mecanismo distinto que les permita poder participar como oferentes en los procesos licitatorios para el suministro de energía a clientes regulados.

Respecto de este punto, se hace presente que las bases de licitación de suministro de energía y potencia para clientes regulados en general propenden a la participación de diferentes tecnologías de generación, tamaño de éstos o tipo de oferentes, evitando discriminación en la adjudicación de los procesos.

Cabe señalar que los PMG-PMGD han participado como oferentes en los procesos licitatorios que se han desarrollado, existiendo en la actualidad contratos de suministro respaldados por generadores de este tipo.

**Propuesta Final:** En este aspecto, no se incorpora una propuesta concreta, puesto que los argumentos planteados tienen como finalidad evitar la renuncia al cumplimiento de las obligaciones del contrato por parte del suministrador, lo cual parece relacionarse con la solvencia financiera y las características del respaldo de la oferta, más que con requisitos



estrictamente administrativos. Respecto de estos temas señalados, se analizan a continuación.

### 3.2.2. Requisitos financieros

Existe un consenso transversal en torno a la necesidad de aumentar la solvencia de quienes se adjudiquen contratos de suministro a clientes regulados, junto con fortalecer los mecanismos que aseguren el cumplimiento de las obligaciones contenidas en los contratos.

Entre estos elementos, se planteó la necesidad de aumentar la calificación de riesgo mínima exigida a los oferentes, pasando del nivel mínimo actualmente exigido BB+, a un nivel Investment Grade (al menos BBB).

Se advirtió también que la calificación de sociedades tipo Special Purpose Vehicle (SPV) conlleva desafíos, dado que estas entidades no suelen contar con historial financiero ni un modelo robusto al momento de la evaluación. Por ello, se planteó la necesidad de asegurar que las clasificadoras de riesgo dispongan oportunamente de los estados financieros auditados, y del modelo financiero definitivo de los nuevos proyectos comprometidos, para realizar clasificaciones de riesgo más consistentes.

En opinión de la Comisión, lo relacionado a la calificación de riesgo exigida requiere ajustes. Tal como se encuentra regulado en la actualidad, el instrumento no siempre ha permitido actuar como un mecanismo de alerta temprana, tendiente a reflejar el riesgo de incumplimiento de los compromisos asociados al contrato. Lo anterior, principalmente para aquellos adjudicatarios con sociedades tipo SPV, que comprometieron el desarrollo de nuevos proyectos de generación para respaldar el suministro adjudicado.

Para quienes respaldan sus propuestas exclusivamente mediante nuevos proyectos, mientras no exista el cierre financiero del mismo y la aprobación del financiamiento, no es posible contar con un modelo financiero definitivo, que permita realizar una adecuada calificación de riesgo. Ante esta situación, la calificación de riesgo se continúa realizando mediante escenarios y supuestos provistos por el adjudicatario, y en caso de resultar inviable su desarrollo, la misma queda en evidencia con escasa antelación a la fecha de inicio de suministro.

Si bien podría estimarse necesario exigir solamente una mayor calificación de riesgo, su sola exigencia sufriría los mismos vicios del mecanismo actual. Adicionalmente, exigir una elevada clasificación de riesgo inicial podría suponer una barrera de entrada, que limite la competencia de estos procesos, principalmente la que aportan oferentes respaldados mediante nuevos proyectos. Para superar este inconveniente, cobra sentido mencionar otra propuesta, que complementa el uso de la clasificación de riesgos para estos proponentes. Se refiere a la necesidad de establecer un hito anterior a la declaración en construcción, asociado a la obtención de financiamiento para la construcción de los proyectos comprometidos. El cierre financiero de estos proyectos, por el tipo de instituciones que lo otorgan, habitualmente requiere una clasificación de riesgo asociada al instrumento de deuda vinculado al proyecto que financia, la cual podría exigirse, por ejemplo, 2 a 3 años antes del inicio de suministro.



Adicionalmente, cobra sentido exigir el cierre financiero previo al inicio de construcción del proyecto, para contar con el modelo financiero que permita realizar una correcta clasificación de riesgo.

Otro tema a relevar guarda relación con las características del contrato que vincula al adjudicatario con la clasificadora de riesgo. Si bien no ha sido un tema regulado en las bases, en la práctica la mayoría de los adjudicatarios hace uso de contratos anuales, con cláusulas de renovación, que podrían no generar los incentivos correctos a las partes. Para ello se estima conveniente incorporar algunas exigencias adicionales a estos contratos, relacionadas a la duración mínima, junto con la obligación de entrega de información a la entidad clasificadora.

**Propuesta Final:** Se propone analizar la conveniencia de elevar la clasificación de riesgo exigida, según el tipo de suministro a licitar y/o según la etapa del contrato de suministro. Lo anterior permitiría exigir una clasificación de riesgo más alta según las características del bloque de suministro licitado (por ejemplo, según duración, antelación, etc.) y los potenciales oferentes disponibles a participar del correspondiente proceso. A su vez, habilitaría poder aumentar la calificación de riesgo exigida a un oferente adjudicado a medida que avance la etapa de desarrollo de un contrato. Cabe tener en consideración que, aun cuando se requiere mayor seguridad en la continuidad de los suministradores adjudicados, no se pretende que los requisitos financieros representen un instrumento que impida la participación de nuevos proyectos y actores, y con ello se perjudique la competitividad de la licitación. Para oferentes respaldados mediante el desarrollo de nuevos proyectos, se incorporará la exigencia de cumplir hitos previos al inicio de construcción, tales como aquellos relativos al cierre financiero o la obtención de la clasificación de riesgo requerida en dicha etapa. Adicionalmente, se incorporará en las bases requisitos en torno a la duración del contrato suscrito con la clasificadora de riesgo, la obligación de entrega de información oportuna por parte del suministrador para efecto de la clasificación (por ejemplo, de estados financieros auditados), la entrega por parte de la clasificadora de reportes a las Licitantes y la Comisión, incorporando además la posibilidad de que una Licitante exija una clasificación de riesgo de otra compañía.

### 3.2.3. Respaldo de la oferta

En relación al respaldo de las ofertas, se recibieron un conjunto de propuestas. Entre estas se da cuenta, por ejemplo, de la necesidad de exigir que el oferente disponga de más energía disponible a la energía contratada, durante la vigencia del contrato. Asimismo, que se permita respaldar contratos de largo plazo mediante contratos de respaldo suscritos con otros generadores. En cuanto a las características de los proyectos y/o activos que respaldan la energía contratada, se planteó la necesidad de que los mismos cuenten con la capacidad de prestar SSCC. Adicionalmente, se planteó la conveniencia de que a los proyectos nuevos comprometidos se les exija cumplir con ciertos atributos, como la seguridad, sustentabilidad, entre otros.

En opinión de la Comisión, los contratos de largo plazo requieren de suministradores que cuenten con activos suficientes, capaces de suplir la energía comprometida. Asimismo, los



contratos de largo plazo son un instrumento que habilita el desarrollo de nueva capacidad de generación y de sistemas de almacenamiento de energía, requeridos para el respaldo de la energía contratada. En contratos de largo plazo, disponer de activos de generación en operación representa una fuente fiable de respaldo de las obligaciones contenidas en los contratos. Por lo tanto, no es conveniente respaldar contratos de largo plazo mediante contratos de respaldo con otros generadores. Sin perjuicio de lo anterior, con el fin de aumentar la competitividad de los procesos de licitación, podría evaluarse la conveniencia de hacer uso de este tipo de contratos de respaldo para efecto de licitaciones de corta antelación y aquellas de corta duración del contrato, en donde exista menor posibilidad de que proyectos nuevos puedan competir. Asimismo, estos contratos podrían permitirse para respaldar ofertas en zonas en las cuales se disponga de baja capacidad de respaldo mediante medios de generación propios, de acuerdo con lo propuesto en 3.1.1.

Con relación a las características de los proyectos y activos que respaldan la energía contratada, debe tratarse de proyectos capaces de aportar a la eficiencia del sistema eléctrico, y estar sujetos al cumplimiento de las exigencias contenidas en la normativa vigente. En cuanto a exigirles la prestación específica de ciertos SSCC, o que cumplan ciertos atributos específicos que contribuyan a la seguridad o sustentabilidad del sistema, considerando que se trata de elementos de carácter sistémico, no resulta del todo conveniente este tipo de restricción a los participantes de la licitación de suministro regulado, considerando que el pago de dicho aporte a la eficiencia sistémica sería soportado exclusivamente por los clientes regulados. Adicionalmente, la normativa vigente ya contempla mecanismos para la provisión de SSCC<sup>7</sup> de manera eficiente y privilegiando la competencia cuando ésta sea posible; y en caso de que los recursos existentes no permitan una prestación eficiente de los mismos, o que el sistema requiera nuevos SSCC, la propia normativa establece mecanismos competitivos para licitarlos, siendo remunerados por todo el sistema y no únicamente por parte de los clientes regulados. En consecuencia, aun cuando los recursos requeridos para la prestación de SSCC son beneficiosos para el sistema, e incluso puedan contribuir a menores componentes de pago por parte de los clientes regulados (asociados a SSCC), existen otros instrumentos normativos dispuestos para la remuneración de éstos de una manera más eficiente que mediante los contratos de suministro de clientes regulados. De esta forma, imponer obligaciones a los contratos de los clientes regulados que no son exigibles a los contratos de clientes libre puede dejar en una condición de desventaja económica a los clientes regulados. Sin perjuicio de lo anterior, se valora la conveniencia de entablar instancias de coordinación con el CEN, que permitan aprovechar la complementariedad que exista entre los procesos de licitación de suministro con el de provisión de SSCC.

Por último, ante la inexistencia de problemas de suficiencia o seguridad en el SEN, resulta conveniente facilitar el reemplazo del respaldo de la energía contratada mediante proyectos que se encuentren en operación a través de la adquisición, asociación o representación de activos existentes, sin la necesidad de que un oferente se encuentre obligado a desarrollar un proyecto nuevo. Asimismo, el riesgo de desarrollo de nuevos proyectos debe permanecer en el suministrador, entregando a su vez la flexibilidad que le permita adaptar el respaldo exigido,

---

<sup>7</sup> Ver artículo 72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos y Título III del Decreto Supremo N°113, de 2017, del Ministerio de Energía (Reglamento de Servicios Complementarios).



ante inconvenientes y/o retrasos en la entrada en operación de los proyectos comprometidos. En dicho sentido, más que penalizar o imponer multas por la demora en la entrada en operación de nuevos proyectos, siendo que el suministrador que pretende cumplir con las obligaciones del contrato siempre debiese contar con los incentivos para hacerlo, resulta conveniente centrarse en la definición del conjunto de elementos que tornan creíble el cumplimiento de la obligación de suministro del contrato, tales como permitir incorporar nuevos medios de respaldo o garantías durante el período de atraso. En el caso de aquellos suministradores que no pretenden cumplir con las obligaciones del contrato, el cobro de multas ha resultado inoficioso, puesto que éstas no han sido pagadas, ejecutándose únicamente el cobro de las garantías del contrato.

**Propuesta Final:** Se propone, para contratos de largo plazo, habilitar el reemplazo de proyectos nuevos por otros medios de respaldo que se encuentren en operación, que permitan dar mayor flexibilidad al oferente para adaptarse ante diferentes contingencias o retrasos.

### 3.2.4. Garantías y multas

Otro elemento con amplio consenso guarda relación con la necesidad de aumentar las garantías exigidas a quienes se adjudiquen contratos de suministro para clientes regulados. Asimismo, se ha señalado la conveniencia de exigir que estas garantías se mantengan vigentes durante más tiempo, incluso durante toda la vigencia del contrato.

Para nuevos oferentes, se planteó incluso la posibilidad de exigir garantías de su empresa matriz o controladora, incluyendo garantías para asegurar el cumplimiento de hitos anteriores al inicio de construcción, como por ejemplo la obtención de financiamiento.

Respecto a la ejecución de las garantías comprometidas, y para efecto de agilizar estos procedimientos, hay quienes plantearon la necesidad de limitar las causales posibles de invocar, como hechos constitutivos de fuerza mayor, como también la de incorporar cláusulas de salida en los contratos (ver 3.3.5)

Por último, se planteó la necesidad de incorporar sanciones o multas que desincentiven el comportamiento oportunista de algunos suministradores, por ejemplo, saliendo temporalmente del Mercado de Corto Plazo (MCP), afectando al resto de los suministradores.

La exigencia de mayores garantías se visualiza como uno de los instrumentos capaces de contribuir a desincentivar la presentación de ofertas especulativas, o amparadas en escenarios muy optimistas, que ante un cambio en las circunstancias en que opera el mercado eléctrico, lleve al término anticipado de contratos.

Se hace presente que los procesos de contratación de suministro eléctrico de grandes clientes libres suelen contemplar procesos tipo *due diligence*, dirigidos a los oferentes y a los proyectos nuevos que comprometen, para evaluar el riesgo de cada una de estos y poder seleccionar aquellos llamados a competir por el suministro licitado.

Este esquema de selección de oferentes no es posible aplicarlo de la misma manera en los procesos de licitación que lleva a efecto la Comisión para los clientes regulados, debido a que



uno de los principios establecidos en el inciso quinto del artículo 131 de la Ley indica que estas licitaciones públicas deben cumplir, entre otros, con el principio de no discriminación.

Asimismo, se hace presente que no existe normativa explícita que permita a la Comisión hacer un análisis previo de las ofertas, o efectuar una evaluación técnica de los proyectos, así como de su viabilidad financiera. La evaluación técnica o financiera de las ofertas, sin criterios objetivos preestablecidos en las bases, ponen en riesgo que el proceso completo sea obstaculizado producto de cuestionamientos o acusaciones de discriminación por parte de algunos oferentes u observadores del proceso.

Por otra parte, y atendido el principio de libre entrada en el mercado de generación eléctrica, acceso abierto y neutralidad tecnológica, las bases de licitación son abiertas a cualquier tipo de tecnología o proyecto, como a proyectos en ejecución o que ya se encuentren debidamente operando. Por lo tanto, resulta difícil identificar ex-ante el conjunto de reglas y parámetros objetivos que gobiernan este mecanismo de selección de oferentes y de proyectos. Adicionalmente, estas reglas y parámetros, junto con el correspondiente procedimiento, debería estar contenido en las bases de licitación de una forma clara y objetiva, para no ser blanco de cuestionamientos relativos a posible discriminación arbitraria.

En opinión de la Comisión, existe un margen razonable para incrementar el monto de las garantías exigidas para participar de los procesos de licitación, y desincentivar ofertas especulativas. Lo anterior, resguardando que éstas no resulten en una barrera de entrada que perjudique la competitividad del proceso.

Adicionalmente, para oferentes que comprometan nuevos proyectos, es recomendable exigirle el cumplimiento de hitos anteriores al inicio de construcción, relativos a la aprobación del financiamiento. La incorporación de cláusulas de salida si bien podría ser deseable, debería contemplar un mecanismo simétrico, posible de ser activado tanto por el suministrador como por las Distribuidoras. Contratos de clientes libres contendrían este tipo de cláusulas, sin que representen un riesgo infranqueable.

En cuanto a la imposición de multas ante incumplimientos, en opinión de la Comisión no ha sido un instrumento capaz de mejorar la ejecución de proyectos nuevos comprometidos. Su implementación ha requerido alta carga administrativa; y en el caso de los contratos terminados anticipadamente, las potenciales sanciones que se afrontan encuentran un límite en el monto de las garantías exigidas. Sin perjuicio de la necesidad de establecer límites y condiciones para la efectiva materialización de los proyectos y respaldos comprometidos, una vez iniciada la construcción es el suministrador quien cuenta con los mayores incentivos para lograr la oportuna y efectiva entrada en operación de los proyectos nuevos.

Relacionado con la oportuna y efectiva ejecución de los instrumentos de garantía ante incumplimientos, los mismos han sido objeto de múltiples recursos administrativos y judiciales. Lo anterior genera un retraso considerable entre el momento en que se verifica el incumplimiento, y el momento en que se ejecuta, por ejemplo, la garantía, afectando la credibilidad de estos procedimientos. En la actualidad, este retraso se justifica en el hecho de que ante una resolución judicial posterior que acoja un planteamiento de caso fortuito o fuerza mayor que justifique determinado incumplimiento, no existe mecanismo en la normativa



vigente que permita restituirle al suministrador los montos asociados a la ejecución indebida de estas garantías. Por lo tanto, se requiere adecuar la normativa para permitir la restitución, sin intereses, del cobro de garantías, cuando esto corresponda.

En cuanto a la existencia de sanciones o multas para suministradores que salen temporalmente del MCP ante, por ejemplo, condiciones adversas del mercado, y reingresan posteriormente, los contratos vigentes ya contemplan sanciones, como la ejecución de la garantía de fiel cumplimiento del contrato. En caso de que no se encuentre vigente, es potestad de las partes afectadas efectuar los reclamos pertinentes, sin perjuicio que se podría incluir en las respectivas bases alguna sanción en particular.

Por último, se valoró la necesidad de complementar el uso de distintos instrumentos relevados en este informe, para efecto de contar con ofertas de mayor solvencia.

**Propuesta Final:** Se propone incrementar el monto de las garantías exigidas, respecto los montos actualmente requeridos, de modo de desincentivar ofertas especulativas. Asimismo, se propone extender la vigencia de los instrumentos de garantía durante la vigencia del contrato de suministro, habilitando la posibilidad de reducirlos a medida que se hace efectiva la entrada en operación de los activos físicos comprometidos que respaldan la energía contratada o a medida que se vaya ejecutando el contrato. Para oferentes que comprometan el desarrollo de nuevos proyectos, se propone establecer montos de garantía diferenciados e incorporar la obligación de cumplir hitos asociado a la obtención de financiamiento (en consistencia con 3.2.2). Además, se propone limitar las causales de fuerza mayor posibles de ser invocadas para el término anticipado de contratos, particularmente en lo relativo a invocar causales de fuerza mayor ante retrasos u obstáculos en la construcción de un proyecto de generación en particular, con el fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del contrato. Lo anterior se complementa con el otorgamiento de mayor flexibilidad para sustituir el respaldo de la oferta (ver 3.2.3). Por su parte, se propone un cambio legal que incorpore un mecanismo que permita restituir, sin intereses, el cobro de garantías, cuando corresponda, con el fin de permitir su cobro inmediato una vez concurridas sus causales de cobro, con independencia de los procesos de solicitud de fuerza mayor que pueda requerir el suministrador. Por último, se propone un cambio legal que establezca penalidades para los suministradores de contratos de clientes regulados que se vean suspendidos por el Coordinador de la participación del mercado de corto plazo, a cuenta de los ingresos retenidos del mercado spot.

### 3.3. Asignación de Riesgos

#### 3.3.1. Riesgo regulatorio

En materia de riesgos, existe un diagnóstico compartido respecto a la necesidad de reducir el riesgo regulatorio al que ha estado expuesto el mecanismo de licitaciones de suministro a clientes regulados. Se destacó la importancia de restituir la confianza en los contratos regulados como condición esencial para asegurar participación, competencia, precios eficientes y estabilidad en los procesos de licitación y la provisión de suministro. En particular,



se advirtió sobre los efectos negativos de medidas implementadas, como el congelamiento de precios y las propuestas de dilución de contratos, modificaciones a reglas de indexación u otras iniciativas que alteren las condiciones contractuales originalmente convenidas. Se valoró la necesidad de velar por el respeto de las condiciones existentes al momento de la suscripción de los contratos.

En ese orden de consideraciones, se hace presente que este desafío asociado a restituir la confianza en el mecanismo de licitaciones no puede ser abordado solamente mediante las bases de licitación, sino que requiere de un mayor compromiso institucional.

En opinión de la Comisión, los procesos de licitación de suministro requieren de un conjunto de condiciones y garantías institucionales, que otorguen certeza a las condiciones y términos establecidos en los contratos. Sin perjuicio de la necesidad de entender al marco normativo y regulatorio como un elemento que en el tiempo necesita modificarse y ser adaptado a las condiciones y requerimientos del mercado, es necesario limitar el alcance de las modificaciones posibles, velando porque éstas sean las necesarias para adaptarse a nuevas condiciones del mercado, promoviendo la competencia y la eficiencia en su operación y desarrollo, descartando aquellas que buscan obtener beneficios de corto plazo. Las modificaciones y adecuaciones posibles deben ser capaces de respetar el sentido de las condiciones existentes al momento de la realización de los respectivos procesos de licitación. No obstante lo anterior, todos los contratos deben someterse en todo momento a la normativa vigente, por lo que resultaría infructífero restringir mediante las bases de licitación la aplicación de algún cambio legal o normativo futuro. En caso de cambios regulatorios que afecten el equilibrio económico de los contratos, debe ser posible canalizarlos mediante el mecanismo de revisión de precios de contratos.

**Propuesta Final:** Se propone incorporar en las bases y contratos, que el precio y la fórmula de indexación forman parte de las condiciones y estipulaciones esenciales del contrato, con el fin de contribuir a otorgar mayor certeza jurídica a las partes.

### 3.3.2. Riesgo nodal

El riesgo nodal ha sido uno de los elementos que ha captado la atención y genera preocupación en los suministradores. La configuración radial del sistema eléctrico y las restricciones de transmisión, especialmente considerando el ingreso masivo de energías renovables y la demora en la ejecución de obras de transmisión, genera en la operación del sistema diferencias considerables en los costos marginales a lo largo del sistema. Esta diferencia entre los puntos de oferta y de compra, no se estaría reflejando adecuadamente en los factores de modulación utilizados para ajustar el precio de los contratos en los distintos puntos de compra, afectando los flujos de ingreso de los distintos suministradores y el equilibrio económico de los contratos.

Para enfrentar este riesgo, se propuso, por un lado, mantener la zonificación de la demanda, limitando o desincentivando la participación de oferentes en zonas distintas a aquellas donde





se ubican sus activos; o bien incorporar criterios de evaluación de ofertas que valoren positivamente la localización de proyectos en zonas no saturadas.

En forma complementaria, existe consenso respecto de la necesidad de ajustar los factores de modulación utilizados en la actualidad, para referir los precios del contrato a los puntos de compra, respecto de los puntos de oferta de cada licitación. Se indicó que la metodología vigente no ha reflejado adecuadamente la dinámica de los costos marginales, especialmente en la zona sur del sistema eléctrico. Las propuestas en esta materia incluyen desde acortar el horizonte de evaluación que se ocupa actualmente para la determinación de estos factores, utilizar los factores asociados a costos marginales reales observados durante los últimos meses o incluso eliminar completamente los factores de modulación, incrementando en su reemplazo el número de puntos de oferta.

En opinión de la Comisión, el riesgo nodal debe ser abordado desde diversas aristas. Por un lado, se valora el impacto de la segmentación zonal del bloque de suministro, analizado en 3.1.1. Para el riesgo nodal, la segmentación zonal entrega una herramienta de gestión de riesgo al oferente, en el sentido que le permite ponderar el riesgo asumido a lo largo del sistema, adoptando las medidas de mitigación y desarrollo que considere adecuadas, y se encuentren reflejadas en los precios ofertados. Adicionalmente, permite a la Comisión limitar eventualmente el riesgo posible de asumir por parte del oferente, por ejemplo, restringiendo su participación a las zonas en las cuales cuente con activos de generación y/o respaldo para sus retiros.

Con relación al uso de los factores de modulación, cabe reconocer que estos factores no siempre han logrado reflejar la evolución esperada de los costos marginales a lo largo de las distintas barras del sistema eléctrico. Lo anterior ha significado en el último tiempo, marcadas diferencias en las barras ubicadas al sur de la S/E Ciruelos, entre los factores ocupados en la facturación, respecto a los que surgen de la operación real del sistema. Ello se ha encontrado influido por el efecto de nuevos proyectos de generación y de transmisión proyectados en el mediano plazo, sobre los costos marginales esperados del Precio de Nudo de Corto Plazo, lo cual no siempre guarda relación con el comportamiento observado en los costos marginales reales en el corto plazo. Adicionalmente, las variaciones observadas en los costos marginales a lo largo de cada día, genera interrogantes respecto a la conveniencia de contar con factores de modulación que aplican durante el período de facturación, y que a su vez conviven con la segmentación horaria del bloque de suministro.

Esta Comisión valora la existencia de los factores de modulación, como elemento que permite acotar riesgos del suministrador, fomentando la participación y promoviendo la competencia. Sin perjuicio de lo anterior, se observa necesario analizar nuevamente la reducción del horizonte de evaluación para la determinación de estos factores, como también la conveniencia de ocupar factores de modulación determinados a partir de la operación real del sistema. Adicionalmente, se analizará la conveniencia de contar con factores de modulación para cada bloque horario, así como también la conveniencia de cambiar hacia factores de carácter aditivo, en contraposición a los factores multiplicativos utilizados hasta el momento.

**Propuesta Final:** Se propone ajustar la metodología de cálculo del Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo de los factores de modulación, reduciendo el horizonte de evaluación





a una ventana de 6 a 12 meses de los costos marginales proyectados por el Precio de Nudo de Corto plazo, de modo de reflejar las condiciones de corto plazo aplicables al siguiente período tarifario semestral. A su vez, se propone considerar la conveniencia de elaborar factores de modulación horarios.

Por su parte, se propone realizar una modificación reglamentaria que habilite a determinar los factores de modulación en función de los costos marginales de la operación real del sistema.

Adicionalmente, se propone realizar una modificación reglamentaria que habilite migrar de los factores de modulación multiplicativos actuales, a un esquema de carácter aditivo, con el fin de reflejar de mejor manera las diferencias de costos a la que se ven expuestos los suministradores en relación al riesgo nodal.

### 3.3.3. Riesgo de demanda

En relación con el riesgo de demanda, se planteó la necesidad de que los contratos resultantes de licitaciones de suministro a clientes regulados cuenten con cláusulas tipo *take or pay*, que aseguren un nivel mínimo de energía facturada en los contratos. Paralelamente, se planteó la necesidad de que al menos se mantengan en el tiempo las condiciones regulatorias que determinan la demanda regulada, evitando la incertidumbre generada a partir de modificaciones imprevistas, con impacto directo en la demanda regulada y los retiros de energía de los contratos.

En opinión de esta Comisión, el riesgo de demanda es un elemento a tener en consideración, siendo que es soportado en su totalidad por el suministrador. En la práctica, se manifiesta a través de la diferencia entre las cantidades contratadas y la demanda de las distribuidoras. Durante el período 2018/2023 existió un alto nivel de sobrecontratación, producto de la masiva migración de clientes regulados al régimen libre, llegando la energía contratada a superar en un 40% la demanda de clientes regulados observada en aquellos años.

Este elemento resulta altamente preponderante para proyectos nuevos desarrollados bajo esquema tipo *project-finance*, en el que la estabilidad en las cantidades de energía facturada permite entregar mayor relevancia al precio del contrato, como elemento de gestión de riesgo con la capacidad de estabilizar los flujos de caja y hacer posible el desarrollo de nuevos proyectos.

En contratos de clientes libres se observa el uso de cláusulas *take or pay*, con las cuales se acota el riesgo al cual se ve expuesto el suministrador. En línea con lo observado en el mercado de clientes libres, se estima conveniente mitigar el riesgo de demanda de manera de tornar más atractivo los contratos de clientes regulados, atrayendo una mayor participación y logrando mejores precios. No obstante, y en concordancia con lo observado en el mercado de clientes libres, esta medida debiese acotar y no eliminar completamente el riesgo de demanda que enfrenta el suministrador.



Sin perjuicio que la implementación de cláusulas *take or pay* requiere cambio legal, para contratos de largo plazo, y con la intención de entregar mayor certeza a los flujos asociados al contrato, en opinión de la Comisión es posible incorporar en las bases nuevamente cláusulas que permitan extender la vigencia del período de suministro en 3 a 5 años. Podría evaluarse además la posibilidad que la activación de la extensión del contrato por el suministrador no sea automática, sino que requiera por ejemplo verificar que ha determinada fecha se haya facturado una determinada fracción de la energía comprometida en el contrato. Medidas de este tipo requerirían ser activadas con suficiente antelación, de manera de descontar el volumen extendido de los futuros montos a licitar.

Por último, cabe señalar la relevancia de las estimaciones de demanda contenidas en el informe anual de licitaciones, como también de las definiciones de los montos a licitar de los últimos procesos. Lo anterior ha significado estimaciones de crecimiento de demanda conservadoras, promoviendo nuevos procesos de licitación que permitan contar con una estrecha y razonable holgura de contratación. Sin perjuicio de ello, lo anterior adquiere real sentido en la medida que se mantengan las condiciones estructurales que determinan la demanda, y no se generen modificaciones normativas que afecten la demanda en el corto plazo, la que, ante cantidades contratadas constantes, afecta los niveles de sobrecontratación en el corto plazo.

**Propuesta Final:** Se propone mantener un monitoreo constante de la demanda por parte de clientes regulados, haciendo uso de parámetros conservadores al momento de efectuar estimaciones de demanda. A su vez, se propone dimensionar los procesos de licitación de manera tal de contar con una holgura de contratación total que no supere el 10%. En los contratos de largo plazo, reinstaurar la figura de ampliación del período de suministro, en el caso que exista un saldo remanente de energía no facturada. Promover cambios normativos que habiliten para futuros contratos, poder incorporar cláusulas del tipo *take or pay* por un volumen mínimo de energía establecido en las bases, que, aunque no aseguren la facturación del 100% del volumen contratado, sí permitan acotar el riesgo de demanda que debe asumir el suministrador.

### 3.3.4. Revisión de precios y Renegociación de contratos

Respecto del mecanismo de revisión de precios, existe una valoración positiva de este instrumento. En esta materia algunos participantes sugieren mantenerlo en los términos actuales, de acuerdo con las disposiciones del artículo 134 de la Ley, limitado a cambios normativos y tributarios permanentes. Otros, en cambio, proponen extender su aplicación también a cambios de carácter transitorio. Aunque se reconoce que lo anterior podría incentivar un uso excesivo del mecanismo de revisión de precios, argumentan que podría desincentivar la adopción de cambios de carácter transitorio, que afecten los costos de operación de los contratos.

En relación con la renegociación de contratos, algunos participantes expusieron la inconveniencia de abrir espacios de renegociación de contratos, debido a que aumentarían



significativamente los niveles de riesgo, particularmente para quienes financian el desarrollo de proyectos, lo cual podría desincentivar la participación y reducir los niveles de competencia de los procesos de licitación. En tal sentido, proponen respetar las reglas de juego bajo las cuales fueron suscritos los contratos.

En opinión de esta Comisión, el mecanismo de revisión de precios es un instrumento necesario, con un diseño institucional que entrega garantías de un justo proceso a las partes intervinientes. Actualmente es posible reafirmar lo anterior, a partir de las experiencias recientes en torno a su activación y del procedimiento administrativo resultante.

En cuanto a la propuesta referida a ocupar este mecanismo ante cambios transitorios, en opinión de la Comisión esta medida podría resultar contraproducente, dificultando la posibilidad de identificar la porción del impacto alegado que se asocia a cambios normativos transitorios, de aquellos propios de la contingencia de precios y operación del mercado eléctrico en el corto plazo. En ese sentido, se valora necesario mantener dicho mecanismo para cambios permanentes, velando por que no se adopten cambios transitorios que afecten el equilibrio económico de los contratos.

Por último, sin perjuicio que los contratos siempre deben ajustarse a la normativa vigente, en opinión de la Comisión no resulta conveniente impulsar procesos de renegociación de las condiciones esenciales de los contratos.

**Propuesta Final:** Se propone mantener el mecanismo de revisión de precios ante cambios permanentes.

### 3.3.5. Cláusulas de Salida o Terminación Anticipada de Contratos

Se solicitó por parte de los participantes de las Jornadas Técnicas la necesidad de incorporar en el modelo de contrato a suscribir entre las empresas licitantes y los suministradores, cláusulas de salida o de término anticipado de los contratos de suministro.

Cabe señalar que el modelo actual de los contratos de suministro incorpora una cláusula de término anticipado que faculta al suministrador o la distribuidora a poner término unilateralmente al contrato, antes del plazo de vigencia originalmente establecido en las bases y en el respectivo contrato. Sin embargo, dicha terminación debe originarse por ciertas causales, asociadas a incumplimientos cometidos durante la ejecución del contrato y que sean imputables al suministrador o a la distribuidora.

Se hace presente que no existe en el actual modelo de los contratos de suministro una cláusula de salida que permita la terminación anticipada del contrato de suministro de mutuo acuerdo, o a solicitud de una de las partes, sin que medie un incumplimiento contractual.



En opinión de esta Comisión, es posible incluir cláusulas penales pecuniarias, mediante las cuales se tase anticipadamente los perjuicios que provocaría el término anticipado del contrato de manera unilateral y sin que medie un incumplimiento contractual por parte del suministrador. Cláusulas de este tipo son una práctica habitual en contratos con clientes libres, en donde ambas partes pueden solicitar la ejecución de tales cláusulas de salida. Sin perjuicio de lo anterior, la terminación de los contratos por medio de estas cláusulas de salida debe contar con aprobación previa de la Comisión, quien velará por el cabal cumplimiento de las condiciones establecidas en las bases.

**Propuesta Final:** Se propone analizar el diseño y las características de una cláusula penal pecuniaria bilateral de término anticipado, posible de incorporar en futuros contratos.

### 3.3.6. Costos Sistémicos

En relación con el tratamiento de los Costos Sistémicos (CS), que considera en general todo tipo de pagos laterales del sistema asignable a los generadores a prorrata de sus retiros de energía, existen dos posiciones. Por un lado, hay quienes argumentaron que no conviene que los CS sean soportados por el suministrador, y que resulta necesario que los contratos contemplen un mecanismo tendiente a traspasar estos costos, en línea con lo implementado a partir de la licitación 2023/01. Lo anterior lo fundamentaron principalmente en la escasa posibilidad de gestionar estos costos por parte del suministrador, con un comportamiento altamente volátil, cuyas magnitudes guardan relación con elementos exógenos que tienen que ver con el precio internacional de los combustibles, y los criterios de operación segura a mínimo costo que lleva adelante el CEN.

Por otra parte, hay posturas que plantean la necesidad de no considerar el traspaso de CS dentro de los contratos de suministro, bajo el argumento que los clientes no tienen elementos que le permitan gestionar estos sobrecostos, y que mantenerlos a cargo del suministrador genera incentivos para reducirlos y lograr una prestación eficiente. En la medida que los suministradores sean capaces de traspasar la totalidad de los CS, en su opinión no existirían incentivos para la prestación eficiente y consecuente reducción de los CS.

Los pagos laterales y por SSCC han sido un tema de constante preocupación, principalmente a partir del año 2022, cuando llegaron a alcanzar valores en torno a los 25 US\$/MWh, 10 veces por encima de los valores históricamente asociados a dichos conceptos. Su incremento ha obedecido a varias razones, pero el principal de ellos se asocia al incremento en el precio de los combustibles, junto con la operación a mínimo técnico de centrales térmicas y la mayor penetración de energías renovables variables.

El ingreso masivo de tecnología de generación intermitente, eólica y principalmente fotovoltaica, demanda mayores requerimientos de SSCC, la mayoría de los cuales son aportados por unidades térmicas, y donde también participan las centrales de embalse cuyo precio sombra obedece al del combustible de la central térmica que desplaza. Adicionalmente, deprime los costos marginales, principalmente durante el horario diurno,



tornando más cuantiosa la compensación de la operación de centrales térmicas a mínimo técnico requeridas para el suministro a mínimo costo durante el horario nocturno. A su vez, también se presenta la operación a mínimo técnico de centrales térmicas asociada a la prestación de SSCC de reservas, lo cual también genera pagos de CS vinculados al diferencial entre el costo marginal del sistema y los costos de producción de generación térmica. Por último, el régimen de autodespacho y la remuneración a Precio Estabilizado de los PMG-PMGD, junto a los bajos costos marginales en horario diurno, significaron un marcado incremento en los pagos laterales que supone la remuneración de las inyecciones de estos medios de generación conforme el artículo 149 de la Ley.

En opinión de esta Comisión, los pagos por concepto de CS (pagos laterales y SSCC) no resultan gestionables por un suministrador. Éstos dependen fuertemente del costo de los combustibles, y obedecen también a las decisiones de operación segura por parte del CEN. A su vez, dichos CS son asignados a todos los agentes, a prorrata de los retiros horarios realizados por los suministradores, por lo cual no depende de la gestión de operación del suministrador en particular ni de sus recursos de producción en tal período horario. Dados los precios fijos de los contratos de largo plazo de las licitaciones de suministro y la alta variabilidad que han experimentado estos CS, así como la incertidumbre de la evolución en el largo plazo de éstos, se estima que el hecho de no poder traspasar a precio del contrato el valor de los CS, redundaría en la práctica en la incorporación de elevadas primas de riesgo por parte del suministrador al momento de formular las ofertas, incrementando considerablemente los precios resultantes en contratos de largo plazo por condiciones que pueden incluso ser de carácter transitorio, derivadas de la variabilidad e incertidumbre de estos CS. Al respecto, cabe recordar que los CS siempre son pagados por los suministradores y que éstos finalmente son traspasados de manera directa o indirecta al precio de los clientes regulados. En licitaciones anteriores a la licitación 2023/01, los clientes veían traspasado los CS en el precio de oferta de manera indirecta, pues el suministrador incorporaba en éste una componente necesaria para cubrir sus pagos estimados por concepto de CS, con las correspondientes holguras o primas de riesgo. Por otra parte, la propuesta de traspasar los CS corresponde a un mecanismo de traspaso directo de los pagos por CS de suministrador, sin permitirle a éste rentas por este concepto, pero asumiendo entonces el cliente la volatilidad de dicho costo.

Lo anterior, principalmente debido a que la magnitud de estos costos hasta el momento ha dependido fuertemente del precio de los combustibles, de la disponibilidad de tecnología y recursos para la operación segura y eficiente del sistema y la prestación de SSCC. En ese sentido, es posible suponer que el continuo ingreso de capacidad de almacenamiento, mejoras en las condiciones de competencia de las subastas y licitaciones de SSCC, desplazamiento en el despacho de centrales que operan a mínimo técnico, entre otras, conlleve una disminución y estabilización de esta componente de costo. En tal sentido, el traspaso directo de los CS en contratos de largo plazo podría permitir que las reducciones de CS logradas se reflejen en reducciones al precio del cliente.

Por último, cabe tener presente que en el mercado eléctrico mayorista coexisten dos mercados: uno de energía y otro de SSCC. En el mercado de SSCC, anualmente se evalúan las



condiciones de competencia, y los requerimientos de servicios y recursos necesarios. De acuerdo con la normativa vigente, la realización de subastas supone que el CEN ha determinado previamente que las condiciones de mercado son suficientes para poder contar con un mercado competitivo para la prestación de este servicio, sin que unos pocos agentes exploten significativamente alguna posición dominante. En caso de evidenciar problemas de competencia, la normativa vigente ya contempla las medidas necesarias para resguardar una remuneración adecuada, ya sea instruyendo la prestación directa o autorizando la realización de licitaciones por nueva capacidad. En tal sentido, si ambos mercados funcionan correctamente bajo condiciones de competencia, e incluso considerando la operación del mercado de SSCC bajo instrucción directa, no debiesen presentarse distorsiones por el hecho de incorporar el traspaso directo de CS en los contratos. Así, si el mercado de SSCC es competitivo, el resultado de las subastas de SSCC no debiese depender de los resultados de las licitaciones de suministro para clientes regulados. Incluso si no existieran condiciones de competencia en el mercado de SSCC, la instrucción directa y la valorización de ésta tampoco se debería ver influenciada por los resultados de las licitaciones de suministro para cliente regulado ni de si estos contratos traspasan directamente o no los CS. Suponer que el traspaso directo de los CS permitiría a los suministradores de contratos regulados aumentar en el tiempo el valor de los SSCC, implica suponer que no existe suficiente competencia en el mercado de SSCC, pues resultaría factible explotar su poder de mercado para aumentar los precios, o que no existen incentivos suficientes para participar en las subastas por parte de quienes cuentan con recursos para la prestación de SSCC. Lo anterior no se condice con el monitoreo de mercado permanente que efectúa el CEN para determinar si existen condiciones de competencia para permitir la operación eficiente de un mercado abierto.

En un anexo se presenta la evolución en el último período de los costos sistémicos.

**Propuesta Final:** Se propone mantener traspaso directo de los CS efectivos al precio del contrato, y promover modificación normativa tendiente a habilitar el establecimiento de cargos en el contrato destinados a remunerar otros conceptos distintos a la energía y potencia, a modo de implementar un traspaso de manera transparente y certera.

### 3.3.7. Otros

Otro tema que resulta relevante al momento de analizar el riesgo que asumen los generadores en su rol de comercializador de energía, guarda relación con la asignación de los Ingresos Tarifarios (IT). En esta materia, se plantea la necesidad de conseguir un mecanismo permanente que facilite el traspaso de los ingresos tarifarios extraordinarios a los suministradores, atendido la demora en los desarrollos de transmisión requeridos.

En opinión de la Comisión, la reasignación de IT producto de retrasos en la entrada en operación de obras del sistema de transmisión nacional ya se encuentra abordado por el artículo 114 bis de la Ley. Por su parte, las Diferencias por Compra establecidas en la Resolución N°703/2018 aborda los diferenciales de costos marginales que se producen a nivel



de transmisión zonal. Por lo tanto, no se aprecia ajustes necesarios a implementar en esta materia.

### 3.4. Administración de los contratos

#### 3.4.1. Responsabilidad de Supervisión

Actualmente, la responsabilidad de la supervisión de los contratos de suministro recae de manera exclusiva en las empresas distribuidoras licitantes. Cabe hacer presente que, cada una de las empresas distribuidoras licitantes suscribe el correspondiente contrato de suministro, teniendo la obligación individualmente de supervisar su correcta ejecución.

En estos últimos años, la administración de los contratos ha generado una importante carga administrativa tanto para cada una de las distribuidoras como para la Comisión, atendido a la tramitación de distintas solicitudes de fuerza mayor presentadas por parte de las empresas generadores, así como los procedimientos de terminación anticipada de contratos, cambio de proyectos de respaldo de los contratos, entre otros.

Atendido lo antes señalado, las propuestas relativas a la administración de los contratos resultantes de los procesos de licitación destacan la necesidad de agilizar la gestión de los múltiples contratos suscritos en cada proceso de licitación.

Se propone por parte de los participantes de las Jornadas Técnicas establecer mecanismos automáticos de aprobación para cambios o autorizaciones que afecten de manera transversal a todas las distribuidoras.

En lo que respecta a los proyectos nuevos comprometidos, se enfatizó la necesidad de efectuar un mayor seguimiento de los hitos de avance, incluyendo incluso la necesidad de auditar o verificar instancias previas al inicio de construcción, como por ejemplo la obtención de permisos y del financiamiento. Con ello, lo que se busca es anticipar eventuales incumplimientos que puedan derivar en una terminación anticipada de los contratos cercana al inicio del suministro. Para este propósito, se propone desarrollar una plataforma integral de gestión de contratos y proyectos, común para todas las entidades involucradas.

Finalmente, algunos participantes sugirieron incorporar cláusulas de término anticipado automático que no requieran aprobación de las distribuidoras ni de la Comisión, con el fin de acelerar la respuesta frente a incumplimientos evidentes.

La Comisión concuerda con que existe la necesidad de agilizar los trámites administrativos asociados a la administración de los contratos de suministro.

En ese entendido se hace presente que las actuales Bases de Licitación de Suministro disponen en el Capítulo 1, Numeral 3.2. “Contrato de Suministro entre las Licitantes y los Adjudicatarios” lo que sigue: “Las Licitantes suscribirán Contratos de Suministro en forma separada con el o los Proponentes adjudicados. No obstante lo anterior, todas o algunas de





Las Licitantes podrán mandar a una de ellas para que las represente en la suscripción del respectivo contrato, así como también en la gestión y administración de este, conforme a lo establecido en el Numeral 3.8 del presente capítulo”.

El contar con una o dos responsables de la suscripción, como también de la gestión y administración de los contratos, disminuiría la carga administrativa tanto para las distribuidoras como para la Comisión, ya que se facilitaría enormemente la comunicación.

Si bien se puede explorar la posibilidad de que se efectúen de manera más rápida y expedita algunas autorizaciones que sean transversales a todos los contratos de suministro, en opinión de esta Comisión no es posible, por ejemplo, incorporar cláusulas de término anticipado automáticos, atendido la naturaleza de los contratos de suministro, y al hecho que son aprobados por la autoridad regulatoria dentro de un procedimiento administrativo y debidamente reglado.

Existen procedimientos en los cuales las partes deben manifestar su voluntad; y por otra parte, existen procedimientos administrativos llevados a cabo por parte de la Comisión, que requieren las correspondientes resoluciones de término anticipado, para que los suministradores pueden ejercer los derechos que estimen a bien.

Por último, y en relación con la propuesta de desarrollar una plataforma integral de gestión de contratos y proyectos, común para todas las entidades involucradas, si bien las empresas distribuidoras cuentan con las atribuciones necesarias para llevarlo a cabo, en opinión de la Comisión esta medida por sí misma no es suficiente. En este sentido, una medida más costo efectiva para una adecuada y diligente gestión de los distintos contratos, es aquella relacionada con la suscripción por parte de las distribuidoras, de mandatos para la administración, seguimiento y supervisión de los contratos.

**Propuesta Final:** Se propone convocar durante el primer trimestre de 2026 a las distribuidoras, para acordar los alcances de un mandato para la administración, seguimiento y supervisión de los contratos.

### 3.4.2. Traspaso de excedentes

En relación a los traspasos de excedentes entre empresas distribuidoras, se plantean recomendaciones relacionadas con la necesidad de simplificar y estandarizar el mecanismo de traspaso de excedentes, facilitando su ejecución oportuna y consistente con la regulación vigente.

Existe la percepción generalizada de que las distribuidoras no cuentan con los incentivos suficientes para tramitar anticipadamente los traspasos de excedentes que requieren para el suministro de sus clientes regulados.

En opinión de esta Comisión, el mecanismo de traspaso de excedentes requiere ajustes para una correcta y oportuna aplicación de sus disposiciones. Se requiere revisar las disposiciones y exigencias reglamentarias que regulan este mecanismo, simplificando su solicitud. Se debe incentivar la materialización temprana de los respectivos convenios, y con ello velar que las





distribuidoras dispongan permanentemente del suministro de energía requerido para el abastecimiento de sus clientes regulados.

Adicionalmente, una adecuada coordinación entre las distintas distribuidoras, por ejemplo, suscribiendo acuerdos para gestionar conjuntamente el traspaso de excedentes de manera anticipada, colabora con simplificar y estandarizar la aplicación de este mecanismo.

**Propuesta Final:** Convocar durante el primer trimestre de 2026 a las distribuidoras, para acordar los alcances de un mandato/acuerdo conjunto, para gestionar de manera anticipada los eventuales traspasos de excedentes requerido por las distintas distribuidoras.

Adicionalmente, proponer una modificación reglamentaria que simplifique el mecanismo vigente de traspaso de excedentes, junto con incentivar su tramitación de manera anticipada.

## 3.5. Proceso de adjudicación

### 3.5.1. Función objetivo y Comparación de Ofertas

En relación con el proceso de adjudicación, las opiniones y propuestas compartidas se centraron en la necesidad de contar con una metodología más comprensiva, para evaluar y seleccionar las mejores ofertas presentadas. Se planteó que la función objetivo del algoritmo de casación debe minimizar los costos esperados de suministro, considerando el impacto que los proyectos comprometidos puedan tener en la operación futura del sistema, particularmente en aspectos que generan distorsiones o incrementan los riesgos de otros generadores, como desacoples, Costos Sistémicos, requerimientos adicionales de SSCC, o mayores inversiones en instalaciones de transmisión. En esta línea, se sugirió valorar atributos deseables de los proyectos y cuantificar los beneficios que contribuyan a reducir dichos Costos Sistémicos o mejoren la operación del SEN. Para ello, postularon que estas licitaciones debiesen evolucionar hacia licitaciones multi-producto o multi-atributo, incorporando exigencias adicionales asociadas a la seguridad, flexibilidad y sustentabilidad del sistema eléctrico, alineadas con las exigencias derivadas de la transición energética y los compromisos de cambio climático.

Alternativamente, hay quienes manifestaron que las licitaciones de suministro deben centrar la comparación de ofertas solamente en el precio de la energía, evitando incorporar atributos adicionales —como prestación de SSCC, almacenamiento u otros— cuya prestación o disponibilidad debiese gestarse mediante instrumentos específicos (tales como, mercado de SSCC, subastas dedicadas, etc.) para no distorsionar los precios resultantes de las licitaciones de suministro para clientes regulados.

Entre las propuestas recibidas, también destacó la idea de incorporar un mecanismo para identificar ofertas temerarias o excesivamente riesgosas. Un instrumento de este tipo, se argumenta podría contribuir a evitar adjudicaciones basadas en supuestos poco realistas, que luego se traduzcan en terminaciones anticipadas de contratos.



Para desincentivar la presentación de ofertas especulativas, algunos participantes propusieron definir también un precio de reserva mínimo, bajo el cual una oferta no sería considerada válida.

Adicionalmente, hay quienes plantearon que para disminuir el problema de la “maldición del ganador”, sería conveniente alinear las expectativas de los participantes en base a una proyección oficial referencial, en base -por ejemplo- a escenarios similares a los que se ocupan en los estudios de expansión de la transmisión.

Asimismo, hubo un reconocimiento transversal a la transparencia del proceso licitatorio, destacando la oportuna entrega de información y la claridad en la evaluación y adjudicación de ofertas.

En opinión de la Comisión, contar con mecanismos de evaluación más amplios, que evalúen el impacto de los distintos proyectos en la operación eficiente del mercado, la provisión de diversos servicios y productos, y en los costos de transmisión, si bien en abstracto puede resultar deseable, su implementación supone grandes esfuerzos, y no se encuentra exento de cuestionamientos y dificultades. Lo anterior requeriría, por ejemplo, poder simular escenarios futuros de generación y expansión de la capacidad de generación, identificando además los requerimientos de servicios o atributos por parte del sistema. Sobre lo anterior, poder evaluar la manera en que los nuevos proyectos propuestos contribuyen a la eficiencia en la operación y prestación de estos servicios, podría llevar a exigir el desarrollo de proyectos que a la postre no resultan necesarios, considerando a su vez que el mercado de generación eléctrica y de SSCC son mercados abiertos y de libre entrada.

Su implementación podría alejarse de los ejes rectores del mercado de generación eléctrica, entendido como mercado competitivo, de libre entrada, y acceso abierto a las instalaciones de transmisión. Considerando la existencia tanto de un mercado de generación (bajo costos auditados) como uno de SSCC (bajo ofertas o instrucción directa), es deseable que la expansión, las nuevas inversiones y la participación en tales mercados responda a los reales intereses de los participantes. En caso de existir barreras de entrada para la prestación de SSCC, la normativa vigente ya cuenta con los instrumentos requeridos para fomentar su prestación y provisión eficiente.

La consideración de los impactos en el costo de transmisión requeriría a su vez un replanteamiento del modelo vigente relativo a las señales de localización, tarificación y expansión de la transmisión, que claramente exceden el alcance de este informe. Sin embargo, lo analizado en 3.1.1 y 3.2.3, en cuanto a la exigencia de contar con capacidad de generación en la zona que suministra, podría contribuir a reducir los requerimientos de infraestructura de transmisión.

En cuanto a mecanismos que permitan la identificación de ofertas temerarias o formuladas bajo escenarios muy optimistas, en opinión de esta Comisión su implementación requiere formular una serie de supuestos y consideraciones, que podrían limitar la debida competencia. Si bien es cierto que un mecanismo de este tipo contribuiría a reducir la probabilidad de ocurrencia de la “*maldición del ganador*”, un efecto similar puede conseguirse mediante la adecuada coexistencia de un esquema de garantías y respaldos exigidos, que desincentiven la adopción de este tipo de estrategias. Considerando el dinámico avance



tecnológico del sector en el último tiempo, es posible que muchos de los proyectos renovables eficientes que hoy en día se encuentran operando gracias a la adjudicación de un contrato de suministro de largo plazo, hubiesen sido descartados de haberse empleado mecanismos de precios mínimos de las ofertas, puesto que la determinación correcta de tales valores requiere acceso a información que el regulador no dispone a tiempo, tales como costos reales vigentes de compra de equipos, financiamiento, entre otros.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión valora positivamente el poder fomentar y desarrollar investigación específica, tendiente a perfeccionar la definición de la función objetivo y los mecanismos de comparación de ofertas en las licitaciones de suministro para clientes regulados. Más aún, cuando se intenta alcanzar una optimización sistémica, que abarca tanto al mercado de energía, mercado de SCCC, y el desarrollo de infraestructura de transmisión.

En opinión de la Comisión, continúan siendo aplicables los 4 objetivos de política señalados en el artículo 131 bis de la Ley, para efecto del diseño de los procesos de licitación requeridos. Sin perjuicio de ello, se debe procurar que la invocación del objetivo de seguridad no suponga costos adicionales que sean asumidos exclusivamente por los clientes regulados. Asimismo, resulta deseable que las licitaciones de suministro continúen buscando la minimización del precio de energía, a partir de la comparación del precio nivelado de las distintas ofertas.

**Propuesta Final:** Convocar durante el año 2026 a las distintas universidades y centros de estudio, para el fomento y desarrollo de investigación avanzada sobre mecanismos de casación y comparación de ofertas, en licitaciones de suministro de energía y licitaciones multi-producto.

### 3.5.2. Etapas y plataformas

La regulación vigente contiene una serie de disposiciones que obligan a que los procesos de licitación deban realizarse de manera presencial. Lo anterior no solamente genera un gasto de recursos considerable, sino que entrega poca flexibilidad a la manera en que se desarrollan.

Se requiere adecuar la normativa vigente para permitir la utilización de plataformas electrónicas para realizar estos procesos, como, por ejemplo, la plataforma digital que ocupa el CEN para llevar a cabo sus procesos de licitación de obras de transmisión. Existe probada experiencia sobre este tipo de plataformas que se han desarrollado con éxito, resguardando los principios de transparencia e igualdad de los oferentes, y que han permitido procesos de licitación más ágiles y que requieren menores recursos para su implementación.

**Propuesta Final:** Se propone adecuar el reglamento de licitaciones para habilitar la posibilidad de realizar los procesos de licitación mediante plataformas electrónicas.

## 3.6. Otras

Durante la realización de las Jornadas Técnicas se recibieron también un conjunto de otras propuestas, en materias no individualizadas en los Ejes Temáticos propuestos al inicio de las

jornadas, o que la misma abarcaba un conjunto de las áreas temáticas en las que se ha estructurado este documento.

Entre éstas, se menciona la necesidad de transparentar y estandarizar el despacho y el seguimiento de los distintos contratos. También se propuso promover la participación de consorcios o agregadores de oferta de generación, principalmente para los PMGD.

En relación con el riesgo en el desarrollo de proyectos nuevos comprometidos y el cumplimiento de las obligaciones del contrato, algunas voces propusieron que a dichos proyectos se les otorgue un status especial, de forma tal de facilitar su desarrollo y obtención de permisos requeridos. Se menciona, por ejemplo, que puedan obtener automáticamente la Declaración de Proyecto de Interés Nacional.

Al respecto, en opinión de esta Comisión, se estima conveniente facilitar el acceso a información sobre la operación de los contratos de suministro, disponiendo de información relevante relativa al despacho de los contratos para los suministradores y potenciales oferentes.

Respecto de la participación de consorcios, éstos ya se encuentran facultados y reglados en las bases de licitación.

Por último, en cuanto al estatus especial para suministradores adjudicatarios, su otorgamiento puede resultar discriminatorio respecto de otros proyectos de similares características y que aportan al sistema eléctrico de igual manera. No obstante, de acuerdo con lo indicado en los puntos 3.2.3 y 3.2.4, se promoverá otorgar mayor flexibilidad a los suministradores adjudicados para respaldar sus contratos frente a atraso en la construcción de sus proyectos.

**Propuesta Final:** Se propone realizar una modificación al Reglamento de Licitaciones que requiera a las distribuidoras la entrega al Coordinador de una memoria de cálculo del despacho de sus contratos, junto con el envío al que hace referencia el literal e) del artículo 76 del Reglamento de Licitaciones.

## 4. Resumen de medidas a desarrollar

| Tema | Subtema                         | Propuesta  | Instrumento regulatorio |
|------|---------------------------------|--|-------------------------|
|      | Segmentación horaria/geográfica | Mantener segmentación horaria - 3 Bloques                        | Bases                   |
|      |                                 | Mantener segmentación zonal- 4 Bloques                           | Bases                   |
|      |                                 | Incorporar requerimientos de respaldo por zona y/o mecanismo que | Bases                   |



| Tema   | Subtema  | Propuesta   | Instrumento regulatorio  |
|--|--|---|--------------------------|
| <b>Características del Producto<br/>Requisitos y Garantías</b> |  | refleje exposición al riesgo por zona   |                          |
|  | <b>Plazo de duración del contrato</b>                        | Reforzar monitoreo de mercado, para identificar las mejores oportunidades de contratación y duración de los contratos     | Grupo de trabajo interno |
|  | <b>Distinción entre energía existente y nuevos proyectos</b> | Mantener competencia entre energía existente y energía nueva  | Bases                    |
|  |  | Mantener habilitación para poder realizar, bajo el objetivo de seguridad, licitaciones dirigidas a proyectos nuevos.      | Bases                    |
|  | <b>Dimensionamiento Bloque de Suministro</b>                 | Propiciar la reducción del Sub-Bloque a licitar   | Bases                    |
|  | <b>Requisitos Financieros</b>                                | Adecuar clasificación de riesgo exigida según tipo de suministro a licitar y/o según avance en la ejecución del contrato. | Grupo de trabajo/Bases   |
|  |  | Incorporar hitos previos al inicio de construcción (cierre financiero)  | Bases                    |
|  | <b>Requisitos Financieros</b>                                | Regular relación con clasificadora de riesgo (duración mínima de contrato, entrega de información, notificación de ICR)   | Bases                    |
|  | <b>Respaldo de la Oferta</b>                                 | En contratos de largo plazo, permitir el reemplazo de   | Bases                    |



| Tema  | Subtema               | Propuesta   | Instrumento regulatorio |
|---|-----------------------|---|-------------------------|
| Características del Producto<br>Requisitos y Garantías    | Respaldo de la Oferta | proyectos nuevos por otros que ya se encuentren en operación  |                         |
|   |                       | Entregar mayor flexibilidad respecto a plazos de entrada en operación para el respaldo de contratos               | Bases                   |
|   | Garantías y Multas    | Aumentar monto de garantías exigidas  | Bases                   |
|   |                       | Extender vigencia de las garantías, permitiendo su reducción a partir del respaldo mediante activos en operación. | Bases                   |
|   |                       | Establecer montos de garantía diferenciados, según respaldo con activos en operación                              | Bases                   |
| Incorporar Hito asociado a la obtención de financiamiento |                       | Bases   |                         |
| Limitar las causales de fuerza mayor posibles de invocar  |                       | Bases   |                         |
| Características del Producto<br>Requisitos y Garantías    | Garantías y Multas    | Incorporar mecanismo que permita restituir, sin intereses, el cobro de garantías, y en la medida que corresponda  | Ley/Reglamento          |
|   |                       | Incorporar penalidades para los suministradores que se vean suspendidos del mercado de corto plazo                | Ley/Reglamento          |
|   |                       |   |                         |
|   | Riesgo Regulatorio    | Señalar que el precio y la fórmula  | Bases                   |



| Tema                         | Subtema                  | Propuesta   | Instrumento regulatorio                     |
|------------------------------|--------------------------|---|---|
| <b>Asignación de Riesgos</b> | <b>Riesgo Nodal</b>      | de indexación, forman parte de las condiciones esenciales del contrato.   |   |
|                              |                          | Reducción del horizonte de evaluación para la determinación de los factores de modulación a 6-12 meses  | Grupo de trabajo interno/Reglamento         |
|                              |                          | Habilitar el cálculo de factores de modulación a partir de los CMg reales, para futuros contratos.  | Grupo de trabajo interno / Reglamento/Bases |
|                              |                          | Habilitar la utilización de factores de modulación aditivos, para futuros contratos   | Grupo de trabajo interno / Reglamento/Bases |
|                              | <b>Riesgo de Demanda</b> | Mantener monitoreo constante de la demanda de clientes regulados  | Grupo de trabajo interno                    |
|                              |                          | Dimensionar futura licitaciones de modo tal que la holgura total de contratación no supere el 10%   | Bases                                       |
|                              | <b>Riesgo de Demanda</b> | En contratos de largo plazo, reincorporar la ampliación de plazo de suministro, en caso de que exista saldo de energía pendiente de facturación | Bases                                       |
|                              |                          | Incorporar cláusulas Take or Pay en futuros contratos   | Ley/Reglamento                              |



| Tema                        | Subtema   | Propuesta   | Instrumento regulatorio  |
|-----------------------------|---|---|--------------------------|
| Asignación de Riesgos       | Revisión de Precios y Renegociación de Contratos          | Mantener mecanismo de revisión de precios ante cambios permanentes  |                          |
|                             | Cláusulas de salida o Terminación Anticipada de Contratos | Analizar diseño y característica de cláusula penal pecuniaria bilateral de término anticipado, posible de incorporar en futuros procesos                  | Grupo de trabajo interno |
|                             | Costos Sistémicos   | Mantener mecanismo de traspaso de Costos Sistémicos   | Bases                    |
|                             |   | Habilitar el establecimiento de cargos en el contrato destinados a remunerar otros conceptos distinto a la energía y potencia.                            | Ley                      |
| Asignación de Riesgos       | Indexación  | Incorporar el índice de petróleo Brent y ajustar los ponderadores de los índices de precios de combustibles   | Bases                    |
| Administración de contratos | Responsabilidad de Supervisión                            | Convocar durante I Trim-2026 a distribuidoras, para acordar los alcances de un mandato para la administración, seguimiento y supervisión de los contratos | Grupo de trabajo externo |
|                             |   | Convocar durante I Trim-2026 a  | Grupo de trabajo externo |



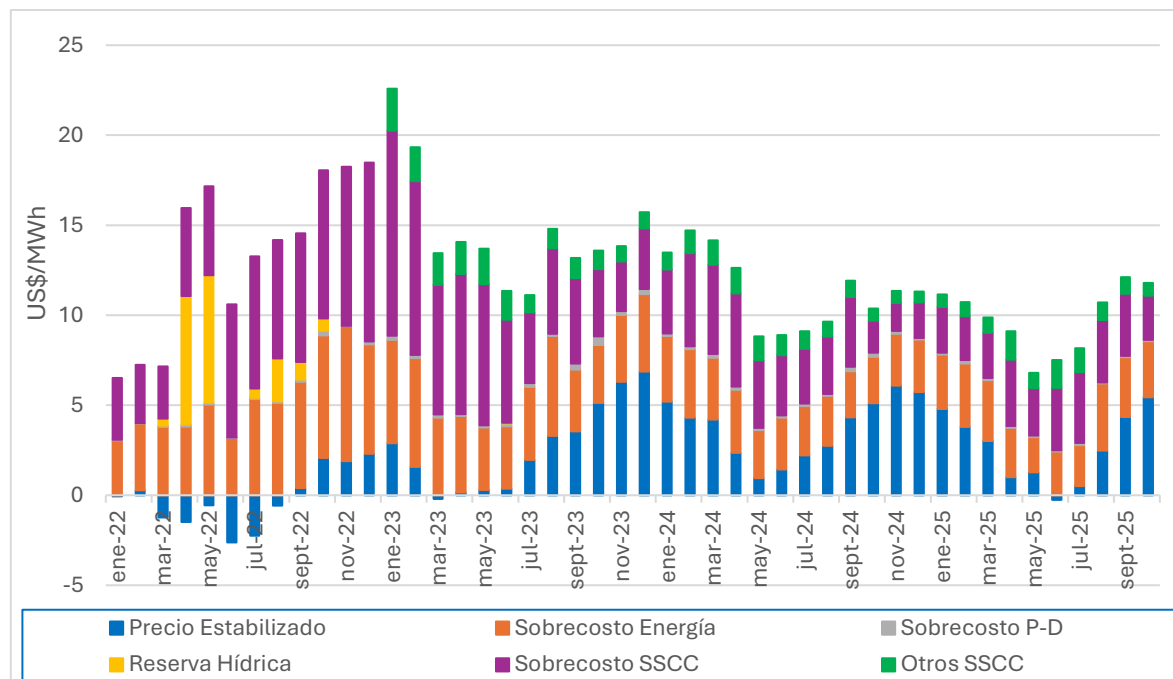


| Tema                           | Subtema  | Propuesta  | Instrumento regulatorio  |
|--------------------------------|--|--|--------------------------|
|                                | <b>Traspaso de Excedentes</b>                    | distribuidoras, para acordar los alcances de un mandato para gestionar anticipadamente el traspaso de excedentes requerido.  |                          |
|                                |  | Simplificar mecanismo vigente  | Reglamento               |
|                                |  | Incentivar tramitación anticipada  | Ley/Reglamento           |
| <b>Proceso de Adjudicación</b> | <b>Función objetivo y Comparación de Ofertas</b> | Convocar durante 2026 a Universidades y centros de estudio, para el fomento y desarrollo de investigación avanzada sobre mecanismos de casación y comparación de ofertas, en licitaciones de suministro de energía y licitaciones multi-producto | Grupo de trabajo externo |
|                                | <b>Etapas y plataformas</b>                      | Habilitar la realización de licitaciones mediante plataformas electrónicas   | Reglamento               |
| <b>Otros</b>                   | <b>Acceso a información</b>                      | Entrega de memoria de cálculo por parte de las Distribuidoras del despacho mensual de sus contratos de suministro y publicación de ésta en el sitio web del Coordinador.   | Reglamento               |

## Anexo: Costos Sistémicos

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de los costos sistémicos y pagos laterales en el tiempo, contando desde enero 2022 a octubre 2025, haciendo uso de la información de los balances de energía y servicios complementarios, entre otros, del CEN.

### GRÁFICO IV. EVOLUCIÓN COSTOS SISTÉMICOS



Fuente: [Comisión Nacional de Energía](#)

Se aprecia la relevancia que ha tenido el pago de precio estabilizado a PMG y PMGD, junto con la operación de unidades por fuera de su orden económico tanto para su participación en el mercado de energía (“Sobrecosto Energía”), como para la prestación de SSCC (“Sobrecosto SSCC”). Esta serie registra sus máximos a inicio de 2023, registrando posteriormente una paulatina convergencia a valores más bajos, posiblemente debido a la baja en el precio de los combustibles.

Si realizamos un zoom a la composición de los costos sistémicos y pagos laterales promedio en los últimos 13 meses, oct-24 a oct-25, se aprecia que el más relevante corresponde al pago de precio estabilizado. Asimismo, si hacemos referencia exclusivamente a aquellos que son prestados por unidades generadoras, estos costos se han debido principalmente a la operación de unidades térmicas fuera de su orden económico (Sobrecosto Energía y Sobrecosto SSCC).



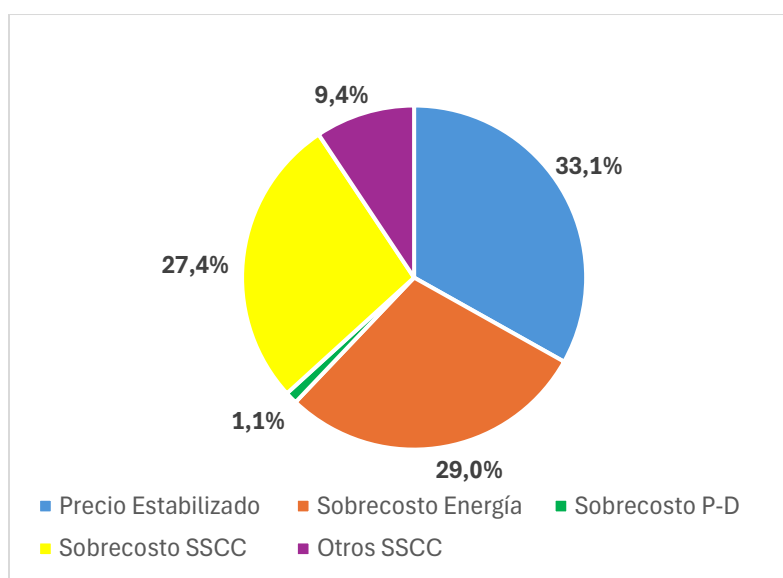
**TABLA II. COSTOS SISTÉMICOS PROMEDIO EN EL ÚLTIMO AÑO [US\$/MWh]**

| Precio Estabilizado | Sobrecosto Energía | Sobrecosto P-D | Sobrecosto SSCC | Otros SSCC | Total |
|---------------------|--------------------|----------------|-----------------|------------|-------|
| 3,33                | 2,91               | 0,12           | 2,76            | 0,94       | 10,01 |

Fuente: [Comisión Nacional de Energía](#)

Durante el último año<sup>8</sup> los suministradores del SEN en promedio han pagado 10 US\$/MWh retirado del sistema para suministrar a sus clientes libres y regulados. Dejando de lado la componente de precio estabilizado, que ha representado el 33,1% de estos costos, el 66,9% restante obedece a prestaciones realizadas por otras unidades generadoras. Al examinar este porcentaje, el 57,5% encuentra explicación en el costo de combustibles, ya sea debido a la operación de centrales térmicas por fuera de orden económico o costos de partida y detención, y el 9,4% restante corresponde a la remuneración por la prestación de otros SSCC.

**GRÁFICO V. PARTICIPACIÓN DE COSTOS SISTÉMICOS POR TIPO, OCTUBRE 2024 - OCTUBRE 2025.**

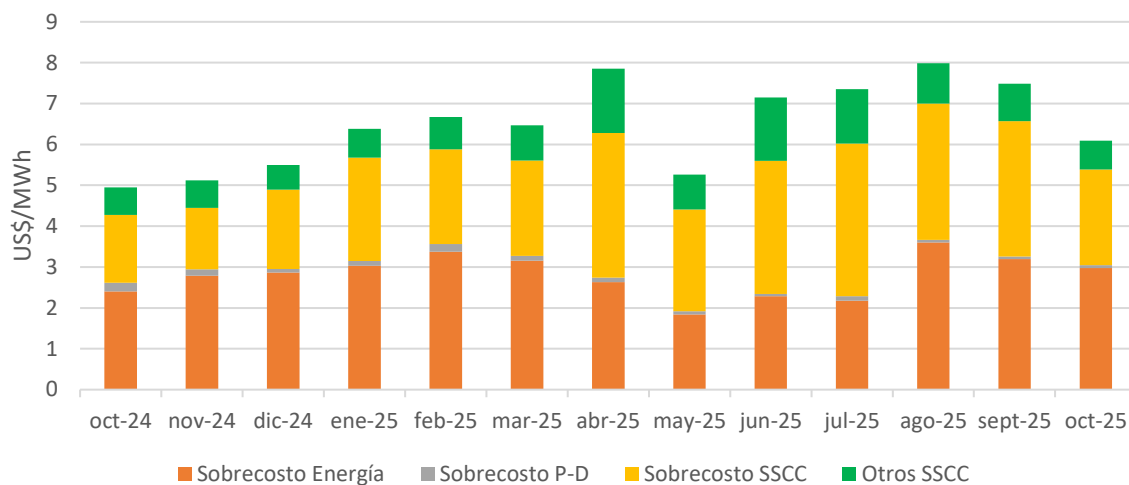


Fuente: [Comisión Nacional de Energía](#)

<sup>8</sup> Octubre 2024 – octubre 2025

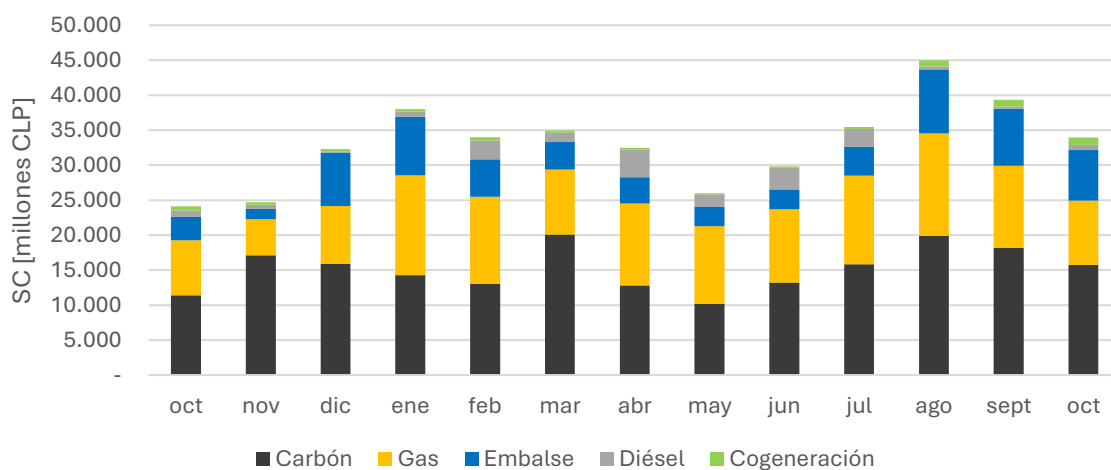


**GRÁFICO VI. SOBRECOSTOS MENSUALES POR TIPO EN EL PERIODO DE ESTUDIO, OCTUBRE 2024 - OCTUBRE 2025**



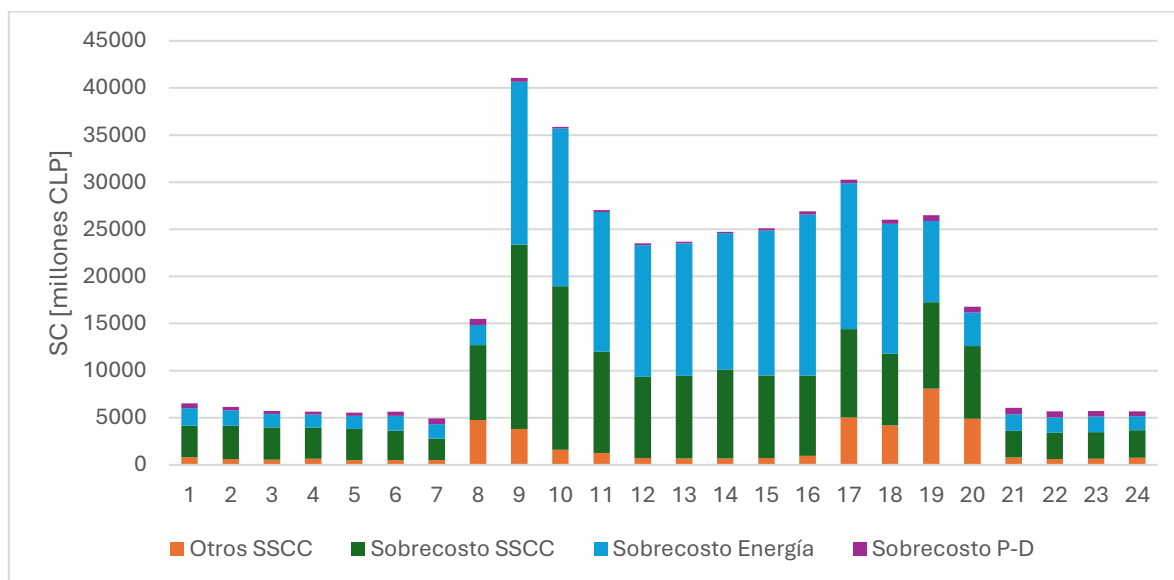
Fuente: [Coordinador Eléctrico Nacional](#)

**GRÁFICO VII. SOBRECOSTOS MENSUALES POR TECNOLOGÍA EN EL PERIODO DE ESTUDIO, OCTUBRE 2024 - OCTUBRE 2025**



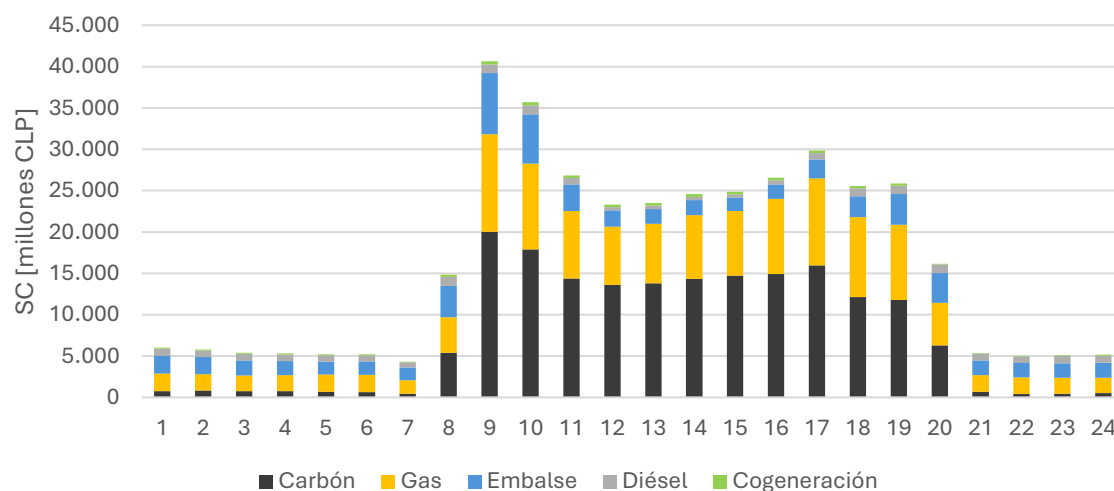
Fuente: [Coordinador Eléctrico Nacional](#)

**GRÁFICO VIII. SOBRECOSTOS HORARIOS POR TIPO EN EL PERIODO DE ESTUDIO, OCTUBRE 2024 - OCTUBRE 2025**



Fuente: [Coordinador Eléctrico Nacional](#)

**GRÁFICO IX. SOBRECOSTOS HORARIOS POR TECNOLOGÍA EN EL PERIODO DE ESTUDIO, OCTUBRE 2025 - OCTUBRE 2025**



Fuente: [Coordinador Eléctrico Nacional](#)