

# COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



**“Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de  
Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”**

**Informe Final**

**Parte 4**

**CNE-24-001 Rev.00**

**26 de junio de 2025**

## Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM

Página

### TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES Y RESUMEN EJECUTIVO .....	6
1.1	Introducción .....	6
1.2	Antecedentes .....	7
1.3	Resumen Ejecutivo .....	9
2	METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE REMUNERACIÓN .....	11
2.1	Participación en el mercado de energía. ....	12
2.2	Participación en el mercado de la potencia de suficiencia .....	15
2.3	Participación en el mercado de servicios complementarios .....	18
3	RECUPERACIÓN DE COSTOS .....	22
3.1	Turbina a gas .....	23
3.2	Central fotovoltaica más almacenamiento .....	24
3.3	Sistema de almacenamiento .....	25
3.4	Mercado de servicios complementarios .....	26

## Figuras y Tablas

Figura 1 Evolución de pagos laterales unitarios

Tabla 1	Factor de reconocimiento almacenamiento
Tabla 2.	Parámetros y potencia de suficiencia preliminar
Tabla 3.	Potencia de suficiencia e ingresos anuales
Tabla 4.	Margen operacional central Los Vientos
Tabla 5.	Margen operacional Central Los Pinos
Tabla 6.	Evaluación sistema fotovoltaico + BESS
Tabla 7.	Evaluación sistema de almacenamiento

# 1

## **DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

### **INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES Y RESUMEN EJECUTIVO**

# 1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES Y RESUMEN EJECUTIVO

## 1.1 Introducción

La Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante licitación pública N°610-24-LQ24 ha contratado los servicios profesionales de la Unión Temporal de Proveedores (en adelante “UTP”) conformada por Krea Energía Limitada y KAS Ingenieros Asociados S.A. para que realice el Estudio denominado “Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, cuyos objetivos generales son los siguientes:

- Establecer una herramienta trazable y reproducible, en los términos que la Comisión establezca, para determinar y actualizar el precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM.
- Propuesta de precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM a partir de la estructura señalada en las Bases Técnicas de Licitación, junto con una propuesta de fórmulas de indexación del precio básico de potencia de punta considerando una periodicidad determinada.
- Realizar un análisis crítico, y entregar propuestas en caso de que corresponda, de otras componentes que afectan al precio básico de potencia de punta, tales como la definición de subsistemas de potencia y la elección de la subestación básica de potencia.

El presente informe se realiza de acuerdo con lo establecido en la cláusula Octava del Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y Unión Temporal de Proveedores KAS Ingenieros Asociados S.A. y Krea Energía Limitada (en adelante “UTP KAS y Krea Energía”) de fecha 03 de septiembre de 2024, el cual dice relación con las actividades mínimas a realizar por parte de la UTP KAS y Krea Energía de las Actividades q) y r) del Objetivo Específico N°9 y la Actividad s) del Objetivo Específico N°10 de las especificaciones técnicas de la licitación pública ID 610-24-LQ24 de la Comisión Nacional de Energía.

## 1.2 Antecedentes

De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE o Comisión), entre otras tareas, el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia en los sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación.

Para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 49° del Decreto N°86, los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión, serán determinados sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos, a más tardar cada cuatro años, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

El estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá encargar o realizar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello.

Con base en lo descrito anteriormente, resulta necesario revisar las características de la unidad que aporte potencia de punta en el SEN, de forma tal de actualizar las condiciones actuales y desarrollo esperado del sistema, y reconocer de forma adecuada las componentes que permitan una consistencia tarifaria con el pago de la potencia de punta. Por otra parte, en el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), los cuales poseen una capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, se deben determinar y evaluar los costos de desarrollo de las unidades de punta, de acuerdo con las características propias de cada uno de ellos.

En particular, para el caso del SEN, una variable que incide en el cálculo del precio básico de potencia es la definición de subsistemas de potencia y de subestación básica de potencia, razón por la cual resulta necesario realizar un análisis crítico a las metodologías empleadas para definir las, y desarrollar propuestas metodológicas para su determinación. Posteriormente, a partir de las propuestas metodológicas, en conjunto a un análisis de operación esperada del sistema, se deberán proyectar los eventuales desacoples de potencia en las subestaciones nacionales durante el periodo 2025-2028, de modo tal de poder estimar los subsistemas durante ese periodo y así determinar el universo de ubicaciones donde se analizarán los costos de las unidades de punta.

Por otra parte, debido a los nuevos paradigmas de operación del sistema eléctrico chileno, en el cual existe una importante inserción de energías renovables variables, resulta necesario considerar y evaluar la incorporación y caracterización de costos relativos a la provisión de flexibilidad por parte de estas unidades de punta.

Finalmente, el estudio deberá desarrollarse conforme a los objetivos y alcances establecidos en las Bases Técnicas, debiendo abordar las actividades y tareas que se consideren necesarias para el adecuado logro de los objetivos propuestos.

Asimismo, en el presente Informe se propone e implementa una estructura de cálculo del Precio Básico de Potencia de Punta, de acuerdo con las tecnologías y casos analizados en el objetivo específico N°4. Adicionalmente, se propone una metodología que permite determinar el Precio Básico de Potencia de Punta para nuevos SSMM que puedan presentarse durante el periodo 2025-2028.

Adicionalmente, se determina una fórmula o polinomio, con la definición de sus respectivos parámetros, que permita indexar el costo de desarrollo de las unidades de punta con la periodicidad que define la normativa vigente. Además, se presenta una herramienta que permite realizar los cálculos y que contenga el detalle de las partidas de costos, posibilitando la indexación de estos, como asimismo un documento Word con la explicación del procedimiento de cálculo y el proceso de actualización.

Por su parte, además se genera una herramienta de seguimiento de los costos de inversión de las diferentes tecnologías analizadas, basándose en publicaciones internacionales, publicaciones web u otros que permitan seguir la evolución de los montos de inversión.

Por último, se establece una herramienta de seguimiento de los principales insumos que inciden en el valor del Precio Básico de la Potencia de punta.

### 1.3 Resumen Ejecutivo

El presente Informe abarca los objetivos específicos 9 y 10 de las Bases de Licitación. En particular, el Objetivo Específico N°9 requiere “Elaborar un análisis de recuperación de costos de inversión a través de la remuneración recibida por los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia, para las tecnologías identificadas en los objetivos específicos anteriores”, es decir, para turbinas a gas, plantas fotovoltaicas con sistemas BESS, plantas eólicas con sistemas BESS y BESS tipo “stand-alone”, de acuerdo con lo presentado en los Informes de Avance previos. Por su parte el Objetivo Específico N°10 implica “Elaborar una propuesta de informe técnico de “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM””.

Se realiza una descripción de la forma en que están operando los mercados de energía, SSCC y potencia de suficiencia en el Sistema Interconectado Nacional, realizando una estimación de ingresos esperados de acuerdo con las proyecciones del último Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo para la energía y una simplificación de la asignación de potencia de suficiencia. Adicionalmente, se realiza una revisión de los costos promedio de los SSCC gestionados por el Coordinador.

De esta manera se da respuesta a las actividades mínimas para el Objetivo específico N°9:

- q) Para las tecnologías determinadas en los objetivos anteriores, proponer un mecanismo para determinar la remuneración que podría percibir a través de los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia con base en la información histórica nacional, o a partir de información internacional fundada en caso de no contar con antecedentes nacionales.
- r) Graficar por tecnología y por año el porcentaje de recuperación de costos asociado a las componentes pertenecientes a los mercados de energía, servicios complementarios y suficiencia.

Y la actividad mínima requerida para el Objetivo Específico N°10:

- s) A partir de los resultados obtenidos a partir del desarrollo de los objetivos específicos establecidos en el presente estudio, realizar una propuesta de informe técnico en base al formato establecido por la contraparte técnica de la CNE.

# 2

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN  
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD  
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

**METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE  
REMUNERACIÓN**

## 2 METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE REMUNERACIÓN

Para definir un mecanismo que permita determinar la remuneración de las distintas tecnologías de este estudio, se debe estimar cuál es su potencial participación en la operación económica y segura del sistema eléctrico a corto plazo que se articula a través de los mercados de energía spot, de potencia de suficiencia y de servicios complementarios, los cuales influyen directamente en la dinámica del mercado de contratos a largo plazo. En ese caso, no se considerará la relación que tienen estos mercados mayoristas con el mercado de contratos de largo plazo, es decir, contratos de suministro con los clientes finales o empresas distribuidoras.

No obstante lo anterior, hay que destacar que la relación entre ambos (un mercado de operación económica y segura dividido en estas tres componentes y el mercado de los contratos de largo plazo de suministro) está intrínsecamente relacionada, y uno tiene repercusiones sobre el otro.

En efecto, un contrato de largo plazo permite apalancar un proyecto de generación que se vaya a desarrollar en el futuro, estabilizando los ingresos del propietario de dicha central o proyecto de generación, en la medida en que el nivel de contratación sea el adecuado. Así, el mercado de la operación económica y segura (el mercado de energía, suficiencia y servicios complementarios) es sólo un vehículo que permite obtener los costos óptimos de la operación de corto plazo, que permitirá que el equilibrio financiero sea el esperado por quien construye un proyecto de generación.

Adicionalmente, se entiende que las señales de precio deben tener un contexto que le dé sentido a dichas señales. Podemos establecer que en Chile ese contexto en la existencia de un mercado competitivo y de un sistema que hace uso eficiente de los recursos. Por tanto, las sobre instalaciones de centrales cuya probabilidad de operación real es cercana a cero, no estarían dentro de esa hipótesis fundacional o hipótesis de base que permite desarrollar los distintos instrumentos regulatorios o señales de mercado para que se desarrolle este sistema eléctrico de manera eficiente.

Si existe esta distorsión, es necesario analizar la razón de la existencia de esta sobre instalación, que finalmente produce una disminución de los ingresos del mercado de potencia de suficiencia y quizá también una disminución de los costos que se observan en la prestación de los servicios complementarios, producto de una sobre competencia en este tipo de instalaciones.

Declarado lo anterior, es posible establecer el marco de referencia sobre el cual se plantearán las metodologías o los mecanismos para determinar la remuneración que podría percibir, a través de los mercados de energía, servicios complementarios y de potencia de suficiencia, las distintas tecnologías a las que se está arribando con este estudio de costos de centrales de unidades de punta, a saber, turbinas a gas, central fotovoltaica con almacenamiento, central eólica con almacenamiento y almacenamiento puro o sistemas BESS.

La hipótesis anterior es válida en cuanto a que se analizará la condición de remuneración de unidades concebidas como unidades de prestación de punta. Se analizarán los ingresos alternativos que tendrían en el mercado de energía y en el mercado de servicios

complementarios, siendo también relevante considerar los ingresos que obtendrían por el reconocimiento en el mercado de la potencia de suficiencia.

El procedimiento se puede plantear de la siguiente forma:

## **2.1 Participación en el mercado de energía.**

El funcionamiento del mercado spot de energía eléctrica en Chile se fundamenta en la operación coordinada, segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en estricta observancia de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4/2006 del Ministerio de Economía) y el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN (DS N°125/2021 del Ministerio de Energía). El Coordinador Eléctrico Nacional, creado mediante la Ley N° 20.936 de 2016 que introdujo profundas modificaciones a la ley, se erige como un organismo técnico e independiente según el artículo 149 de la LGSE, desempeñando un rol crucial al coordinar la operación del sistema, velando por los principios de seguridad, eficiencia económica, acceso abierto y no discriminación.

Entre sus funciones primordiales se encuentran la programación de la operación a corto, mediano y largo plazo, la coordinación en tiempo real, la determinación de los costos marginales horarios y la gestión de las restricciones del sistema. Para llevar a cabo la programación de la operación, el Coordinador considera proyecciones de demanda basadas en modelos de consumo y perfiles históricos, así como la disponibilidad de oferta, evaluando la habilitación técnica y la disponibilidad proyectada de las centrales generadoras.

La operación del sistema se encuentra sujeta a diversas restricciones. Las restricciones de transmisión, definidas por la capacidad de las líneas y transformadores, así como por los mantenimientos programados (arts. 19-23 del DS N°125/2021), limitan el flujo de energía. Por otro lado, las restricciones de generación surgen de mantenimientos y de la disponibilidad de recursos primarios. En el caso de las centrales que utilizan combustibles fósiles, su operación está condicionada por los contratos de suministro, mientras que la disponibilidad de las energías renovables (eólica, solar e hídrica) depende de proyecciones específicas proporcionadas por los generadores (art. 25 del DS N°125). En centrales hidroeléctricas con embalses, la cota del embalse se erige como un factor determinante en la definición del despacho óptimo.

La determinación del precio spot, o costo marginal horario, se establece a partir de la unidad generadora de mayor costo variable que debe entrar en operación para satisfacer la demanda en un momento dado. Este cálculo considera los costos variables, principalmente asociados a los combustibles, las proyecciones meteorológicas y la disponibilidad real de la generación renovable, así como las restricciones técnicas y de seguridad del sistema. Este proceso se lleva a cabo conforme a los artículos 24 a 28 del DS N°125/2021, bajo el principio rector de la eficiencia económica.

El funcionamiento económico del mercado no se limita al precio spot, sino que se complementa con el mecanismo de balance de inyecciones y retiros, esencial para la liquidación económica entre generadores y consumidores. Este principio establece que los generadores tienen el derecho a recibir remuneración por la energía que inyectan al sistema, valorizada al costo marginal de la barra (nodo) donde se realiza la inyección.

Paralelamente, quienes retiran energía del sistema, ya sean clientes libres o empresas distribuidoras para abastecer a clientes regulados, deben pagar por su consumo al costo marginal correspondiente a la barra de retiro. Este balance de inyecciones y retiros, detallado en los artículos 29 y siguientes del DS N°125/2021, asegura una distribución transparente y trazable de los ingresos obtenidos por los retiros entre los generadores que contribuyeron al suministro de energía.

En ciertas circunstancias, el Coordinador puede instruir la operación de unidades generadoras fuera del orden de mérito económico, motivado por consideraciones de seguridad, restricciones operacionales o la necesidad de contar con reserva. Estas unidades, denominadas operaciones fuera de mérito, no reciben el costo marginal, sino que son remuneradas a su costo medio, a través de un mecanismo de compensación por ingresos insuficientes. Esta remuneración, financiada también por los pagos de los retiros de energía, busca cubrir los costos efectivos de estas unidades cuando su operación es indispensable para garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico. La regulación de la operación fuera de mérito se encuentra en los artículos 31, 32 y 33 del Reglamento (DS N°125/2021), justificándose cuando la operación económica óptima no asegura las condiciones adecuadas de confiabilidad y suficiencia del sistema.

Los sistemas de almacenamiento de energía están adquiriendo un rol cada vez más relevante en la optimización del sistema eléctrico. Permiten realizar arbitraje inter-temporal de precios, cargándose en horas de bajo costo marginal para descargar energía en momentos de mayor valor económico. De esta manera, contribuyen a un mejor aprovechamiento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), a la reducción de los costos globales del sistema y ofrecen rentabilidad, ya sea regulada o de mercado, a sus propietarios. Estos sistemas se encuentran regulados como recursos complementarios en los artículos 36 y 37 del DS N°125/2021.

En conclusión, el mercado spot chileno integra una programación operativa basada en la eficiencia técnica y económica, una señal de precio horaria a través del costo marginal y un sistema de liquidación equitativo mediante el balance de inyecciones y retiros. Adicionalmente, contempla la remuneración adecuada de unidades que operan fuera del orden de mérito en función de sus costos reales. Todo este marco operativo se sustenta en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4/2006, especialmente los artículos 149-168) y su normativa operativa complementaria, asegurando transparencia, competencia y seguridad para todos los actores que participan en el Sistema Eléctrico Nacional.

Para estimar los ingresos en el mercado de energía, se plantean dos métodos:

- a) La central es una tomadora de precios. Es decir, su operación no afectará los precios spot determinados para una simulación de la operación ya realizada.
- b) La central es parte del conjunto de unidades sujetas a despacho económico, por lo que se la debe incorporar en una simulación de la operación.

En el primer caso, bastará con tener una proyección de costos marginales y una estimación de la generación de energía, con una granularidad que de cuenta de la variabilidad de los precios y la generación.

Para el caso de usar un programa de simulación como Ose2000, que utiliza una representación en bloques mensuales y dos días “tipo” mediante 24 bloques, 12 de ellos para representar días laborales y los otros 12 para representar días festivos, es posible tener una representación diaria con bloques de 2 horas, lo que permite representar adecuadamente una generación variable como la fotovoltaica y la eólica.

De esta manera, los ingresos mensuales esperados por venta de energía, se calculan como:

$$Ingreso_{mes,i} = \sum_1^{24} CM_{bloque,i} \cdot GWh_{bloque,i}$$

Luego el ingreso anual se determina como:

$$Ingreso_{año,k} = \sum_1^{12} Ingreso_{mes,i}$$

Para el caso de una turbina a gas, dada su connotación de unidad de punta, el ingreso esperado por ventas de energía menos su costo variable de generación es despreciable.

La curva de generación de una planta fotovoltaica tiene un patrón muy bien definido y se adapta a esta forma de evaluación. Se asume además que no tiene costo variable de generación.

Aun cuando la variabilidad asociada a la generación eólica es mayor que la de una generación fotovoltaica, es posible encontrar patrones mensuales y horarios. Estos patrones son los que se deben utilizar para realizar la estimación de ingresos.

Un sistema de almacenamiento deberá tener una curva de carga y descarga. En este caso, la carga será un costo y la descarga un ingreso. Adicionalmente, se puede considerar un cierto nivel de eficiencia asociado al ciclo de carga/descarga (energía de carga > energía de descarga). Esto se aplica tanto para un sistema de almacenamiento aislado o bien como parte integrante de una central fotovoltaica o una central eólica. En estos dos últimos casos, se debe considerar la suma de los ingresos pero también la suma de las inversiones.

La limitante de este método es que se está evaluando ingresos medios esperados, a menos que se utilice una matriz de costos marginales que consideren la variabilidad asociada al menos a la hidrología (también es posible sensibilizar respecto a la generación esperada).

En el segundo caso, donde la central es parte del conjunto de unidades a despachar, se debe realizar la simulación de la operación. Dependiendo de la naturaleza de la herramienta de simulación, se tendrá más o menos información sobre el abanico de resultados.

En caso de utilizar Ose2000, los resultados de la simulación entregarán detalle por bloques y por hidrología, además de los efectos de las limitaciones en la red de transmisión. Entre la información de salida se cuenta:

- Generación, anual, mensual, por bloque, por hidrología;
- Nivel de generación y vertimientos medios y por hidrología;

- Ingresos esperados, anual, mensual, por bloque, por hidrología;
- Costo total de operación, margen de operación (Ingresos – Costos)
- Combustible utilizado (en caso de centrales térmicas).

Se debe tener presente que para ambas metodologías planteadas en este capítulo los costos marginales proyectados dependerán de la modelación utilizada donde las variables relevantes que impactan sobre su determinación son las siguientes:

- a) Demanda proyectada
- b) Capacidad y restricciones de transmisión
- c) Oferta proyectada:
  - i. Costos variables de las centrales existentes y proyectadas
  - ii. Precio y disponibilidad de combustibles
  - iii. Proyección de disponibilidad de recursos primarios renovables como afluentes hidrológicos, radiación solar y afluentes eólicos.
  - iv. Capacidad y otros usos de los embales (riego).
  - v. Sistema de almacenamiento disponibles y proyectados
  - vi. Otras restricciones operativas (emisiones)

## 2.2 Participación en el mercado de la potencia de suficiencia

El mercado de Potencia de Suficiencia en Chile es un mecanismo complementario al mercado spot de energía, orientado a garantizar la disponibilidad de capacidad firme para satisfacer la demanda de punta del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). A diferencia del mercado de energía, que remunera la inyección efectiva de energía en cada quince minutos (anteriormente se consideraba periodos de transacción de 1 hora), el mercado de potencia valora la disponibilidad confiable de los recursos para atender los momentos de mayor exigencia del sistema.

### Naturaleza Sistémica del Concepto

La Potencia de Suficiencia debe entenderse como una propiedad sistémica, que resulta de la configuración conjunta de:

- a) Unidades Generadoras (convencionales y renovables),
- b) Sistemas de Almacenamiento (como baterías),
- c) Infraestructura de Transmisión, y
- d) Demanda final y su comportamiento.

Cada uno de estos componentes aporta de manera diferenciada a la Potencia de Suficiencia Sistémica, en función de su capacidad técnica, disponibilidad y respuesta en condiciones críticas del sistema.

### Objetivo Regulatorio

La regulación, contenida en el DS Min. Energía N°70/2023, busca entregar señales de diseño y eficiencia dinámica para el desarrollo de nuevas inversiones, asegurando que:

- a. Los proyectos de generación y almacenamiento que ingresen al sistema sean capaces de ofrecer capacidad firme y segura en escenarios de alta demanda o escasez.
- b. La demanda reciba señales económicas adecuadas que incentiven su gestión eficiente, especialmente en períodos de alto costo o riesgo de abastecimiento.

Este mecanismo contribuye, por tanto, a la confiabilidad y suficiencia del sistema en el largo plazo.

## **Determinación de Aportes a la Potencia de Suficiencia**

### **a. Metodología General**

El DS 70/2023 establece una metodología técnica estandarizada para calcular el aporte efectivo de cada unidad al requerimiento sistémico de potencia. Esta metodología considera:

- La tecnología de generación.
- La disponibilidad del recurso primario.
- La capacidad de respuesta en la hora de punta.

A partir de esta evaluación, se asigna una Potencia Inicial a cada unidad, la cual constituye la base para su remuneración en el mercado de potencia. Esta potencia puede ser ajustada posteriormente por factores como la indisponibilidad forzada o mantenimientos.

### **b) Diferenciación entre Generación y Almacenamiento**

Una distinción clave introducida por el DS 70/2023 es la convención respecto al insumo primario:

*“Se ha adoptado que el insumo primario de los Sistemas de Almacenamiento es la energía eléctrica retirada del sistema para su almacenamiento.”*

Esta convención tiene implicancias metodológicas:

- Los sistemas de almacenamiento son evaluados inicialmente en función de su capacidad para retener y devolver energía útil en momentos críticos.
- A pesar de esta diferencia en la definición del insumo, el tratamiento posterior en la metodología es homogéneo respecto al cálculo de disponibilidad y aportes efectivos.

### **c) Homogeneidad Metodológica**

Para todos los tipos de centrales y tecnologías, se utilizan los mismos principios conceptuales, pero adaptados a las características particulares de cada recurso. Las diferencias radican en:

- Cómo se determina la Potencia Inicial.
- Cómo se cuantifica la indisponibilidad del recurso primario, por ejemplo:
  - Disponibilidad hidráulica en el caso de centrales de embalse.
  - Variabilidad del viento o radiación para tecnologías renovables variables.
  - Disponibilidad contractual de combustible para unidades térmicas.

#### d) Remuneración por Potencia de Suficiencia

Las unidades que logran un aporte válido y confiable a la Potencia de Suficiencia Sistémica reciben una remuneración fija, calculada con base en el costo de expansión de la capacidad, determinada periódicamente por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Este valor busca reflejar el costo de oportunidad de instalar nueva capacidad para cubrir la demanda máxima esperada.

Este esquema permite:

- Recompensar a las unidades que aportan capacidad confiable.
- Internalizar la importancia de la disponibilidad más allá de la simple generación horaria.
- Fomentar el desarrollo de tecnologías flexibles y confiables, como el almacenamiento energético y la generación despachable.

Finalmente se puede decir que el mercado de potencia es un componente fundamental del diseño del sistema eléctrico chileno, que actúa como complemento al mercado de energía, promoviendo la inversión en recursos confiables y asegurando la continuidad del suministro en condiciones críticas. Junto con el mercado spot y los mecanismos de transmisión, forma parte de la arquitectura regulatoria destinada a lograr un sistema seguro, eficiente y sustentable, en línea con los principios de la Ley General de Servicios Eléctricos y la planificación energética de largo plazo.

El cálculo de los ingresos mensuales por potencia de suficiencia deben estimarse de la siguiente forma:

$$Ingreso_{PSuf,i} = PSuf_i[kW] \cdot Precio \left[ \frac{USD}{kW} \right]$$

El precio corresponde al Precio de Nudo de la Potencia de la barra donde está conectada la central en evaluación.

La potencia de suficiencia se puede estimar de la siguiente manera: para cada unidad generadora, se debe calcular la Potencia de Suficiencia Preliminar ( $PSP_i$ ), de acuerdo a la siguiente expresión, de manera aproximada:

$$PSP_i = Pini_i \cdot (1 - FMM_i) \cdot (1 - FOR_i) \cdot (1 - CCPP_i)$$

Donde:

$PSP_i$  Potencia de suficiencia preliminar de la unidad  $i$ ,

$Pini_i$  Potencia inicial de la unidad  $i$ ,

$FMM_i$  Factor de mantenimiento anual de la unidad  $i$ ,

$FOR_i$  Tasa de salida forzada de la unidad  $i$ , para el periodo establecido en el reglamento

$CCPP_i$  Consumos propios

La potencia inicial se determina como:

$$Pini_i = \text{Min}\{Peq_i - Pinsumo_{p_i}\}$$

Donde:

$Peq_i$  Potencia equivalente de la unidad  $i$ ,

$Pinsumo_{p_i}$  Potencia máxima utilizando el insumo principal de la unidad  $i$

Los valores de potencia equivalente representan un valor estadístico que considera los estados deteriorados de operación.

Por su parte la potencia máxima para el insumo principal depende de la tecnología de la unidad. Para el caso de las unidades ERNC, se debe calcular su factor de planta promedio coincidente con los 52 mayores valores de demanda anual.

Para el caso de los sistemas de almacenamiento, el reconocimiento de potencia se relaciona con la cantidad de horas en que puede inyectar su potencia máxima, de acuerdo con la siguiente tabla:

Capacidad de almacenamiento [horas]	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial
<1	0%
1	36%
2	65%
3	85%
4	98%
≥5	100%

TABLA 1 FACTOR DE RECONOCIMIENTO ALMACENAMIENTO

Una vez calculada la potencia inicial de todas las unidades, se debe realizar el ajuste a la demanda máxima anual, de la siguiente forma:

$$PSuf_i = PSP_i \cdot \frac{DMax_{anual}}{\sum_1^n PSP_i}$$

Para realizar una estimación inicial, se puede utilizar los parámetros calculados por el Coordinador Eléctrico Nacional para el Balance Preliminar de Potencia de Suficiencia 2025, disponible en su página web o bien utilizar valores representativos por tecnología.

Para una proyección de los ingresos, se debe estimar una curva de crecimiento de la demanda máxima y un plan de ingreso/retiro de centrales.

## 2.3 Participación en el mercado de servicios complementarios

El funcionamiento técnico y económico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile se articula a través de diversos mercados, siendo uno de sus pilares fundamentales el mercado de Servicios Complementarios (SSCC). Este mercado, esencial para asegurar la correcta coordinación, seguridad y calidad del suministro eléctrico, complementa la operación basada en los mercados de energía spot y potencia de suficiencia, los cuales,

como se mencionó anteriormente, se ven influenciados por la operación económica y segura de corto plazo.

Según la definición del artículo 225 letra z) del DFL N°4/2006 (Ley General de Servicios Eléctricos - LGSE) y el DS N°125/2021, los servicios complementarios corresponden a:

*“Aquellos servicios requeridos para garantizar la operación segura y confiable del sistema eléctrico, que no están incluidos en los servicios de energía y potencia”.*

Estos servicios complementarios son definidos, gestionados y licitados por el Coordinador Eléctrico Nacional, quien tiene a su cargo la responsabilidad de asegurar su disponibilidad y adecuada prestación en todo momento.

La operación eléctrica moderna exige condiciones de estabilidad, continuidad y calidad que trascienden el despacho económico de energía. Los SSCC cumplen esta función técnica esencial e incluyen, entre otros: control primario, secundario y terciario de frecuencia; regulación de tensión y control de voltaje; servicios de reserva en giro y en espera; servicios de arranque en negro (*black-start*); y compensación de potencia reactiva. Cada uno de estos servicios busca garantizar que el sistema eléctrico pueda mantener el equilibrio instantáneo entre generación y demanda, estabilizar las variaciones de voltaje o frecuencia y recuperarse ante contingencias o fallas.

El artículo 91 bis de la LGSE, introducido por la Ley N°19.940, establece la obligación para todo propietario de instalaciones interconectadas (centrales generadoras, redes de transmisión, sistemas de almacenamiento, etc.) de prestar los SSCC de los que disponga, de acuerdo con su capacidad y características técnicas. Para esto, las instalaciones deben ser habilitadas técnica y normativamente, mediante ensayos, certificaciones y el cumplimiento de las condiciones operativas definidas en la Norma Técnica vigente.

El Coordinador Eléctrico Nacional tiene la responsabilidad de definir los SSCC requeridos para cada zona o segmento del SEN, administrar licitaciones públicas para su contratación cuando no estén disponibles y evaluar la factibilidad técnica y económica de nuevas soluciones, como el almacenamiento energético, para su provisión. Las instalaciones habilitadas para prestar SSCC pueden ser remuneradas a través de contratos adjudicados en licitaciones, con precios y condiciones fijadas, o mediante instrucciones directas del Coordinador en situaciones de intervención urgente o estratégica. La remuneración busca reflejar los costos eficientes de provisión y asegurar incentivos adecuados para la inversión y mantención de estas capacidades técnicas.

El DS N°125/2021 reconoce la activa participación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la prestación de SSCC, como servicios de frecuencia, regulación de tensión o respaldo de energía en emergencias, señalando que “[...] Podrán destinarse a la prestación de servicios complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a transmisión o participar en el arbitraje de precios”. Esta integración promueve una mayor flexibilidad operativa y contribuye a la eficiente incorporación de energías renovables variables.

En conclusión, el mercado de servicios complementarios se erige como un componente esencial para el desempeño seguro y eficiente del sistema eléctrico chileno. Su diseño regulatorio fomenta la participación de tecnologías flexibles, garantiza condiciones de seguridad y calidad, y opera bajo principios de eficiencia económica y competencia regulada. Junto con los mercados de energía spot y potencia de suficiencia, los SSCC permiten materializar una operación sistémica robusta y confiable, en consonancia con los objetivos de largo plazo de la política energética nacional y con las modificaciones introducidas por la Ley N°20.936.

De acuerdo con la regulación existente, el mercado de servicios complementarios (SSCC) en el Sistema Eléctrico Nacional opera en base a subastas de los servicios identificados en el Estudio de Servicios Complementarios realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Los servicios requeridos por el Coordinador en su informe anual para el año 2025, bajo el régimen de subasta, son los siguientes:

- Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF -)
- Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+)
- Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-)
- Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+)
- Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-)

Además en Control de Tensión (CT) el Coordinador puede instruirlo de manera directa o bien licitarlo.

Para participar en el mercado de servicios de regulación de frecuencia, un sistema BESS debe estar previamente habilitado por el Coordinador para prestar dicho servicio. En caso de ser adjudicado en las subastas que realiza regularmente el Coordinador, el BESS recibirá un pago de acuerdo al precio ofertado y adjudicado, teniendo presente que debe cumplir con los estándares para el suministro del servicio comprometido.

Para realizar una estimación de ingresos por participar en el mercado de servicios complementarios, es necesario disponer de información de los servicios habilitados que la unidad puede realizar (sistemas de control y equipamiento) y un valor estimado por cada uno de estos servicios.

# 3

## **DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

## **RECUPERACIÓN DE COSTOS**

### 3 RECUPERACIÓN DE COSTOS

A continuación, se presenta una estimación de los ingresos esperados para distintas tecnologías, de acuerdo a lo señalado en el apartado 2, vale decir:

#### a) Ingresos por potencia de suficiencia:

Se utiliza la expresión para calcular la Potencia de Suficiencia de una unidad:

$$PSuf_i = PSP_i \cdot \left[ \frac{DMax_{anual}}{\sum_1^n PSP_i} \right] = PSP_i \cdot [Factor_{ajuste}]$$

Siendo

$$PSP_i = Pini_i \cdot (1 - FMM_i) \cdot (1 - FOR_i) \cdot (1 - CCPP_i)$$

Luego, a partir de la Potencia inicial de la unidad, que depende principalmente de su tecnología, del factor de mantenimiento anual (FMM), de la tasa de salida forzada (FOR), del porcentaje de consumos propios (CPP) y del factor de ajuste a la demanda máxima, se obtiene una aproximación a la potencia de suficiencia. Finalmente los ingresos anuales por potencia de suficiencia se obtienen multiplicando la potencia [kW] por el precio de nudo de la potencia de la barra de conexión [\$/kW-mes] y por 12 (meses/año):

$$Ingreso_{PSuf,i} = 12P \cdot Suf_i [kW] \cdot Precio \left[ \frac{USD}{kW} \right]$$

#### b) Ingresos por energía

A partir de la operación real del sistema eléctrico, que eventualmente podría diferir de la operación programada, el Coordinador determina los costos marginales cada 15 minutos en todas las barras donde se producen transacciones de energía entre las empresas coordinadas (inyecciones y retiros). Luego, mensualmente se efectúa un balance de inyecciones y retiros valorizando el costo marginal de 15 minutos por la lectura de inyección o de retiro en iguales periodos de 15 minutos.

Para el caso de estimaciones de ingresos, de debe disponer de un vector horario de inyecciones y de costos marginales. Los ingresos se obtienen multiplicando la energía horaria inyectada por el costo marginal horario previsto.

#### c) Ingresos por SSCC

Los ingresos por servicios complementarios (SSCC) se obtienen de manera similar al mercado de energía, pero en este caso el valor del servicio ofrecido (equivalente al costo marginal) es un valor fijo, el cual se obtiene de un proceso de subastas organizadas por el Coordinador. Para ello, la unidades que quieran participar de las subastas realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional deben estar habilitadas para prestar servicios tales como regulación de frecuencia, black-start, respuesta rápida u otro.

### 3.1 Turbina a gas

Para el caso de una turbina a gas operada con petróleo diésel, el ingreso más relevantes es el de potencia de suficiencia, el cual se mostrará para un par de centrales reales, como lo son Los Pinos y Los Vientos. Se han elegido estas dos centrales debido a su potencia máxima, similares en tamaño a las que se han analizado en este estudio.

A modo de ilustración se muestran los parámetros de entrada y la potencia de suficiencia preliminar y la potencia ajustada a la demanda máxima que se han determinado para estas unidades en el Cálculo Preliminar de Potencia de Suficiencia 2025, disponible en la página web del Coordinador, adicionalmente se ha considerado un valor referencial de 8 USD/kW/mes como precio de nudo de la potencia:

Central Nombre	Pmax [MW]	P_InsP [MW]	Peq	Pini	FMM	CCPP	IFOR	PSP
LOS VIENTOS	134.97	133.66	130.37	130.37	0.98082	1.30%	4.87%	120.06
LOS PINOS	104.00	103.98	107.67	103.98	0.86302	1.20%	2.42%	86.51

**TABLA 2. PARÁMETROS Y POTENCIA DE SUFICIENCIA PRELIMINAR**

Central Nombre	PSuf	USD/kW/mes	MUSD
LOS VIENTOS	65.88	8.00	6.32
LOS PINOS	47.47	8.00	4.56

**TABLA 3. POTENCIA DE SUFICIENCIA E INGRESOS ANUALES**

Para determinar la potencia de suficiencia definitiva se ha aplicado un factor de ajuste de 54,87%, que resulta de la división de la demanda máxima esperada para el 2025 y la suma de las potencia de suficiencia preliminar.

Los ingresos anuales estimados para estos dos centrales son 6,32 y 4,56 MUSD.

Considerando un costo de inversión de 666,08 USD/kW y 0,94 USD/kW como costo fijo indicados para la barra de Kimal 220 kV, una vida útil de 25 años y una tasa de descuento anual de 10%, los costos anuales de inversión más operación son 10,03 MUSD/año para la central Los Vientos y 7,63 MUS/año para la central Los Pinos, lo que implica que debido al nivel de sobre instalación existente, una turbina a gas no alcanza a pagar su inversión.

Respecto a los ingresos esperados por ventas de energía, en las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos de la simulación de la operación utilizando la base de datos Ose2000 correspondiente al Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo del primer semestre de 2025:

Año	Gen [GWh]	Ingresos [MUSD]	Costos [MUSD]	Margen [MUSD]
2025	0.00	0.00	0.00	0.00
2026	0.01	0.00	0.00	0.00
2027	0.01	0.00	0.00	0.00
2028	0.01	0.00	0.00	0.00
2029	2.59	0.34	0.21	0.13
2030	1.44	0.17	0.12	0.06
2031	0.00	0.00	0.00	0.00
2032	0.00	0.00	0.00	0.00
2033	0.00	0.00	0.00	0.00
2034	0.00	0.00	0.00	0.00
2035	0.00	0.00	0.00	0.00

**TABLA 4. MARGEN OPERACIONAL CENTRAL LOS VIENTOS**

Año	Gen [GWh]	Ingresos [MUSD]	Costos [MUSD]	Margen [MUSD]
2025	0.00	0.00	0.00	0.00
2026	0.24	0.05	0.05	0.00
2027	0.00	0.00	0.00	0.00
2028	0.36	0.07	0.07	0.00
2029	0.00	0.00	0.00	0.00
2030	0.00	0.00	0.00	0.00
2031	0.01	0.00	0.00	0.00
2032	0.50	0.11	0.10	0.02
2033	0.25	0.06	0.05	0.01
2034	0.30	0.07	0.06	0.01
2035	0.13	0.03	0.03	0.00

**TABLA 5. MARGEN OPERACIONAL CENTRAL LOS PINOS**

Como se puede apreciar, los márgenes operacionales por ventas de energía para unidades del tipo “punta” no son relevantes. En el caso de central Los Vientos suman 0,19 MUSD en el periodo 2025-2035 y para central Los Pinos 0,04 MUSD en el mismo periodo.

### 3.2 Central fotovoltaica más almacenamiento

Para esta evaluación se utiliza el método simplificado, donde se extrae la matriz de costos marginales por bloque y se aplica a la generación esperada de la central. Se simula un sistema de central fotovoltaica más almacenamiento de 120 [MW] y 4 horas de entrega a plena carga (480 MWh). Los ingresos anuales esperados se presentan en la siguiente tabla:

Ingreso anual Esperado	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ventas energía [MUSD]	9.20	8.18	7.98	8.56	8.85	8.40	9.04	9.58	9.13	9.37
Suficiencia [MUSD]	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69
<b>Total Ingresos [MUSD]</b>	<b>16.88</b>	<b>15.87</b>	<b>15.66</b>	<b>16.25</b>	<b>16.53</b>	<b>16.09</b>	<b>16.72</b>	<b>17.27</b>	<b>16.82</b>	<b>17.06</b>
Inversión + C.O. [MUSD]	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30
Ingresos / Costo	92.3%	86.7%	85.6%	88.8%	90.3%	87.9%	91.4%	94.4%	91.9%	93.2%

**TABLA 6. EVALUACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO + BESS**

Para realizar este cálculo se ha tomado en cuenta los siguientes parámetros:

- Capacidad instalada FV 120 [MW]
- Sistema de almacenamiento 120 [MW], 4 horas
- Rendimiento carga/descarga 95%
- PSuf parque fotovoltaico 18,77 [MW]
- PSuf almacenamiento 61,30 [MW]
- Precio de la potencia 8,0 [USD/kW/mes]
- Tasa de descuento 10%
- Vida útil del proyecto 25 años
- Costos de inversión (Kimal) 1.368,69 [USD/kW]
- Costo de operación 1,1 [USD/kW]

De acuerdo con estos resultados, el porcentaje anual promedio es de 90% respecto de los costos de inversión más operación.

### 3.3 Sistema de almacenamiento

Se utiliza el mismo modelo que para el caso anterior, pero sin considerar el aporte de la planta fotovoltaica. De esta manera se tienen los siguientes datos de entrada:

- Sistema de almacenamiento 120 [MW], 4 horas
- Rendimiento carga/descarga 95%
- PSuf almacenamiento 61,30 [MW]
- Precio de la potencia 8,0 [USD/kW/mes]
- Tasa de descuento 10%
- Vida útil del proyecto 10 años
- Costos de inversión (Kimal) 617,01 [USD/kW]
- Costo de operación 0,49 [USD/kW]

El resultado esperado para este sistema de almacenamiento instalado en la barra Kimal 220 kV es el siguiente:

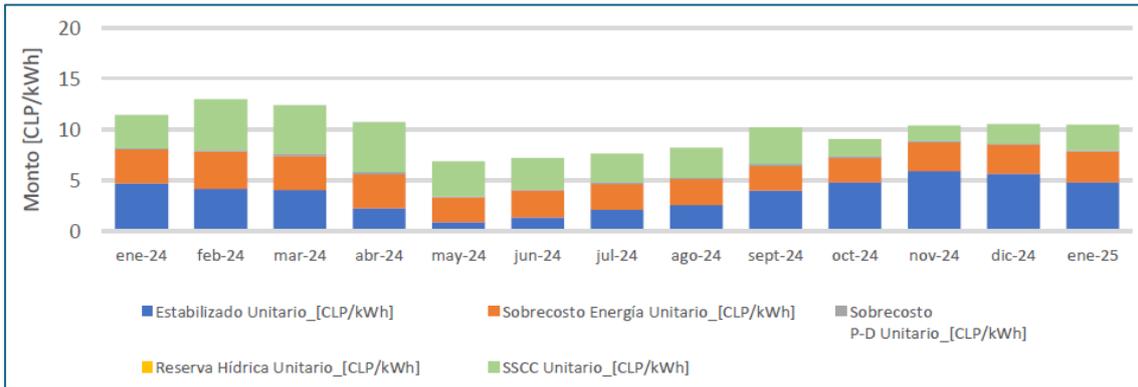
Ingreso anual Esperado	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ventas energía [MUSD]	8.78	7.73	7.57	8.10	8.37	7.83	8.30	8.58	8.25	8.45
Suficiencia [MUSD]	5.88	5.88	5.88	5.88	5.88	5.88	5.88	5.88	5.88	5.88
<b>Total Ingresos [MUSD]</b>	<b>14.67</b>	<b>13.62</b>	<b>13.46</b>	<b>13.99</b>	<b>14.26</b>	<b>13.71</b>	<b>14.18</b>	<b>14.47</b>	<b>14.14</b>	<b>14.33</b>
Inversión + C.O. [MUSD]	12.11	12.11	12.11	12.11	12.11	12.11	12.11	12.11	12.11	12.11
Ingresos / Costo	121.1%	112.5%	111.2%	115.5%	117.7%	113.2%	117.1%	119.5%	116.8%	118.3%

**TABLA 7. EVALUACIÓN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO**

Se debe señalar que en general el costo marginal de la subestación Kimal, en el horario solar, es casi siempre cero, con lo cual el costo de carga del sistema de almacenamiento tiende también a cero.

### 3.4 Mercado de servicios complementarios

El Reporte Energético de febrero de 2025, que contiene resultados operacionales hasta enero del mismo año, muestra la evolución que han tenido en los últimos 13 meses los pagos laterales, como se muestra en Figura 1. Entre estos pagos se encuentran los servicio complementario (SSCC), cuyo valor unitario promedio es menor a 5 [CLP/kWh], equivalentes a unos 5,5 [USD/MWh].



**FIGURA 1 EVOLUCIÓN DE PAGOS LATERALES UNITARIOS**

Esto es especialmente relevante para los sistemas de almacenamiento, los únicos que eventualmente podrían participar en este mercado, que podrían agregar otros 5 [USD/MWh] a sus ingresos esperados.

El valor de pago de los SSCC corresponde al resultados de subastas ad-hoc realizadas por el Coordinador, Se debe tener en cuenta que este es un mercado competitivo. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento tipo BESS tienen ciertas ventajas en servicios que requieren velocidad de respuesta alta, tal como el servicio de “respuesta rápida”, en donde el requerimiento es inyectar a la red una cierta potencia en un tiempo en el orden de 1 a 2 segundos.