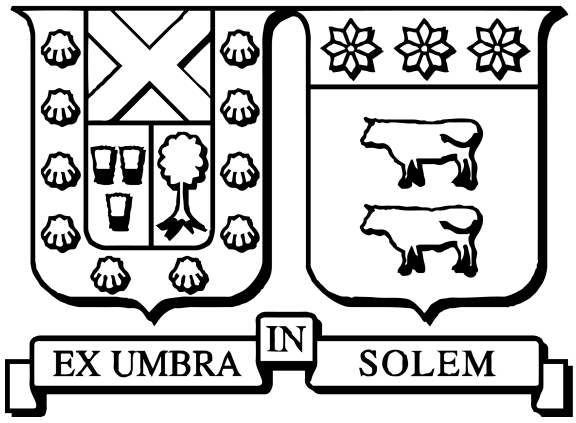
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



.

Comparación de metodologías de costo de oportunidad aplicadas a sistemas de almacenamiento en servicios complementarios del Sistema Eléctrico Nacional

Sofía Catalina Guerrero Mura

2026

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniera Civil Electricista

Profesora Guía:
Dra. Margarita Norambuena (UTFSM)

Comisión:
Dra. Margarita Norambuena (UTFSM)
Dr. Danny Espín (UTFSM)

Valparaíso, 7 de octubre de 2026.

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: Comparación de metodologías de costo de oportunidad aplicadas a sistemas de almacenamiento en servicios complementarios del Sistema Eléctrico Nacional

Nombre del candidato(a): Sofía Catalina Guerrero Mura

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica/Ingeniera Civil Electricista

Campus: Casa Central **Departamento:** Departamento de Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Margarita Norambuena Valdivia, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

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

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

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

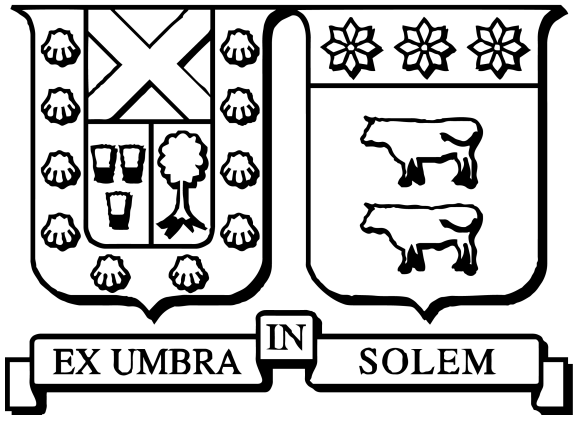
Fecha: 13.11.2026 **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 12/11/2026 **Firma:** 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Comparación de metodologías de costo de oportunidad aplicadas a sistemas de almacenamiento en servicios complementarios del Sistema Eléctrico Nacional

Sofía Catalina Guerrero Mura

2026

"Cuando cambias la forma en que miras las cosas, las cosas que miras cambian."
— Wayne Dyer

Agradecimientos

Con este documento cierro una etapa profundamente significativa y transformadora de mi vida, que llevaré siempre conmigo. Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que contribuyeron a hacerla realidad.

En primer lugar, agradezco a mi madre y a mi padre, quienes me han apoyado incondicionalmente en los momentos luminosos y en los más difíciles, y han sido mis pilares para seguir adelante, persistir y no rendirme. A mi hermano, quien a temprana edad tuvo que verme partir para cumplir mis metas y de quien siento un inmenso orgullo.

A las mujeres poderosas de la carrera, que siempre estuvieron dispuestas a escucharme, apoyarme y compartir momentos increíbles conmigo: no duden de que siempre las llevaré en mi corazón y transmitiré el mensaje de unión entre mujeres STEM.

A mis compañeros y amigos de carrera, gracias por los momentos compartidos, por el apoyo en los días difíciles y por recordarme que nunca estuve sola en este camino. Su compañía ha sido esencial para mantener el ánimo y seguir adelante.

A mis compañeros de trabajo, quienes me han brindado su apoyo y colaboración en este proceso, y quienes me han inspirado a seguir creciendo profesionalmente.

Por último, agradezco profundamente a mi profesora guía, referente para las mujeres de la carrera, quien nunca dudó en brindarme su apoyo y orientación.

Índice de contenidos

Índice de contenidos **I**

Índice de figuras **IV**

Índice de tablas **V**

Nomenclatura **VI**

Resumen **1**

Abstract **2**

1. Introducción **3**

2. Mercado de servicios complementarios en Chile **7**
2.1. ¿Qué son los servicios complementarios? 7
2.1.1. Marco regulatorio 8
2.1.2. Actores institucionales 8
2.2. Tipos de servicios complementarios 9
2.2.1. Control de Frecuencia 9
2.2.1.a. Control Rápido de Frecuencia (CRF) 10
2.2.1.b. Control Primario de Frecuencia (CPF) 10
2.2.1.c. Control Secundario de Frecuencia (CSF) 10
2.2.1.d. Control Terciario de Frecuencia (CTF) 10
2.2.1.e. Cargas Interrumpibles (CI) 11
2.2.1.f. Requerimientos de inercia 11
2.2.2. Control de Tensión 11
2.2.3. Control de Contingencias 12
2.2.3.a. Desconexión de Carga 12
2.2.3.b. Desconexión o Reducción de Generación 12
2.2.3.c. Plan de Defensa Contra Contingencias (PDC) 12
2.2.4. Plan de Recuperación de Servicio 12
2.3. Mecanismos de Prestación 13
2.3.1. Subastas 13
2.3.2. Licitaciones 14
2.3.3. Instrucción Directa y Obligatoria 14
2.4. Remuneración de servicios complementarios 15
2.4.1. Verificación de la prestación: factores de desempeño y de activación 15
2.4.2. Costos por operación a un costo variable mayor al costo marginal . . 16

2.4.3. Costo de operación adicional . . . 16
2.4.4. Valor ofertado . . . 17
2.4.5. Estructura del valor adjudicado . . . 17
2.5. Síntesis del capítulo . . . 18

3. Metodologías de cálculo del costo de oportunidad para SSCC 19
3.1. Metodología general para unidades generadoras convencionales . . . 19
3.2. Procedimiento transicional del Estudio de Costos (Metodología A) . . . 20
3.3. Metodología de la Resolución Exenta N°545 (Metodología B) . . . 22
3.3.1. Contexto y motivación . . . 22
3.3.2. Principios de la metodología . . . 22
3.3.3. Formulación de la metodología . . . 22
3.3.3.a. Condición de aplicabilidad . . . 23
3.3.3.b. Determinación de la Energía Disponible . . . 23
3.3.3.c. Componente 1: valorización de la operación sin SSCC . . . 23
3.3.3.d. Componente 2: valorización de la operación real con SSCC . . . 24
3.3.3.e. Distribución del resultado . . . 24
3.4. Síntesis comparativa y conexión con la evaluación . . . 25

4. Modelación del caso de estudio y escenarios de evaluación 26
4.1. Caso de estudio: BESS El Manzano . . . 26
4.2. Representación operativa . . . 28
4.3. Escenarios de evaluación . . . 29
4.3.1. Variables de salida . . . 30
4.4. Datos de entrada . . . 31
4.4.1. Medidas comerciales . . . 31
4.4.2. Costos marginales reales . . . 31
4.4.3. Factores de desempeño . . . 31
4.4.4. Subastas y factor medio de activación . . . 31
4.4.5. Oferta de disponibilidad completa . . . 31
4.5. Implementación del cálculo y criterios adoptados . . . 32
4.5.1. Criterios de implementación adoptados . . . 32

5. Resultados y análisis 35
5.1. Resultados operativos del periodo de análisis . . . 35
5.2. Remuneración bajo la Metodología A: caso A2 . . . 36
5.3. Remuneración bajo la Metodología B: caso B2 . . . 36
5.4. Análisis comparativo de metodologías . . . 37
5.5. Escenario 3: compensación reconstruida del mes . . . 39
5.6. Señales económicas de participación e indiferencia . . . 40
5.7. Riesgo de sub-remuneración y de sobre-remuneración . . . 42

6. Conclusiones y recomendaciones 44
6.1. Síntesis del trabajo y cumplimiento de objetivos . . . 44
6.2. Conclusiones principales . . . 44
6.3. Implicancias y recomendaciones regulatorias . . . 46
6.4. Limitaciones . . . 46
6.5. Trabajo futuro . . . 47

A. Planilla de Cálculo del Costo de Oportunidad 48
A.1. Propósito y alcance 48
A.2. Hojas de entrada 49
A.2.1. Hoja Portada 50
A.2.2. Hoja Medidores 51
A.2.3. Hoja CMg 52
A.2.4. Hoja Factor Desempeño 53
A.2.5. Hoja Subastas 53
A.2.6. Hoja Oferta Completa 54
A.3. Flujo de cálculo 54
A.4. Hoja Metodología A (Estudio de Costos) 55
A.4.1. Datos base (columnas A–K) 55
A.4.2. Marca de adjudicación e índices (columnas L–P) 55
A.4.3. Componente 2: valorización de la operación real (columnas R–T) . . 56
A.4.4. Curvas monótonas de costo marginal (columnas U–X) 57
A.4.5. Estimación de la operación sin SSCC (columnas Y y Z) 58
A.4.6. Prorratas y factores de desempeño (columnas AA–AL) 59
A.4.7. Componente 1: valorización sin SSCC (columnas AM–AO) 59
A.4.8. Monto a compensar (columna AP) 60
A.5. Hoja Metodología B (REX 545) 61
A.5.1. Datos base y partición en ventanas (columnas A–M) 61
A.5.2. Ordenamiento por curva descendente (columnas N–P) 61
A.5.3. Energía inicial y energía almacenada (columnas Q y R) 62
A.5.4. Reservas, factores de desempeño y de activación (columnas S–AL) . 62
A.5.5. Energía Disponible (tabla Aux_Totales_T) 63
A.5.6. Componente 1: valorización de la Energía Disponible (columnas AX–BD) 64
A.5.7. Componente 2: contabilización de la operación real (columnas BF–BJ) 65
A.5.8. Numeral 3: arrastre de la energía de la última hora (columnas BK–BQ) 66
A.5.9. Monto a compensar (columna BS) 67
A.6. Hoja Comp. reconstruida (A + B) 67
A.7. Verificaciones incorporadas 68
A.8. Notas de uso y actualización 68

Índice de figuras

4.1. Encadenamiento del cálculo en la planilla del Anexo A. Fuente: elaboración propia. 32

5.1. Perfil horario del costo marginal en la barra de inyección de El Manzano, mayo de 2026. Promedio mensual y banda entre percentiles 10 y 90. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional. 36
5.2. Componentes 1 y 2 de la Metodología B por ventana de valorización, mayo de 2026. Fuente: elaboración propia. 37
5.3. Monto a compensar por ventana de valorización bajo cada metodología, mayo de 2026. Fuente: elaboración propia. 38
5.4. Distribución de los montos por ventana bajo cada metodología, mayo de 2026. Fuente: elaboración propia. 39
5.5. Compensación reconstruida por ventana de valorización según la metodología aplicada, mayo de 2026. Fuente: elaboración propia. 40

Índice de tablas

2.1. Cuadro resumen de SSCC. Fuente: elaboración propia con base en la Resolución SSCC [3]. 9
2.2. Características técnicas de servicios de Control de Frecuencia. Fuente: elaboración propia con base en la Resolución SSCC [3]. 11
2.3. Comparación de mecanismos de prestación. Fuente: elaboración propia con base en [5-7]. 14
2.4. Componentes de remuneración de SSCC en subastas. Fuente: elaboración propia con base en la Resolución [3]. 15

3.1. Comparación estructural de las metodologías de costo de oportunidad para BESS. 25

4.1. Sistemas de almacenamiento con remuneración por costo de oportunidad en el balance de servicios complementarios de agosto de 2026 [10]. La configuración corresponde a elaboración propia a partir de información pública de cada proyecto. 27
4.2. Parámetros del BESS El Manzano empleados en el cálculo. 28
4.3. Estructura de la evaluación. 30
4.4. Correspondencia entre las etapas del cálculo y la documentación del Anexo A. 33

5.1. Resumen mensual de la remuneración por costo de oportunidad, mayo de 2026. 38
5.2. Detalle de la remuneración por ventana de valorización, mayo de 2026 [MM CLP]. 41

A.1. Tablas estructuradas definidas en el libro de cálculo. 49
A.2. Hojas del libro de cálculo, contenido y fuente de los datos. 50
A.3. Parámetros de la tabla `Datos_BESS` (hoja `Portada`). 51
A.4. Campos de la tabla `Medidores`. 51
A.5. Organización por bloques de la hoja `Metodología A`. 55
A.6. Tablas estructuradas de la hoja `Metodología B (REX 545)`. 61

Nomenclatura

AGC	: Control Automático de Generación (*Automatic Generation Control*).
BESS	: Sistema de almacenamiento de energía en baterías (*Battery Energy Storage System*).
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
CO	: Costo de oportunidad.
Coordinador	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CPF	: Control Primario de Frecuencia. Se distingue en subida (+) y bajada (−).
CRCA	: Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.
CSF	: Control Secundario de Frecuencia. Se distingue en subida (+) y bajada (−).
CTF	: Control Terciario de Frecuencia. Se distingue en subida (+) y bajada (−).
CV	: Costo variable de operación.
EDisp	: Energía Disponible de la ventana de valorización, según la Resolución SSCC.
ERV	: Energías renovables con recursos primarios variables.
Estudio de Costos	: Estudio de Costos de Servicios Complementarios 2024–2027 del Coordinador.
FD	: Factor de desempeño de la prestación de un SSCC.
FMA	: Factor medio de activación.
Ley	: Ley General de Servicios Eléctricos.
NT SSCC	: Norma Técnica de Servicios Complementarios.
PGP	: Plataforma de Gestión de Proyectos del Coordinador.
PLABACOM	: Plataforma de Balance Comercial del Coordinador.
Reglamento	: Reglamento de Servicios Complementarios.
Resolución SSCC	: Resolución Exenta N°545: Informe de Definición de Servicios Complementarios.
RCO	: Remuneración por costo de oportunidad.
RCOA	: Remuneración por costo de operación adicional.
SAE	: Sistema de Almacenamiento de Energía.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
SoC	: Estado de carga del sistema de almacenamiento (*State of Charge*).
SSCC	: Servicios Complementarios.
Ventana T	: Ventana de valorización de 24 horas definida por el Coordinador.

Resumen

El despliegue acelerado de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) dejó en evidencia un vacío regulatorio en la componente de costo de oportunidad de la remuneración de servicios complementarios (SSCC): la Resolución Exenta N°189 no contenía una metodología específica para BESS, y el Coordinador Eléctrico Nacional aplicaba un procedimiento transitorio contenido en el Estudio de Costos SSCC 2024–2027. La Resolución Exenta N°545, vigente desde noviembre de 2025, introdujo una metodología específica para almacenamiento basada en ventanas de valorización de 24 horas, que compara el ingreso hipotético de arbitraje puro (Componente 1) con la valorización de la operación real bajo prestación de SSCC (Componente 2).

Esta memoria cuantifica el impacto de ese cambio regulatorio. Ambas metodologías —el procedimiento transitorio para BESS del Estudio de Costos SSCC 2024–2027 (Metodología A) y la formulación de la Resolución Exenta N°545 (Metodología B)— se implementan en una planilla de cálculo trazable que reconstruye, bajo los criterios adoptados, el cálculo de remuneración del Coordinador, y se aplican sobre un mes de operación real (mayo de 2026) del BESS El Manzano, sistema híbrido PV+BESS de 60 MW / 120 MWh y primer almacenamiento del SEN en prestar Control Secundario de Frecuencia. Los datos de entrada son las medidas comerciales efectivas, los costos marginales reales quinceminutales de la barra de inyección, los resultados de las subastas de control de frecuencia y los factores de desempeño publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Para una misma operación física, la Metodología B reconoce una remuneración mensual por costo de oportunidad de 153,1 MM CLP, un 27 % superior a los 120,2 MM CLP de la Metodología A, aunque esta última resulta mayor en 14 de las 32 ventanas de valorización del mes. La compensación reconstruida, que revierte a la Metodología A en las tres ventanas sin oferta de disponibilidad completa, asciende a 152,4 MM CLP. El hallazgo central se refiere a la señal económica, medida como cobertura respecto del referente común de la Metodología B: bajo la Metodología B el ingreso combinado del BESS iguala casi exactamente el referente de arbitraje puro (razón 1,005), con un excedente explicado íntegramente por el piso de no negatividad de una única ventana, mientras que bajo la Metodología A cubre solo el 90 % de dicho referente. En este caso, la Metodología B satisface por construcción el principio de indiferencia entre mercados que la fundamenta, y los resultados son consistentes con que corrija el desincentivo observado bajo el procedimiento transicional; además, el esquema de elegibilidad sugiere un incentivo a ofertar disponibilidad completa (9,4 MM CLP menos en una sola ventana).

Abstract

The accelerated deployment of battery energy storage systems (BESS) in Chile's National Electric System (SEN) exposed a regulatory gap in the opportunity-cost component of ancillary services (SSCC) remuneration: Exempt Resolution No. 189 contained no storage-specific methodology, and the National Electric Coordinator applied a transitional procedure contained in the SSCC Cost Study 2024–2027. Exempt Resolution No. 545, in force since November 2025, introduced a storage-specific methodology based on 24-hour valuation windows, comparing the hypothetical pure-arbitrage income (Component 1) against the valuation of actual operation under SSCC provision (Component 2).

This thesis quantifies the impact of that regulatory change. Both methodologies — the transitional BESS procedure from the SSCC Cost Study 2024–2027 (Methodology A) and the Exempt Resolution No. 545 formulation (Methodology B)— are implemented in a traceable spreadsheet that reconstructs, under the adopted criteria, the Coordinator's settlement calculation, and are applied to one month of real operation (May 2026) of El Manzano, a 60 MW / 120 MWh hybrid PV+BESS facility and the first storage system in the SEN to provide Secondary Frequency Control. The inputs are actual commercial metering records, 15-minute real marginal costs at the injection busbar, frequency-control auction results, and performance factors published by the National Electric Coordinator.

For the same physical operation, Methodology B recognizes a monthly opportunity-cost remuneration of CLP 153.1 million, 27 % above the CLP 120.2 million of Methodology A, although A yields the higher amount in 14 of the 32 valuation windows of the month. The reconstructed compensation, which reverts to Methodology A in the three windows without complete availability offer, amounts to CLP 152.4 million. The central finding concerns the economic signal, measured as coverage of the common Methodology B benchmark: under Methodology B the combined income of the BESS matches the pure-arbitrage benchmark almost exactly (ratio 1.005), with the surplus fully explained by the non-negativity floor of a single window, whereas under Methodology A it covers only 90 % of that benchmark. In this case, Methodology B satisfies by construction the market-indifference principle that grounds it, and the results are consistent with it correcting the disincentive observed under the transitional procedure; in addition, the eligibility scheme suggests an incentive to offer complete availability (CLP 9.4 million less in a single window).

Capítulo 1

Introducción

Motivación

La transición energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha impulsado un crecimiento acelerado de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), los cuales constituyen un recurso técnico cuyas características operativas difieren sustancialmente de las unidades generadoras convencionales. A diferencia de una central térmica o hidráulica, un BESS opera con capacidad finita de energía, eficiencia de conversión menor a la unidad, y un perfil económico basado en el arbitraje de precios horarios del mercado spot.

Para entender el problema, conviene describir cómo obtiene ingresos un BESS. Su negocio principal es el *arbitraje*: cargar energía cuando el precio es bajo —típicamente al mediodía, cuando abunda la generación solar— y venderla cuando el precio es alto, al anochecer. Sin embargo, el Coordinador también puede contratar al BESS para prestar servicios complementarios, como el control de frecuencia, que exigen mantener parte de su potencia o de su energía almacenada en reserva para responder ante desequilibrios del sistema. Esa reserva no puede venderse en las horas de mayor precio, por lo que el BESS deja de percibir parte de su ingreso por arbitraje. Esa pérdida es el costo de oportunidad de prestar el servicio, y la regulación establece que debe compensarse.

Pese a estas diferencias entre un BESS y una central convencional, la Resolución Exenta N°189 [1], que definía los servicios complementarios y su remuneración hasta la entrada en vigencia de la Resolución Exenta N°545, no contenía una metodología específica para almacenamiento: su expresión de costo de oportunidad es la fórmula genérica para unidades generadoras, diseñada para centrales con costo variable asociado al combustible. Al aplicarla a un BESS, el costo variable tiende a cero y la estimación de la energía que hubiese sido inyectada en ausencia del servicio complementario ($\hat{E}_{\text{sin sc}}$) carece de un referente físico claro, pues la operación de un BESS no sigue una lógica de generación continua sino de arbitraje intertemporal. Para cubrir ese vacío, el Estudio de Costos SSCC 2024–2027 [2] estableció un procedimiento transitorio específico para almacenamiento, aplicado por el Coordinador pero no formalizado en la resolución de definición de servicios complementarios. Una metodología que no reconozca adecuadamente la pérdida económica de la instalación por prestar el servicio puede desincentivar la participación de estas tecnologías en el mercado de servicios complementarios (SSCC).

La Resolución Exenta N°545, de 4 de septiembre de 2025 y vigente desde noviembre de 2025 conforme a su artículo primero transitorio [3], introduce una metodología específica para el cálculo del costo de oportunidad de los BESS, basada en dos componentes que comparan los ingresos hipotéticos por arbitraje puro con la valorización de la operación real durante la prestación del servicio, sobre una ventana de valorización de 24 horas.

En este contexto, la presente memoria aborda el siguiente problema de investigación:

> *¿Cómo difieren la remuneración económica y las señales económicas entregadas a un sistema de almacenamiento de energía al aplicar el procedimiento transitorio para BESS del Estudio de Costos SSCC 2024–2027, vigente antes de la Resolución Exenta N°545, respecto de la metodología específica para almacenamiento formalizada por dicha resolución?*

Responder esta pregunta requiere no solo comparar montos totales, sino también evaluar variables económicas complementarias que permitan caracterizar el efecto de cada metodología sobre la remuneración y las señales que recibe el sistema de almacenamiento. En particular, se considera relevante analizar:

- La magnitud absoluta y relativa de la remuneración por costo de oportunidad.
- La distribución de la remuneración entre ventanas de valorización y los factores estructurales que explican las diferencias entre metodologías.
- La señal económica de participación, medida como la cobertura del ingreso combinado respecto de un referente común de arbitraje puro.
- El riesgo de sub-remuneración (que desincentiva la participación) o sobre-remuneración (que encarece el sistema) bajo cada metodología.
- La coherencia de la remuneración con el principio de indiferencia entre mercados que enuncia la nueva regulación.
- El efecto económico del requisito de oferta de disponibilidad completa.

Objetivos

Objetivo general

Comparar distintas metodologías de cálculo del costo de oportunidad aplicadas a sistemas de almacenamiento en servicios complementarios del Sistema Eléctrico Nacional.

Objetivos específicos

- Caracterizar el mercado de servicios complementarios del SEN y su esquema de remuneración.
- Analizar las metodologías de cálculo del costo de oportunidad definidas en la regulación vigente y en las propuestas regulatorias recientes.

- Representar mediante un modelo simplificado la operación de un sistema BESS participando en el mercado de energía y en servicios complementarios.
- Comparar la remuneración obtenida bajo distintas metodologías de costo de oportunidad.
- Analizar las diferencias en la remuneración obtenida bajo distintas metodologías de cálculo del costo de oportunidad.

Alcance

El presente trabajo se acota al análisis de la componente de costo de oportunidad de la remuneración de servicios complementarios, aplicada a un sistema de almacenamiento de energía real del SEN: el BESS El Manzano, primer sistema de almacenamiento del SEN en prestar Control Secundario de Frecuencia. El horizonte de evaluación corresponde a un mes de operación efectiva (mayo de 2026), con datos reales de medidas comerciales, costos marginales quinceminutales de la barra de inyección, subastas de control de frecuencia y factores de desempeño publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional. Se comparan dos metodologías de cálculo del costo de oportunidad de sistemas de almacenamiento, ambas operacionalizadas sobre ventanas de valorización de 24 horas conforme a la implementación del Coordinador documentada en [4]: el procedimiento transicional para BESS del Estudio de Costos SSCC 2024–2027 (Metodología A) y la metodología específica de la Resolución Exenta N°545 (Metodología B). Se reconstruye el cálculo de la remuneración en una planilla de cálculo trazable que se documenta en anexo.

Quedan fuera del alcance la co-optimización endógena de la operación del BESS entre mercados, la modelación de la degradación de las celdas, los restantes servicios complementarios (control de tensión y control de contingencias), las demás componentes del valor adjudicado en subastas —comunes a ambas metodologías— y la proyección de ingresos de largo plazo de la instalación. Los resultados cuantitativos son específicos del periodo y del activo analizados; solo las propiedades algebraicas que derivan directamente de la formulación de cada metodología son generalizables.

Estructura del documento

Este trabajo se organiza en seis capítulos, los cuales se describen a continuación:

Capítulo 1: introducción del presente trabajo, detallando la motivación, los objetivos, el alcance y la estructura del documento.

Capítulo 2: caracterización del mercado de servicios complementarios del SEN: tipos de servicios, mecanismos de prestación, actores institucionales y componentes de la remuneración del valor adjudicado en subastas.

Capítulo 3: desarrollo de las metodologías de cálculo del costo de oportunidad bajo comparación: el procedimiento transicional para BESS del Estudio de Costos SSCC 2024–2027 (Metodología A) y la metodología específica para sistemas de almacenamiento de la Resolución Exenta N°545 (Metodología B), ambas operacionalizadas sobre ventanas de valorización de 24 horas conforme a [4].

Capítulo 4: modelación del sistema de almacenamiento, definición de los escenarios de evaluación y descripción de los datos de entrada reales del caso de estudio BESS El Manzano.

Capítulo 5: presentación y análisis de los resultados: comparación de la remuneración obtenida bajo ambas metodologías, compensación reconstruida del mes analizado y evaluación de las señales económicas de participación e indiferencia.

Capítulo 6: conclusiones del trabajo, implicancias regulatorias, limitaciones y líneas de trabajo futuro.

Capítulo 2

Mercado de servicios complementarios en Chile

2.1. ¿Qué son los servicios complementarios?

De acuerdo con la Ley General de Servicios Eléctricos [5], los servicios complementarios (SSCC) son aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema eléctrico en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Este último artículo establece los principios de la coordinación de la operación: preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

La Ley precisa que son SSCC, al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Estos servicios se prestan por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico. El Reglamento de SSCC [6] define los recursos técnicos como los atributos de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. En particular, son recursos técnicos la capacidad de generación o inyección de potencia activa, la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, y la potencia conectada de los usuarios finales o de los sistemas de almacenamiento de energía, entre otros.

Estos servicios pueden prestarse a través de las instalaciones existentes del sistema eléctrico o de Nueva Infraestructura, entendida como aquellas instalaciones destinadas a la prestación de SSCC que se interconectan al sistema y son materializadas a través de licitaciones o mediante la instrucción de instalación directa por parte del Coordinador. Los Coordinados pueden prestar desde una misma instalación más de un Servicio Complementario, de manera simultánea o en distintos tiempos, cuando las características técnicas lo permitan, siempre que no se comprometa el cumplimiento de ninguno de los servicios por separado y no exista doble pago de servicios o infraestructura [6].

La creciente penetración de energías renovables con recursos primarios variables (ERV), como la eólica y la solar fotovoltaica, ha incrementado significativamente los desafíos asociados a la operación del sistema eléctrico. La variabilidad e incertidumbre inherentes

a estas fuentes de generación han aumentado la necesidad de contar con servicios complementarios más robustos y diversificados, particularmente aquellos relacionados con el control de frecuencia y los requerimientos de inercia del sistema. En este contexto, los SSCC adquieren una relevancia cada vez mayor para la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

2.1.1. Marco regulatorio

El marco regulatorio de los SSCC se estructura jerárquicamente en cuatro instrumentos normativos. En primer lugar, la Ley General de Servicios Eléctricos [5] establece los principios de la coordinación de la operación, la definición legal de los SSCC, los mecanismos de materialización y el régimen general de remuneración. En segundo lugar, el Reglamento de SSCC [6] desarrolla las disposiciones reglamentarias sobre mecanismos de materialización, condiciones para subastas, licitaciones e instrucción directa, y el régimen detallado de remuneración y estudio de costos. En tercer lugar, la Resolución SSCC [3] define los servicios complementarios y sus categorías específicas, estableciendo las prestaciones y atributos que se deben considerar, así como su naturaleza sistémica o local. Finalmente, la Norma Técnica de SSCC [7] establece los procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación detalladas para la prestación de los servicios.

2.1.2. Actores institucionales

El Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) es el organismo central en la gestión de los SSCC. Entre sus responsabilidades principales se encuentran: preservar la seguridad del servicio coordinando la prestación de los SSCC; elaborar y comunicar anualmente el Informe SSCC durante el mes de junio, en el cual señala los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización y los mecanismos de materialización; cuantificar los recursos técnicos necesarios para la operación segura y económica del sistema; desarrollar los estudios de SSCC contemplados en la Norma Técnica [7]; verificar las instalaciones y sus recursos técnicos asociados; disponer de plataformas informáticas para las subastas; y monitorear permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico (artículo 72°-10).

Los Coordinados son los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de SSCC, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres que se interconecten al sistema eléctrico [6]. Sus obligaciones comprenden poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos disponibles, sujetarse a las instrucciones de prestación directa y obligatoria, someterse a los procesos de verificación de instalaciones, y declarar los costos asociados a la prestación de SSCC.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) cumple un rol regulador, siendo responsable de dictar la Resolución SSCC que define los servicios y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad del sistema y las características tecnológicas de los servicios [6]. Adicionalmente, puede fijar precios máximos para subastas y licitaciones, y aprueba las bases del Estudio de Costos.

2.2. Tipos de servicios complementarios

La Resolución Exenta N°545 (Resolución SSCC) [3] organiza los servicios complementarios en cuatro grandes grupos según su función dentro del sistema eléctrico: Control de Frecuencia, Control de Tensión, Control de Contingencias y Plan de Recuperación de Servicio. Cada servicio se clasifica además según su naturaleza sistémica o local, lo que determina quién financia su prestación: los servicios sistémicos son de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales, mientras que los servicios locales son financiados por los retiros de la zona de prestación [5]. La Tabla 2.1 resume la estructura completa de servicios, categorías y subcategorías vigentes.

Tabla 2.1. Cuadro resumen de SSCC. Fuente: elaboración propia con base en la Resolución SSCC [3].

SSCC	Categoría	Subcategorías	Naturaleza
Control de Frecuencia	CRF	CRF+ (subfrecuencia) / CRF− (sobrefrecuencia)	Sistémica
	CPF	CPF+ (subfrecuencia) / CPF− (sobrefrecuencia)	Sistémica
	CSF	CSF+ (subfrecuencia) / CSF− (sobrefrecuencia)	Sistémica
	CTF	CTF+ (subfrecuencia) / CTF− (sobrefrecuencia)	Sistémica
	Cargas Interrumpibles	Cargas Interrumpibles (CI)	Sistémica
Control de Tensión	CT	Control de Tensión	Local
Control de Contingencias	Desc. de Carga	EDAC (subfrec./subtensión/cont. espec.); DMC	Sist./Local
	Desc. de Generación	EDAG o ERAG (sobrefrec./cont. específica)	Sist./Local
	PDC	PDCE (extremas) / PDCC (críticas)	Sist./Local
Plan de Recuperación de Servicio	PA / AR / EV	Partida Autónoma; Aislamiento Rápido; Equipos de Vinculación	Sistémica

2.2.1. Control de Frecuencia

Los servicios de Control de Frecuencia permiten mantener el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema eléctrico, y por lo tanto la frecuencia de éste [3]. La Resolución SSCC establece cuatro categorías principales más las Cargas Interrumpibles, cada una con subcategorías diferenciadas para subfrecuencia (+) y sobrefrecuencia (-). La naturaleza de estos servicios es sistémica.

Para la determinación de las reservas requeridas, la NT SSCC [7] exige al Coordinador realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas con periodicidad al menos semestral. Este estudio debe considerar la previsión de demanda, las tasas de indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones, los pronósticos de generación renovable variable, y las restricciones operativas del sistema. El dimensionamiento de las reservas debe verificar que la frecuencia se mantenga dentro de los rangos normativos y

sobre la frecuencia de operación de los EDAC ante contingencias simples, con un nivel de confianza no inferior al 95 %.

2.2.1.a. Control Rápido de Frecuencia (CRF)

El CRF corresponde a acciones de control automáticas locales que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico [3]. Constituye la primera línea de defensa ante perturbaciones súbitas en el balance generación-demanda. Su tiempo total de activación es de 1 segundo y su mínimo tiempo de entrega es de 5 minutos. El Coordinador puede exigir el mínimo de reserva por oferente, banda muerta, y respuestas proporcionales a los cambios de frecuencia cuando ésta se encuentre fuera de la banda muerta. La lógica de control de las instalaciones que participen en el CRF debe contribuir a la recuperación de frecuencia sin provocar perturbaciones adicionales.

2.2.1.b. Control Primario de Frecuencia (CPF)

El CPF corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia [3]. Su tiempo total de activación es de 10 segundos y su mínimo tiempo de entrega es de 5 minutos. El CRF y CPF se dimensionan conjuntamente: la reserva conjunta debe ser capaz de soportar los eventos de referencia, entendidos como la mayor pérdida de generación o inyección y la mayor pérdida de demanda, incluyendo fallas de severidad 5. Además, debe considerarse el nivel de reserva ante variaciones instantáneas de la Demanda Neta y los requerimientos mínimos de inercia del sistema [7].

2.2.1.c. Control Secundario de Frecuencia (CSF)

El CSF corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia a su valor nominal. Opera de forma centralizada y automática a través del AGC (*Automatic Generation Control*), cuyo objetivo es anular el error de control de área (ACE) [3, 7]. Su tiempo total de activación es de 5 minutos y su mínimo tiempo de entrega es de 15 minutos. La reserva secundaria se dimensiona según la mayor variación intrahoraria estadística de la Demanda Neta y no puede ser inferior al requerimiento obtenido como la multiplicación de la máxima excursión admisible de frecuencia y el Bias de Frecuencia del sistema [7].

2.2.1.d. Control Terciario de Frecuencia (CTF)

El CTF corresponde a acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del CSF o incorporar reservas adicionales [3]. Su tiempo de inicio de activación es de 5 minutos desde la instrucción y su máximo tiempo de entrega es de 1 hora. La reserva terciaria se determina como la diferencia entre la reserva total conjunta obtenida para CSF y CTF, y la reserva secundaria [7]. Para su dimensionamiento, el Coordinador puede realizar análisis probabilísticos como simulaciones de Montecarlo.

2.2.1.e. Cargas Interrumpibles (CI)

Las Cargas Interrumpibles corresponden a la reducción de demanda neta del usuario final, medida desde su punto de conexión al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador [3]. Su objetivo es reducir la demanda en períodos de alto consumo y baja generación, gestionar congestiones o responder ante emergencias sistémicas. Su tiempo total de activación es de 30 minutos y su mínimo tiempo de entrega de 2 horas. Las reducciones de demanda pueden ofrecerse por los consumidores finales individual o agrupadamente a través de un tercero [6]. El Coordinador debe definir el número máximo de veces que podrá ser requerido el servicio y el tiempo entre activaciones durante el cual no podrá ser convocado.

La Tabla 2.2 resume las características técnicas de los servicios de Control de Frecuencia.

Tabla 2.2. Características técnicas de servicios de Control de Frecuencia. Fuente: elaboración propia con base en la Resolución SSCC [3].

Servicio	**Modo de Activación**	**T. Total Act.**	**Mín. T. Entrega**	**Máx. T. Entrega**	**Simetría**
CRF	Automático Local	1 s	5 min	-	CRF+ / CRF-
CPF	Automático Local	10 s	5 min	-	CPF+ / CPF-
CSF	Automático Centralizado (AGC)	5 min	15 min	-	CSF+ / CSF-
CTF	Instrucción del Coordinador	Inicio: 5 min	-	1 hora	CTF+ / CTF-
CI	Instrucción del Coordinador	30 min	2 horas	-	-

2.2.1.f. Requerimientos de inercia

La inercia del SEN constituye la capacidad del sistema de resistir cambios en la frecuencia a través de la propiedad de las masas rotantes de los generadores síncronos de oponerse a cambios en su estado de movimiento. También se considera como aporte la inercia sintética o emulada proveniente de fuentes basadas en inversores [7]. El Coordinador debe determinar el nivel mínimo de inercia requerido para una operación segura, y en caso de identificar déficits, éstos deben ser cubiertos por nuevos recursos técnicos incorporados al SEN. La relación entre inercia y reservas es inversa: a menor inercia presente en el sistema, mayores serán los requerimientos de CRF y CPF.

2.2.2. Control de Tensión

El Control de Tensión corresponde a acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles normativos [3]. Su naturaleza es local. El Coordinador debe realizar anualmente el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva [7], determinando las reservas de potencia reactiva necesarias ante contingencias, evaluando

la eficacia de los recursos disponibles, identificando barras de control relevantes, cuantificando la sensibilidad de tensión ante variaciones de potencia reactiva y verificando el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica. En condiciones normales, las tensiones deben mantenerse dentro de los límites normativos con los generadores operando dentro de su Diagrama P-Q, y los parques eólicos y fotovoltaicos dentro de los rangos de potencia reactiva que puedan aportar en su punto de conexión.

2.2.3. Control de Contingencias

Los servicios de Control de Contingencias tienen por objetivo evitar la ocurrencia de apagón parcial o total ante contingencias [3]. Comprenden tres categorías principales.

2.2.3.a. Desconexión de Carga

Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga para preservar la seguridad y calidad de servicio. Los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) operan automáticamente ante subfrecuencia (naturaleza sistémica), subtensión o contingencia específica (ambos de naturaleza local) [3]. El EDAC por subfrecuencia debe tener un mínimo de 4 etapas, con la primera etapa en valores menores o iguales a 49 Hz, y la última etapa debe cubrir la contingencia más severa probable [7]. La Desconexión Manual de Carga (DMC) es instruida por el Coordinador como último recurso, debiendo evitarse la desconexión de consumos críticos como hospitales, clínicas y aeropuertos.

2.2.3.b. Desconexión o Reducción de Generación

Los EDAG o ERAG son esquemas automáticos que desconectan o reducen generación ante sobrefrecuencia (naturaleza sistémica) o contingencia específica (local) [3]. Los EDAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no son considerados como servicios complementarios.

2.2.3.c. Plan de Defensa Contra Contingencias (PDC)

Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, coordinadas para evitar un apagón total o parcial [3]. Se subdivide en PDCE (contingencias extremas, sistémico, evita apagón total) y PDCC (contingencias críticas, local, evita apagón parcial). Las islas eléctricas conformadas deben estar equilibradas en potencia activa y reactiva, y disponer de recursos suficientes para mantenerse estables [7]. El Coordinador debe realizar un Estudio de PDC con periodicidad al menos anual.

2.2.4. Plan de Recuperación de Servicio

Los servicios de PRS permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible tras un apagón. Su prestación debe ser remunerada siempre en forma sistémica, dado que su propósito es restablecer el sistema ante desacoples físicos del mismo [3]. Comprende tres categorías:

- **Partida Autónoma (PA):** capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento de energía (SAE) de iniciar su partida, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse sin suministro eléctrico externo [3].
- **Aislamiento Rápido (AR):** capacidad de continuar operando en forma aislada, alimentando solo servicios auxiliares, tras una desconexión intempestiva por apagón [3].
- **Equipos de Vinculación (EV):** equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema que operan como islas independientes [3].

El Coordinador debe realizar un Estudio de PRS con periodicidad al menos anual, verificando la redundancia de recursos en cada isla eléctrica y buscando minimizar el tiempo total de recuperación, dando abastecimiento prioritario a las cargas críticas [7].

2.3. Mecanismos de Prestación

El artículo 72°-7 de la Ley [5] establece que los mecanismos con los cuales se materializarán los SSCC serán licitaciones, o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa. El Reglamento [6] desarrolla esta jerarquía en su Título III, y la NT SSCC [7] la detalla en su Capítulo 2.

Para definir el mecanismo apropiado, el Coordinador debe analizar las condiciones de competencia del mercado existente para cada servicio, considerando la naturaleza sistémica o local del servicio, el número de potenciales oferentes, el grado de concentración del mercado y las barreras de entrada y salida [6]. Estos análisis se materializan en el Informe SSCC, que el Coordinador elabora anualmente durante el mes de junio (artículo 20).

2.3.1. Subastas

De conformidad con el artículo 29 del Reglamento [6], cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo —definido como una prestación por un plazo inferior a seis meses donde el período entre la presentación de ofertas y la prestación sea igual o inferior a 15 días—, y existan condiciones de competencia, la materialización se debe efectuar a través de subastas. Se realizan en procesos expeditos bajo los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las condiciones fijadas por el Coordinador (artículo 32).

El Coordinador debe disponer de una plataforma informática que permita la presentación de ofertas, contenga la información del proceso y asegure el resguardo de la confidencialidad (artículo 33) [6]. Las subastas pueden ser electrónicas, de sobre cerrado o abiertas (ascendentes, descendentes, de primer o segundo precio). La CNE puede fijar precios máximos mediante resolución exenta (artículo 37). Las subastas se adjudican a las ofertas que permitan la operación más económica del SEN, y los resultados se publican al día siguiente de la adjudicación [7].

2.3.2. Licitaciones

El Reglamento [6] establece que cuando el requerimiento no sea de cortísimo plazo o implique Nueva Infraestructura, la asignación se efectúa mediante licitaciones públicas, nacionales o internacionales, cuyos costos son de cargo del Coordinador. Las licitaciones deben identificar los requerimientos de recursos técnicos sin vincularlos a una tecnología o instalación específica.

Las bases de licitación deben incluir, como mínimo: las especificaciones técnicas, el período de prestación, los requisitos y exigencias técnicas, económicas y administrativas, el mecanismo de evaluación y adjudicación, la información requerida a los participantes, los requisitos técnicos y financieros, la indicación de valores máximos fijados por la CNE, y la calendarización del proceso [6, 7].

Cuando la licitación involucra Nueva Infraestructura, se requiere adicionalmente: garantías de seriedad y de ejecución, multas por atraso, etapas de observación con plazos no inferiores a 15 días hábiles, y un plazo mínimo de cuatro meses entre la publicación de bases técnicas y el cierre de ofertas [7]. Los adjudicatarios firman un Contrato de SSCC con el Coordinador (artículo 44) [6] y deben constituirse como sociedad con domicilio en Chile. En caso de declararse desierta y existir riesgo para la seguridad del SEN, el Coordinador debe instruir la prestación directa (artículo 50).

2.3.3. Instrucción Directa y Obligatoria

La instrucción directa constituye un mecanismo excepcional y subsidiario. El Reglamento [6] contempla tres causales habilitantes: condiciones de mercado no competitivas, caso en que el Coordinador debe instruir la prestación con recursos existentes o la instalación de Nueva Infraestructura; subastas declaradas total o parcialmente desiertas; y licitaciones declaradas desiertas cuando los plazos de un nuevo proceso comprometan la seguridad del SEN. La NT SSCC [7] añade una cuarta circunstancia: cuando en la operación en tiempo real se requieran recursos adicionales a los previamente adjudicados y la inminencia del requerimiento no permita realizar una subasta o licitación.

Para determinar los responsables, el Coordinador debe considerar las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema, pudiendo adicionalmente valorar la propiedad de las instalaciones, la experiencia del Coordinado y la disponibilidad de terrenos, resguardando la no discriminación arbitraria [6].

La Tabla 2.3 presenta una comparación de los tres mecanismos de prestación de SSCC.

Tabla 2.3. Comparación de mecanismos de prestación. Fuente: elaboración propia con base en [5-7].

Aspecto	**Subasta**	**Licitación**	**Instrucción Directa**
Aplicación	Cortísimo plazo con condiciones competitivas	No cortísimo plazo o Nueva Infraestructura	Excepcional: sin competencia o desierta
Plazo	< 6 meses; ≤ 15 días entre oferta y prestación	Según bases; ≥ 4 meses para N. Infraestr.	Inmediato o según Informe SSCC
Proceso	Plataforma electrónica; adjudicación expedita	Licitación pública, nacional o internacional	Coordinador selecciona al prestador

2.4. Remuneración de servicios complementarios

Cuando la materialización de un servicio complementario se efectúa mediante subasta, la Ley [5] establece que el servicio se remunera según el valor adjudicado en dicho proceso. Este valor adjudicado se compone de distintas partidas que buscan cubrir la totalidad de los costos en que incurre una instalación al prestar el servicio. La Resolución de Definición de SSCC [3] identifica cuatro componentes fundamentales, resumidos en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Componentes de remuneración de SSCC en subastas. Fuente: elaboración propia con base en la Resolución [3].

Componente	**Descripción**
Costo de Oportunidad Real	Pérdida de ingresos por energía que la instalación deja de vender al prestar el servicio complementario.
Costo Variable Mayor al CMg	Sobrecosto por operar fuera de orden de mérito, cuando el costo variable de la instalación es superior al costo marginal del sistema.
Costo de Operación Adicional	Costo adicional por operar en un punto de menor rendimiento respecto al considerado sin prestación de SSCC.
Valor Ofertado	Valor declarado por el coordinado, que incluye costos de desgaste, mantenimiento, habilitación e implementación no cubiertos por las demás componentes.

Las tres primeras componentes —costo de oportunidad, costo variable mayor al costo marginal y costo de operación adicional— son calculados ex post por el Coordinador Eléctrico Nacional sobre la base de la operación real del sistema. La cuarta componente, el valor ofertado, es declarado por el coordinado titular de la instalación adjudicada y corresponde a todos aquellos costos no cubiertos por las demás componentes.

De estas componentes, el costo de oportunidad es el que con mayor sensibilidad determina la remuneración de una instalación que participa en SSCC, particularmente en el caso de los sistemas de almacenamiento de energía (BESS). Dada su relevancia para esta memoria, su formulación —tanto para unidades generadoras convencionales como para BESS— se desarrolla en detalle en el Capítulo 3. A continuación se describen los factores con que el Coordinador verifica la prestación efectiva, que intervienen en el cálculo de las componentes calculadas ex post, y luego las restantes componentes del valor adjudicado.

2.4.1. Verificación de la prestación: factores de desempeño y de activación

La remuneración de los servicios complementarios no depende solo de la reserva adjudicada, sino también de la calidad con que el servicio se presta efectivamente. Para ello, el Coordinador determina, conforme a la NT SSCC [7], un **factor de desempeño** (FD) por instalación, subcategoría de servicio y hora, con valores entre 0 y 1. El factor combina dos componentes: la *respuesta*, que mide la calidad de la reacción de la instalación ante las activaciones del servicio, y la *disponibilidad*, que verifica la mantención de la reserva comprometida durante el periodo. El resultado se publica mensualmente en los índices de desempeño del Coordinador; las horas en que la unidad no fue convocada o cuya respuesta no pudo verificarse se informan con las marcas *No Participó* o *No Verificable*, cuyo tratamiento queda incorporado en el factor final publicado. El FD pondera directamente las componentes de la remuneración calculadas ex post, de modo que un desempeño insuficiente reduce proporcionalmente el pago del servicio.

En el caso de las reservas de bajada (sobrefrecuencia), la prestación efectiva presenta una particularidad adicional: la reserva comprometida solo se *activa* —es decir, solo se traduce en una reducción de inyección o un aumento de retiro— durante una fracción del tiempo. El **factor medio de activación** (FMA) refleja esa proporción media de activación efectiva de la reserva de sobrefrecuencia, y se publica en el balance de servicios complementarios de cada mes. Su rol es acotar los cálculos que requieren la energía efectivamente comprometida por la prestación, y resulta determinante en la metodología de costo de oportunidad para sistemas de almacenamiento del Capítulo 3, donde pondera la reserva de bajada en la determinación de la Energía Disponible.

2.4.2. Costos por operación a un costo variable mayor al costo marginal

Este componente cubre el sobrecosto en que incurre una instalación cuando, producto de la prestación de un servicio complementario, debe operar fuera de su orden de mérito. La remuneración se expresa como [3]:

$$RCVM_i = Sobrecosto_i - \sum_{sc} Descuento_{i,sc} \tag{2.1}$$

$$Sobrecosto_i = \sum_{h=1}^{h_{tot}} \text{máx}\left\{CV_{i,h} - CMg_{i,h};\ 0\right\} \cdot E_{i,h} \tag{2.2}$$

$$Descuento_{i,sc} = \sum_{h=1}^{h_{tot}} \text{máx}\left\{CV_{i,h} - CMg_{i,h};\ 0\right\} \cdot Reserva_{i,sc,h} \cdot (1 - FD_{i,sc,h}) \tag{2.3}$$

Donde $CV_{i,h}$ es el costo variable de operación vigente de la instalación i para el nivel promedio de inyección del intervalo h; $CMg_{i,h}$, el costo marginal promedio en su barra de inyección en ese intervalo; $E_{i,h}$, la energía activa neta generada en los intervalos en que $CV_{i,h}$ supera a $CMg_{i,h}$ y se presta el servicio; $FD_{i,sc,h}$, el factor de desempeño; y $Reserva_{i,sc,h}$, la reserva efectiva aportada por la instalación por el servicio sc en el intervalo h, que considera el programa y las instrucciones de operación, el factor de activación del intervalo y las limitaciones técnicas de la instalación [3].

El sobrecosto es la suma, sobre los intervalos del periodo de cálculo, de la diferencia positiva entre el costo variable y el costo marginal, multiplicada por la energía generada. El descuento resta de ese sobrecosto la fracción $(1 - FD)$ de la reserva efectiva, valorizada a la misma diferencia positiva, de modo que un desempeño insuficiente reduce la remuneración. Para un BESS, cuyo costo variable tiende a cero (Capítulo 3), el término $\text{máx}\{CV - CMg; 0\}$ se anula y esta componente no incide en el cálculo posterior del costo de oportunidad.

2.4.3. Costo de operación adicional

Esta componente cubre el costo adicional en que incurre una instalación adjudicada cuando, por prestar un servicio complementario, opera en un punto de operación cuyo rendimiento es menor al considerado por el Coordinador en la programación de la operación

para dicha instalación, considerando una operación en que solo vendería energía sin prestar el servicio [3]. Al igual que las componentes anteriores, es calculada por el Coordinador con ocasión de los balances de remuneración de servicios complementarios.

Para instalaciones cuya energía primaria no proviene de combustibles fósiles, la Resolución Exenta N°545 define esta remuneración como [3]:

$$RCOA_{i,sc} = \sum_{h=1}^{h_{tot}} CO_{i,h} \cdot \text{máx}\left\{ \frac{\rho_{\text{sin } sc,\, i,h}}{\rho_{i,h}} - 1\,;\, 0 \right\} \cdot E_{i,sc,h} \cdot FD_{i,sc,h} \tag{2.4}$$

Donde $CO_{i,h}$ es el costo unitario de operación de la instalación i en el intervalo h, considerado en la programación diaria; $\rho_{\text{sin } sc,\, i,h}$, el rendimiento de la instalación correspondiente al nivel de generación o cota que habría tenido si no hubiera prestado el servicio sc; $\rho_{i,h}$, el rendimiento correspondiente a la potencia media efectivamente despachada; $E_{i,sc,h}$, la energía activa neta inyectada por la prestación del servicio; y $FD_{i,sc,h}$, el factor de desempeño.

El cociente $\rho_{\text{sin } sc}/\rho - 1$ mide la pérdida relativa de rendimiento atribuible a la prestación del servicio, y el operador máx$\{\cdot\,;0\}$ asegura que solo se remunere cuando la prestación empeora el rendimiento. Al igual que las demás componentes del valor adjudicado distintas del costo de oportunidad, esta componente no forma parte del análisis cuantitativo de esta memoria, conforme al alcance definido en el Capítulo 1.

2.4.4. Valor ofertado

El valor ofertado es la componente declarada por el coordinado titular de la instalación adjudicada en la subasta. En este valor se incluyen todos aquellos costos no cubiertos por las demás componentes: desgaste de equipos, mantenimiento adicional, habilitación e implementación, entre otros [3].

Esta componente constituye la variable competitiva principal en el proceso de subasta, ya que los tres componentes previos son calculados ex post por el Coordinador. La diferencia entre las ofertas de los distintos participantes radica fundamentalmente en el valor ofertado, lo que incentiva la competencia y la eficiencia en la prestación del servicio.

2.4.5. Estructura del valor adjudicado

La estructura del valor adjudicado puede representarse como:

$$\text{Valor Adjudicado} = \underbrace{RCO + RCVM + RCOA}_{\text{calculados ex post}} + \underbrace{\text{Valor Ofertado}}_{\text{declarado por coordinado}} \tag{2.5}$$

Es importante destacar que, cuando la materialización del SSCC corresponde a una subasta y la prestación implica que la instalación opere con un costo variable superior al costo marginal, los oferentes adjudicados no reciben una remuneración adicional al valor adjudicado por concepto de sobrecostos [3]. En cambio, cuando el servicio se materializa mediante instrucción directa, la remuneración se realiza a precio máximo o mediante los mecanismos fijados por la Comisión, según lo dispuesto en el Estudio de Costos vigente [2, 6].

2.5. Síntesis del capítulo

Este capítulo ha caracterizado el mercado de servicios complementarios del SEN: su definición legal y marco regulatorio, los actores institucionales, los tipos de servicios y sus categorías, los mecanismos de materialización y la estructura de remuneración del valor adjudicado en subastas, incluyendo los factores de desempeño y de activación que ponderan la prestación efectiva. De las cuatro componentes del valor adjudicado, el costo de oportunidad es el que con mayor sensibilidad determina la remuneración de una instalación prestadora y, en particular, la de un sistema de almacenamiento de energía, cuyas restantes componentes son estructuralmente menores o inexistentes. Su formulación —la fórmula general para unidades generadoras, el procedimiento transicional del Estudio de Costos y la metodología específica para almacenamiento de la Resolución Exenta N°545— se desarrolla en detalle en el capítulo siguiente.

Capítulo 3

Metodologías de cálculo del costo de oportunidad para SSCC

Como se señaló en el Capítulo 2, el costo de oportunidad es, de las cuatro componentes que conforman el valor adjudicado en una subasta de SSCC, aquella que con mayor sensibilidad determina la remuneración de una instalación que presta servicios complementarios. El costo de oportunidad corresponde a la pérdida de ingresos por venta de energía en el mercado spot que experimenta una instalación al operar limitada a causa de la prestación de un servicio complementario.

El presente capítulo desarrolla las formulaciones de costo de oportunidad relevantes para esta memoria. En primer lugar, se presenta la metodología general establecida en la Resolución de Definición de SSCC [3], aplicable a unidades generadoras convencionales, y se explica por qué resulta inaplicable a un sistema de almacenamiento. En segundo lugar, se presenta el procedimiento transicional para BESS del Estudio de Costos SSCC 2024–2027 (en adelante, **Metodología A**). En tercer lugar, se presenta la metodología específica para Sistemas de Almacenamiento de Energía incorporada por la Resolución Exenta N°545 (en adelante, **Metodología B**). El capítulo cierra con una síntesis comparativa que anticipa las dimensiones sobre las cuales se estructura el análisis cuantitativo.

3.1. Metodología general para unidades generadoras convencionales

Cuando una unidad generadora mantiene reservas para proveer un SSCC, parte de su capacidad de generación no se destina a la producción de energía, lo que implica que deja de percibir ingresos que habría obtenido si hubiese operado sin restricciones asociadas al servicio. Para unidades generadoras convencionales, la remuneración por costo de oportunidad se define de acuerdo con la siguiente expresión, establecida en la Resolución de SSCC [3]:

$$RCO_{i,sc} = \sum_{h=1}^{h_{tot}} \text{máx}\left\{\left(CMg_{i,h} \cdot \widehat{E_{sin\ sc_{i,h}}} - CV_{\text{sin } sci,h} \cdot \widehat{E_{sin\ sc_{i,h}}}\right) - \left(CMg_{i,h} \cdot E_{i,h} - CV_{i,h} \cdot E_{i,h}\right);\ 0\right\} \cdot FD_{i,sc,h} \quad (3.1)$$

Donde:

- $RCO_{i,sc}$: Remuneración por costo de oportunidad de la instalación i por la prestación del servicio complementario sc.
- $\widehat{E_{sin\ sc_{i,h}}}$: Energía activa neta estimada que hubiera generado la instalación i en el intervalo h, si no hubiera prestado el servicio complementario sc.
- $E_{i,h}$: Energía activa neta generada por la instalación i en el intervalo h, considerando la prestación del servicio complementario.
- $CMg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la barra de inyección de la instalación i en el intervalo h en el que presta el servicio complementario sc.
- $CV_{i,h}$: Costo variable de operación vigente de la instalación i en el intervalo h, para el nivel promedio de inyección de energía activa $E_{i,h}$.
- $CV_{\text{sin } sci,h}$: Costo variable de operación vigente de la instalación i en el intervalo h, para el nivel promedio de inyección de energía activa $\widehat{E_{sin\ sc_{i,h}}}$.
- $FD_{i,sc,h}$: Factor de desempeño de la instalación i en el intervalo h, correspondiente al servicio complementario sc, determinado conforme a la normativa vigente.
- h_{tot}: Intervalos totales en el periodo de cálculo.

La expresión captura la diferencia entre el margen neto que habría obtenido la instalación operando sin restricciones y el margen que efectivamente obtiene al prestar el servicio. La función máximo, aplicada intervalo a intervalo, garantiza que el costo de oportunidad no sea negativo.

Esta formulación descansa sobre dos elementos que carecen de contraparte en un sistema de almacenamiento. Por una parte, el costo variable CV se asocia al combustible consumido, y en un BESS tiende a cero. Por otra, la energía $\widehat{E_{sin\ sc_{i,h}}}$ supone un recurso primario continuo cuya generación contrafactual puede estimarse intervalo a intervalo; la operación de un BESS, en cambio, obedece a una lógica de arbitraje intertemporal en que la energía no inyectada en una hora puede inyectarse en otra, por lo que el contrafactual pertinente no es horario sino de ventana completa. El propio Estudio de Costos SSCC 2024–2027 identificó esta inadecuación y propuso el procedimiento transicional que se describe a continuación.

3.2. Procedimiento transicional del Estudio de Costos (Metodología A)

El numeral 10.2.5 del Estudio de Costos SSCC 2024–2027 propuso un procedimiento específico para BESS, aplicable mientras no existiera una metodología formal en la regulación [2]. El procedimiento se formula sobre el *periodo de tiempo de carga* y el *periodo*

de tiempo de descarga que define el despacho en tiempo real, sin delimitar explícitamente la ventana temporal dentro de la cual ambos periodos se identifican. Esa delimitación la establece el Coordinador en su minuta de cálculo, que define dicha ventana como el mismo periodo de 24 horas de la Resolución Exenta N°545 [4]; ambas metodologías operan, en consecuencia, sobre particiones temporales idénticas. El procedimiento consta de los siguientes pasos:

1. Construir una curva monótona de costos marginales reales, ordenados de mayor a menor, para el periodo de tiempo de descarga del BESS que define el despacho en tiempo real.
2. Calcular el precio medio de descarga como el promedio de los precios más altos de dicha curva, correspondientes a la duración del periodo de descarga que el BESS habría requerido de no haber prestado el SSCC.
3. Valorizar la descarga hipotética con el precio medio determinado en el paso anterior.
4. Construir, de forma análoga, una curva monótona de costos marginales reales para el periodo de tiempo de carga del BESS.
5. Calcular el precio medio de carga como el promedio de los precios más bajos de dicha curva, correspondientes a la duración del periodo de carga que el BESS habría requerido de no haber prestado el SSCC.
6. Valorizar la carga hipotética con el precio medio determinado en el paso anterior.

En la nomenclatura que esta memoria adopta por analogía con la regulación posterior, la **Componente 1** de esta metodología corresponde a la diferencia entre los ingresos de la descarga valorizada y el costo de la carga valorizada, ambas calculadas bajo el supuesto de que el BESS opera a su capacidad máxima de inyección y retiro, sin las restricciones impuestas por la prestación del servicio complementario. La **Componente 2** corresponde al balance neto de las inyecciones y retiros efectivamente registrados por el sistema de medición comercial durante la operación real, valorizados a los costos marginales del sistema [2]. La remuneración del costo de oportunidad de cada ventana se determina entonces como:

$$RCO_{BESS} = \text{Componente 1} - \text{Componente 2} \tag{3.2}$$

El propio numeral establece que este saldo será remunerado solo en los casos que sea positivo [2], de modo que, al igual que en la Metodología B, la compensación de cada ventana no puede ser negativa.

Dos rasgos de esta formulación merecen destacarse, pues anticipan diferencias sustantivas con la metodología posterior. Primero, la Componente 2 es un balance neto que puede resultar negativo en ventanas dominadas por la carga, en cuyo caso amplifica la diferencia con la Componente 1. Segundo, la base de energía del contrafactual es la energía efectivamente inyectada y retirada en la ventana, recolocada a potencia máxima en los periodos de mayor y menor costo marginal —los tiempos ideales de descarga t_d y de carga t_c que define la minuta del Coordinador [4]—, sin acotarla por las reservas efectivamente comprometidas por la instalación. Este enfoque, al introducir por primera vez la lógica

de valorización mediante curva monótona, constituye el antecedente conceptual directo de la Componente 1 de la metodología formalizada posteriormente en la Resolución Exenta N°545.

3.3. Metodología de la Resolución Exenta N°545 (Metodología B)

3.3.1. Contexto y motivación

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) constituyen una tecnología clave para gestionar la variabilidad e incertidumbre asociada a la penetración creciente de energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). A abril de 2025, el SEN contaba con 1.298 MW de capacidad instalada en SAE, con una duración equivalente de 4,3 horas, y se proyectaba alcanzar los 5.493 MW a fines de 2026 [8].

Sin embargo, la participación de los SAE en el mercado de SSCC ha sido históricamente baja. El análisis de las subastas del periodo 2024–2025 revela que la tecnología predominante en la adjudicación de servicios de control de frecuencia ha correspondido a unidades hidráulicas y térmicas, con un alto nivel de asignación directa en servicios como CTF+ y CSF+ [8]. La ausencia de una metodología específica que reconozca las particularidades de los sistemas de almacenamiento fue identificada como una de las principales barreras para su participación.

Como se señaló en el Capítulo 1, la Resolución Exenta N°189 [1] solo contenía la fórmula genérica de costo de oportunidad para unidades generadoras (Ecuación 3.1), que no reconoce las características propias de los SAE: capacidad finita de almacenamiento, operación basada en arbitraje de precios y posibilidad de prestar múltiples servicios simultáneamente [8]. El procedimiento transitorio del Estudio de Costos (Sección 3.2) cubrió ese vacío mientras no existió una metodología formalizada en la regulación.

3.3.2. Principios de la metodología

La metodología se fundamenta en los siguientes principios:

1. **Indiferencia entre mercados:** para la instalación debiera ser indiferente participar en el mercado de SSCC o en el mercado de energía.
2. **Reconocimiento de la capacidad limitada de almacenamiento:** los SAE poseen una capacidad finita que condiciona su perfil de operación.
3. **Multiplicidad de servicios:** los SAE pueden prestar simultáneamente múltiples servicios complementarios.
4. **Cálculo ex post sin impacto sobre la operación:** la determinación del costo de oportunidad se realiza sobre la base de la operación real.

3.3.3. Formulación de la metodología

El costo de oportunidad de un SAE o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento (CRCA) se define, para cada ventana

de valorización T, como [3]:

$$\boxed{\text{Remuneración CO}_T = \text{máx}\left\{\text{Componente } 1_T - \text{Componente } 2_T\ ;\ 0\right\}} \tag{3.3}$$

Donde T corresponde a una ventana de valorización de 24 horas, cuyo inicio es definido por el Coordinador y que conforma el periodo de facturación del mercado de corto plazo. La **Componente 1** estima los ingresos que habría obtenido la instalación por arbitraje de energía si no hubiese prestado SSCC, mientras que la **Componente 2** contabiliza los ingresos efectivamente obtenidos en la operación real asociados a la energía destinada a la prestación de servicios complementarios. El operador máx$\{\cdot;0\}$ forma parte explícita de la definición, por lo que ninguna ventana puede aportar compensación negativa.

3.3.3.a. Condición de aplicabilidad

La metodología rige únicamente en aquellas ventanas en que la instalación presentó *oferta de disponibilidad completa* en la subasta de SSCC para la totalidad del periodo subastado —las 24 horas del día— en cada una de las subcategorías de subida del control de frecuencia (CPF+, CSF+ y CTF+). En las ventanas que no cumplen esta condición, la remuneración del costo de oportunidad se determina conforme al Estudio de Costos vigente, es decir, mediante la Metodología A. Esta condición de elegibilidad, cuyo efecto económico se cuantifica en el Capítulo 5, configura en la práctica un esquema mixto de remuneración a nivel mensual.

3.3.3.b. Determinación de la Energía Disponible

Previo al cálculo de las componentes, se determina la Energía Disponible$_T$, que corresponde a la energía total destinada a la prestación de SSCC dentro de la ventana de valorización [3]:

$$\text{EDisp}_T = \text{mín}\left\{\sum_{h}^{T}\sum_{sc}^{SC} R^{+}_{h,sc}\cdot FD^{+}_{h,sc} + \sum_{h}^{T}\sum_{sc}^{SC} R^{-}_{h,sc}\cdot FD^{-}_{h,sc}\ ;\ E_{\text{alm},T} + E_{\text{ini},T}\right\} \tag{3.4}$$

Donde $R^{+}_{h,sc}$ y $R^{-}_{h,sc}$ corresponden a las reservas de subida y bajada respectivamente; FD es el factor de desempeño; y $E_{\text{alm},T}$ es la energía total retirada del sistema para almacenamiento dentro de la ventana, a la cual puede adicionarse la energía almacenada al inicio ($E_{\text{ini},T}$), siempre que la suma no supere la capacidad de almacenamiento de la instalación. Cabe destacar que la reserva de bajada mencionada en la ecuación anterior corresponde a la reserva de bajada o de sobrefrecuencia *activada*, es decir, se pondera por el factor medio de activación (FMA) correspondiente.

3.3.3.c. Componente 1: valorización de la operación sin SSCC

La Componente 1 representa la valorización de la Energía Disponible, reflejando los ingresos por arbitraje que habría obtenido la instalación sin prestar servicios complementarios. El procedimiento consiste en [3]:

1. Construir una curva descendente de costos marginales reales horarios observados en la ventana T, donde la posición $t = 1$ corresponde al costo marginal más alto y $t = n$ al más bajo.
2. Realizar una apertura en función de la granularidad del mercado de corto plazo.
3. Asignar la energía inyectada y los costos marginales reales para cada posición t.
4. Asignar secuencialmente la Energía Disponible desde las horas de mayor costo marginal, respetando las limitaciones técnicas de la instalación.
5. Valorizar la Energía Disponible asignada con base en los costos marginales reales.

Este procedimiento aproxima la operación de arbitraje de un SAE, asignando la energía a las horas de mayor precio de la ventana sin verificar una trayectoria cronológica de estado de carga (Sección 5.6). Al utilizar datos ex post, internaliza los desvíos entre la operación programada y real [8].

3.3.3.d. Componente 2: valorización de la operación real con SSCC

La Componente 2 contabiliza las inyecciones físicas y la Energía Disponible en la operación real. La contabilización inicia desde la posición $t = n$ (menor costo marginal) hasta $t = 1$ (mayor costo marginal), descontando energía de las horas de menores costos marginales hasta alcanzar la Energía Disponible total [3]. A diferencia del balance neto de la Metodología A, esta contabilización es una valorización de energía asignada y resulta, por construcción, no negativa.

Adicionalmente, cuando la instalación presta un SSCC en la última hora de la ventana de valorización y ello implica un costo de oportunidad no recuperable dentro de la misma ventana, la energía correspondiente se descuenta de la Componente 2 *arrastrándola* hacia la ventana siguiente: la energía comprometida en la última hora se identifica, se resta de la contabilización de la ventana en curso y se incorpora, valorizada a los costos marginales reales, en la contabilización de la ventana posterior. Este mecanismo asegura que:

$$\text{Energía Componente 1} \geq \text{Energía Componente 2} \tag{3.5}$$

3.3.3.e. Distribución del resultado

La remuneración de cada ventana, determinada por la Ecuación 3.3, se distribuye entre los periodos de cálculo del costo marginal real de la ventana a prorrata de las reservas consideradas en la determinación de la Energía Disponible, ponderadas por sus factores de desempeño y de activación:

$$RCO_{T,i} = RCO_T \cdot \frac{\sum_{sc} R_{i,sc}\, FD_{i,sc}\, FMA_{i,sc}}{\sum_{j \in T} \sum_{sc} R_{j,sc}\, FD_{j,sc}\, FMA_{j,sc}} \tag{3.6}$$

Esta distribución no altera el monto de la ventana, pero define su imputación temporal dentro del balance de servicios complementarios.

3.4. Síntesis comparativa y conexión con la evaluación

La Tabla 3.1 sintetiza las diferencias estructurales entre las dos metodologías bajo comparación, que constituyen las hipótesis explicativas del análisis cuantitativo.

Tabla 3.1. Comparación estructural de las metodologías de costo de oportunidad para BESS.

	Metodología A (Estudio de Costos, num. 10.2.5)	**Metodología B** (Resolución Exenta N°545)
Unidad de cálculo	Periodos de carga y descarga del despacho real[†]	Ventana de valorización de 24 h
Base de energía del contrafactual	Energía efectivamente retirada e inyectada en la ventana, recolocada a potencia máxima (tiempos ideales t_c, t_d)	Energía Disponible: reservas · FD (· FMA en bajada), acotada por la energía almacenada
Valorización del contrafactual	Precios medios de curvas monótonas de carga y descarga	Asignación secuencial sobre la curva descendente de CMg, valorizada a precios reales
Operación real (C2)	Balance neto de inyecciones y retiros; puede ser negativo	Contabilización de energía asignada desde los menores CMg; no negativa
Piso de no negatividad	Presente: el saldo se remunera solo si es positivo [2]	Explícito, máx$\{\cdot; 0\}$ por ventana
Tratamiento de borde	—	Arrastre de la energía de la última hora a la ventana siguiente
Condición de aplicabilidad	Régimen por defecto	Oferta de disponibilidad completa en subcategorías de subida

[†] El numeral 10.2.5 no delimita la ventana temporal sobre la cual se identifican ambos periodos. El Coordinador la define en su minuta de cálculo como la misma ventana de valorización de 24 horas de la Resolución Exenta N°545 [4], de modo que en la práctica ambas metodologías comparten la partición temporal.

De esta revisión se desprenden tres observaciones que motivan el desarrollo cuantitativo de los capítulos siguientes. En primer lugar, la componente de costo de oportunidad representa la pieza regulatoria que con mayor sensibilidad determina la remuneración de un BESS que participa en SSCC, pues las restantes componentes (sobrecostos y costo de operación adicional) son estructuralmente menores o inexistentes en esta tecnología. En segundo lugar, ambas metodologías comparten la lógica de comparar un contrafactual de arbitraje con la operación real, pero difieren en cada una de sus piezas: la base de energía, el horizonte y forma de valorización, y el signo admisible de la operación real, por lo que la relación entre sus resultados no es un factor de escala sino una interacción que depende de los datos de cada ventana. En tercer lugar, el cambio regulatorio busca alinear la remuneración con el principio de indiferencia entre participar en el mercado de energía y participar en el de servicios complementarios, objetivo cuya verificación requiere el cálculo sobre datos reales.

A partir de estos antecedentes, el Capítulo 4 define la representación operativa del BESS El Manzano, los escenarios de evaluación y los datos de entrada reales sobre los cuales el Capítulo 5 implementa ambas metodologías y compara sus resultados desde las dimensiones definidas en la formulación del problema.

Capítulo 4

Modelación del caso de estudio y escenarios de evaluación

Este capítulo define la representación operativa del sistema de almacenamiento que se emplea en la evaluación, los escenarios sobre los cuales se aplican las metodologías del Capítulo 3, y los datos de entrada reales que alimentan el cálculo. A diferencia de un enfoque de simulación, la evaluación de esta memoria no optimiza la operación del BESS: reconstruye, bajo los criterios de implementación declarados en la Sección 4.5.1, el cálculo ex post de la remuneración sobre la operación efectivamente registrada, de modo que las diferencias entre metodologías no provengan de supuestos de despacho. Las diferencias resultantes reflejan, por tanto, la metodología de remuneración junto con dichos criterios. El cálculo se implementa en la planilla documentada en el Anexo A.

4.1. Caso de estudio: BESS El Manzano

Esta memoria adopta como objeto de análisis un sistema de almacenamiento real y actualmente operativo: el BESS asociado al clúster energético El Manzano, perteneciente a Enel Green Power Chile. La elección de un caso real, en lugar de un BESS hipotético construido sobre valores promedio del SEN, responde a tres consideraciones.

En primer lugar, El Manzano es el primer sistema de almacenamiento del SEN en prestar efectivamente Control Secundario de Frecuencia. Según los factores de desempeño informados por el Coordinador [9], El Manzano aparece como único prestador del servicio durante octubre de 2025, y a partir de noviembre de 2025 se incorpora un segundo sistema, el BESS Don Humberto. Este hito es contemporáneo a la Resolución Exenta N°545, de septiembre de 2025, que introduce la metodología específica para el cálculo del costo de oportunidad de sistemas de almacenamiento y que, conforme a su artículo primero transitorio, rige desde noviembre de 2025 [3]. El Manzano se cuenta, por tanto, entre los primeros casos sobre los cuales el nuevo marco regulatorio se aplica de manera efectiva, lo que confiere a su análisis un valor de referencia para la evaluación temprana del impacto regulatorio.

Este carácter fundacional se aprecia al observar la evolución posterior del universo de prestadores. El balance de servicios complementarios de agosto de 2026 registra remuneración por costo de oportunidad para once sistemas de almacenamiento [10], detallados

en la Tabla 4.1. En menos de un año, el universo de prestadores pasó de una a once instalaciones y se amplió desde los sistemas híbridos con generación fotovoltaica hacia sistemas *standalone* del norte. Esta trayectoria es compatible con el efecto de participación que la nueva metodología buscaba inducir, pero este trabajo no permite atribuirla a la Resolución Exenta N°545: el periodo coincide con el despliegue general de capacidad de almacenamiento en el SEN, proyectada en 5.493 MW a fines de 2026 [8]. El análisis de esta memoria, centrado en el primer prestador y en un mes de aplicación efectiva, aporta la base metodológica sobre la cual una evaluación posterior de ese universo ampliado podría construirse.

Tabla 4.1. Sistemas de almacenamiento con remuneración por costo de oportunidad en el balance de servicios complementarios de agosto de 2026 [10]. La configuración corresponde a elaboración propia a partir de información pública de cada proyecto.

Código SAE	Instalación	Configuración
SAE-CRCA-PFV-MANZANO	BESS El Manzano	Híbrido FV
SAE-CRCA-PFV-DON-HUMBERTO	BESS Don Humberto	Híbrido FV
SAE-CRCA-PE-LA-CABANA	BESS La Cabaña	Híbrido eólico
SAE-CRCA-PFV-ANDES3	BESS Andes Solar III	Híbrido FV
SAE-CRCA-PFV-ANDES4	BESS Andes Solar IV	Híbrido FV
SAE-CRCA-PFV-NUEVO-QUILLAGUA	BESS Nuevo Quillagua	Híbrido FV
SAE-CRCA-PFV-NUEVO-QUILLAGUA-2	BESS Nuevo Quillagua 2	Híbrido FV
SAE-CRCA-PFV-VICTOR-JARA	BESS Víctor Jara	Híbrido FV
SAE-TOCOPILLA	BESS Tocopilla	*standalone*
SAE-DEL-DESIERTO	BESS del Desierto	*standalone*
SAE-ARENA	BESS Arena	*standalone*

En segundo lugar, el uso de un caso real permite emplear medidas comerciales efectivas y costos marginales reales de la barra de inyección, otorgando al cálculo un grado de realismo que un caso paramétrico no alcanza. En el mes analizado, los factores de desempeño medios del CSF de El Manzano se ubicaron en torno a 0,90–0,91 (Sección 5.1), lo que indica una prestación regular del servicio.

En tercer lugar, El Manzano es representativo de la configuración predominante entre los SAE remunerados en el balance de servicios complementarios de agosto de 2026: 8 de los 11 sistemas (Tabla 4.1) están hibridados con generación renovable, y solo 3 (Tocopilla, del Desierto y Arena) operan de forma *standalone* . Adicionalmente, se trata de un sistema de corta duración (2 horas), conectado en la Región Metropolitana y orientado a operar cerca de los grandes centros de consumo [11].

La Tabla 4.2 resume los parámetros del sistema, que corresponden a los empleados por la planilla de cálculo del Anexo A. Los parámetros de potencia y capacidad corresponden a la información registrada en la Plataforma de Gestión de Proyectos del Coordinador para el proyecto (NUP 3325) [12], y la potencia máxima verificada para la prestación de CSF coincide con la potencia nominal de la instalación. El factor $\eta = 0{,}98$ corresponde a la eficiencia del sistema de almacenamiento informada en el estudio de potencia máxima del proyecto (Tabla 5-5 de [13]), documento que no precisa si se refiere a eficiencia en corriente continua, en corriente alterna o *round-trip*. La planilla lo aplica a la energía retirada para carga al calcular la energía almacenada de la ventana, $E_{\mathrm{alm},T}$ (Sección 4.2). Se desprecia la degradación de las celdas y se asume capacidad constante durante el horizonte de análisis.

Tratamiento del carácter híbrido. Aunque El Manzano es físicamente un clúster

Tabla 4.2. Parámetros del BESS El Manzano empleados en el cálculo.

Parámetro	Símbolo	Valor
Potencia nominal	$P_{\text{máx}}$	60 MW [12]
Capacidad de almacenamiento	E_{nom}	120 MWh [12]
Duración	$T_d = E_{\text{nom}}/P_{\text{máx}}$	2 h
Eficiencia	η	0,98 [13, Tabla 5-5]
Configuración de medida	—	`SAE-CRCA-PFV-MANZANO` [10]
Punto de conexión	—	S/E Huertos Familiares 33 kV (`PVHFAMI_____033`) [12]
Ubicación	—	Tiltil, Región Metropolitana [11]
Inicio de operación comercial	—	Octubre 2024 [11]
Configuración física	—	Híbrido con PV de 99 MW [11]

PV + BESS, el cálculo lo trata como un BESS *standalone* que enfrenta los costos marginales de su barra de inyección. Esta simplificación se sustenta en tres razones. Primero, la Resolución Exenta N°545 regula la componente de almacenamiento como recurso independiente: la fórmula de costo de oportunidad valoriza la energía cargada o descargada a CMg de barra, sin distinguir su origen físico. Segundo, en la configuración y medición analizadas, el recurso identificado como prestador de los servicios complementarios es la componente de almacenamiento [10]. Tercero, el foco de esta memoria está en la metodología regulatoria de remuneración, no en la optimización conjunta de la planta híbrida; el punto de medida empleado (`SAE-CRCA-PFV-MANZANO`) registra directamente los flujos de la componente de almacenamiento.

4.2. Representación operativa

La operación del BESS se representa en tiempo discreto con paso de **15 minutos**, granularidad que coincide con la resolución de los costos marginales reales publicados por el Coordinador y con la de las medidas comerciales. El índice temporal $t \in \{1, \ldots, 2976\}$ recorre los bloques cuartohorarios de mayo de 2026 (31×96 bloques, $\Delta t = 0{,}25$ h). Todas las magnitudes operativas provienen de registros: no se simula el despacho del BESS.

- **Flujos de energía.** La energía descargada e inyectada a la red y la energía retirada para carga en cada bloque provienen de las medidas comerciales de la configuración `SAE-CRCA-PFV-MANZANO`, separando el flujo neto medido en sus componentes de inyección y retiro.
- **Estado de carga.** El SoC de cada bloque proviene del propio sistema de medida, por lo que el balance energético de la operación real del BESS no se reconstruye sino que se observa; en el cálculo, el SoC medido se emplea para determinar la energía inicial de cada ventana ($E_{\text{ini},T}$). Distinto es el caso del contrafactual de arbitraje de cada metodología, que asigna energía según el orden de precios de la ventana sin reconstruir la trayectoria de estado de carga que esa operación hipotética implicaría (Sección 5.6).
- **Partición temporal.** El mes se particiona en **ventanas de valorización** T de 24 horas con inicio a las 09:00, hora definida por el Coordinador para el periodo. Resultan 32 ventanas, indexadas de 0 a 31: la ventana 0 es parcial (las primeras 9

horas del mes) y la ventana 31 cierra con las últimas 15 horas. Ambas metodologías se indexan sobre esta misma partición: la Metodología B porque la Resolución Exenta N°545 la define así, y la Metodología A porque el Coordinador identifica sobre esa misma ventana los periodos de carga y descarga del numeral 10.2.5 [4].

- **Reservas.** Las reservas de subida y bajada de control de frecuencia ($R^{+}_{h,sc}$, $R^{-}_{h,sc}$) corresponden a las cantidades efectivamente adjudicadas a El Manzano en las subastas del mes, con resolución horaria, extendidas a los cuatro bloques de cada hora asumiendo valor constante.
- **Factores de desempeño y de activación.** Los FD horarios por subcategoría de servicio y los FMA de las reservas de bajada provienen de las publicaciones del Coordinador y del balance de SSCC del mes, respectivamente.
- **Energía almacenada de la ventana.** Para representar las pérdidas del proceso de almacenamiento, que la Resolución Exenta N°545 exige considerar mediante factores de eficiencia [3], la energía almacenada de cada ventana se determina a partir de la energía retirada para carga corregida por el factor η (Sección 4.1), $E_{\mathrm{alm},T} = \eta \cdot \sum_{t \in T} E_t^{\mathrm{carga}}$, y la energía inicial $E_{\mathrm{ini},T}$ se obtiene del SoC medido al comienzo de la ventana.

Conviene explicitar el alcance de esta partición. La ventana de valorización es una unidad administrativa de liquidación, no una unidad física: su frontera a las 09:00 no coincide necesariamente con el término de un ciclo de carga y descarga del sistema, de modo que un ciclo físico puede quedar repartido entre dos ventanas consecutivas. Esta no es, sin embargo, una hipótesis adoptada por esta memoria, sino la consecuencia directa de la definición regulatoria: tanto la Resolución Exenta N°545 como la implementación del Coordinador para el procedimiento transicional [4] valorizan sobre el periodo de facturación de 24 horas y no sobre el ciclo físico. Una identificación alternativa de ciclos —por ejemplo, mediante umbrales de estado de carga— se apartaría del criterio de liquidación efectivamente aplicado y, además, produciría particiones distintas entre metodologías, impidiendo tanto la comparación ventana a ventana como la consolidación del esquema mixto del Escenario 3.

Se adoptan además los siguientes supuestos: el BESS es *tomador de precios*, de modo que su operación no modifica los CMg del sistema; las reservas se remuneran como disponibilidad y sus activaciones intra-bloque se consideran capturadas por las propias medidas comerciales; y se omiten la degradación y la autodescarga.

4.3. Escenarios de evaluación

Para responder a la pregunta central de la memoria, la evaluación distingue un escenario de referencia y dos niveles de aplicación de las metodologías, todos calculados sobre la misma operación física registrada.

- **Escenario 1: arbitraje puro (referencia).** Corresponde al ingreso que el BESS habría obtenido operando exclusivamente en arbitraje de energía, sin prestar SSCC. En la estructura de la Resolución Exenta N°545 este contrafactual es precisamente la Componente 1: la valorización de la Energía Disponible asignada sobre la curva descendente de costos marginales de cada ventana. Su agregado mensual se emplea como referente para evaluar las señales de participación e indiferencia.

- **Casos A2 y B2: aplicación de cada metodología al mes completo.** Sobre la operación real del mes se aplican, en paralelo, la Metodología A (Estudio de Costos, numeral 10.2.5) y la Metodología B (REX 545), ambas sobre las 32 ventanas de valorización del mes.
- **Escenario 3: compensación reconstruida del mes.** Estima la liquidación del esquema mixto bajo los criterios adoptados (Sección 4.5.1): en cada ventana rige la Metodología B si el BESS presentó oferta de disponibilidad completa en las subcategorías de subida para las 24 horas del día —condición de elegibilidad de la Resolución Exenta N°545— y la Metodología A en caso contrario. Este escenario cuantifica, además, el efecto económico del requisito de oferta completa.

Tabla 4.3. Estructura de la evaluación.

Caso	Metodología aplicada	Rol en el análisis
Escenario 1	— (Componente 1 de la Met. B)	Referente de arbitraje puro
Caso A2	Met. A, 32 ventanas	Remuneración bajo régimen transicional
Caso B2	Met. B, 32 ventanas	Remuneración bajo REX 545
Escenario 3	Mixta según oferta completa	Compensación reconstruida del mes

4.3.1. Variables de salida

Del cálculo se reportan las siguientes variables, que estructuran el análisis del Capítulo 5:

- **Monto a compensar** por ventana de valorización y agregado mensual, bajo cada metodología y en el esquema mixto reconstruido.
- **Brecha relativa** entre metodologías, $(\mathrm{CO}^A - \mathrm{CO}^B)/\mathrm{CO}^B$, para el agregado mensual, y distribución de los montos por ventana (estadísticos y diagrama de caja).
- **Cobertura respecto del referente común de la Metodología B** (indicador de señal económica): razón entre el ingreso combinado —valorización de la operación real según la Componente 2 de la Metodología B ($C2_B$) más la compensación de la metodología evaluada— y el referente de arbitraje puro del Escenario 1, dado por la Componente 1 de la Metodología B ($C1_B$). Un valor inferior a 1 indica que el ingreso combinado no alcanza el referente; un valor igual a 1 corresponde a la indiferencia que enuncia la nueva regulación. Se adopta este referente común porque $C1_B$ es el contrafactual de arbitraje con que la Resolución Exenta N°545 define el principio de indiferencia, y $C2_B$ es la valorización regulatoria de la operación real, idéntica para ambas metodologías sobre los mismos datos, de modo que la diferencia entre ambas proviene solo de la compensación. El indicador no es una identidad interna de la Metodología A, y $C2_B$ no equivale necesariamente al ingreso total percibido por el BESS, pues se excluyen el valor ofertado y otras remuneraciones.
- **Efecto del requisito de oferta completa**: diferencia, en las ventanas revertidas a la Metodología A, entre el monto efectivamente compensado y el que la Metodología B habría reconocido.

4.4. Datos de entrada

La evaluación se realiza sobre mayo de 2026, periodo en que el BESS El Manzano se encuentra operativo y verificado para el control de frecuencia, el Coordinador informa factores de desempeño, y existe oferta de disponibilidad completa en la mayoría de los días del mes, lo que permite evaluar ambas metodologías y el esquema mixto en un caso realista. Cada fuente de datos se carga en una hoja de entrada de la planilla del Anexo A, de modo que el proceso completo —lectura de medidas, asignación de costos marginales, cálculo de cada metodología y consolidación— sea trazable.

4.4.1. Medidas comerciales

El Departamento de Transferencias de Energía y Servicios Complementarios del Coordinador facilita el archivo `Medidas_SAE.xlsx`, con los datos recolectados por los medidores durante el periodo. De él se extraen los flujos quinceminutales de energía y el estado de carga de la configuración `SAE-CRCA-PFV-MANZANO`.

4.4.2. Costos marginales reales

Se utilizan los costos marginales reales *ex post* de la barra de inyección `PVHFAMI_____033`, extraídos del archivo `cmg2605_def_15minutal.csv` que facilita el mismo departamento y que corresponde al procesado mensual de los costos marginales empleados en los balances de energía. La resolución de 15 minutos de esta fuente define la granularidad de todo el cálculo.

4.4.3. Factores de desempeño

Los factores de desempeño de SSCC se obtienen del sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional [14], filtrando los registros de la instalación. La información se publica con resolución horaria y se extiende a resolución 15 minutos asumiendo valor constante dentro de cada hora.

4.4.4. Subastas y factor medio de activación

La información de las subastas de control de frecuencia se obtiene del archivo `3_REMUNERACIÓN_SUBASTAS_E_I` del balance de servicios complementarios del mes, disponible en la Plataforma de Balance Comercial (PLABACOM) del Coordinador [10]. De él se extraen las reservas adjudicadas por subcategoría y hora, y el factor medio de activación (FMA) que pondera la reserva de bajada en la determinación de la Energía Disponible de la Resolución Exenta N°545.

4.4.5. Oferta de disponibilidad completa

Conforme a la Resolución Exenta N°545, la aplicación de la metodología específica para SAE requiere que el recurso haya presentado oferta de disponibilidad completa en la subasta de SSCC para la totalidad del periodo subastado —las 24 horas del día calendario— en cada una de las subcategorías de subida del control de frecuencia (CPF+, CSF+ y

CTF+). El registro diario de cumplimiento de esta condición se construye a partir de las ofertas presentadas por la instalación y determina, ventana a ventana, la metodología aplicable en el Escenario 3.

4.5. Implementación del cálculo y criterios adoptados

Las metodologías del Capítulo 3 se implementan sobre los datos recién descritos en una planilla de cálculo, cuyo encadenamiento se esquematiza en la Figura 4.1. Los datos de entrada se cargan en hojas independientes, se trasladan a dos hojas de metodología que operan en paralelo sobre la misma partición temporal, y una hoja final consolida el monto del mes seleccionando en cada ventana el régimen aplicable según la condición de oferta completa. La documentación completa de la planilla —estructura, fórmula de cada columna, verificaciones incorporadas y procedimiento de actualización— se entrega en el Anexo A; la Tabla 4.4 indica la sección del anexo que documenta cada etapa del flujo, de modo que los resultados del Capítulo 5 sean reproducibles por un tercero.

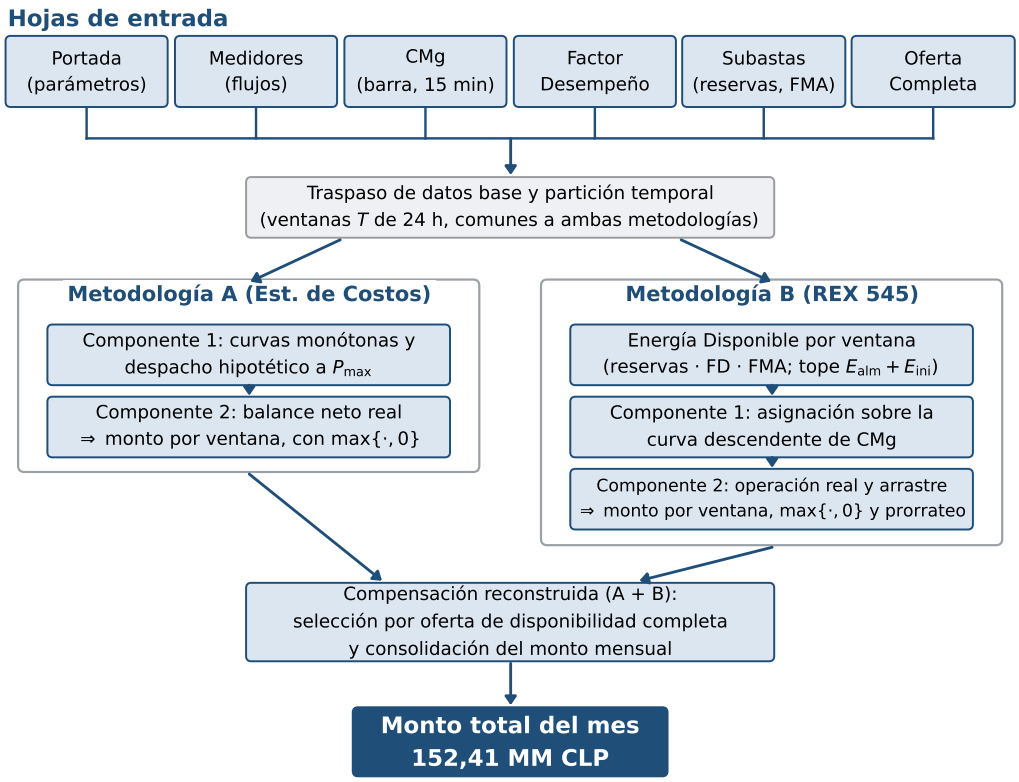


Figura 4.1. Encadenamiento del cálculo en la planilla del Anexo A. Fuente: elaboración propia.

4.5.1. Criterios de implementación adoptados

En los puntos en que la regulación no es explícita, la implementación adopta criterios interpretativos que condicionan los resultados y que, por transparencia, se consolidan a

Tabla 4.4. Correspondencia entre las etapas del cálculo y la documentación del Anexo A.

Etapa del cálculo	Hoja	Sección del anexo
Parametrización del SAE	Portada	A.2.1
Medidas, separación por signo y partición en ventanas	Medidores	A.2.2
Costos marginales de la barra y promedio horario	CMg	A.2.3
Factores de desempeño horarios	Factor Desempeño	A.2.4
Reservas adjudicadas, FD, FMA y prorratas	Subastas	A.2.5
Marca de oferta de disponibilidad completa	Oferta Completa	A.2.6
Secuencia general del flujo de cálculo	—	A.3
Metodología A: contrafactual, C2 y monto por ventana	Metodología A	A.4
Metodología B: EDisp, C1, C2 y monto por ventana	Metodología B	A.5
Arrastre de la energía de la última hora (numeral 3)	Metodología B	A.5.8
Selección del régimen y monto mensual	Compensación reconstruida	A.6
Verificaciones de consistencia	—	A.7
Procedimiento de actualización a otro mes o SAE	—	A.8

continuación. Junto con la partición temporal de 24 horas que establece el Coordinador [4], son estos criterios los que pueden explicar diferencias entre esta reconstrucción y la liquidación oficial. El detalle de la fórmula que materializa cada criterio se encuentra en la sección del anexo indicada en la Tabla 4.4.

1. **Factor medio de activación de subida fijado en la unidad.** La Resolución Exenta N°545 pondera por FMA únicamente la reserva de bajada; la reserva de subida entra sin ese factor. La implementación fija $FMA^{(+)} = 1$, lo que no constituye un supuesto físico sino una neutralización matemática que permite escribir ambas ramas de la Energía Disponible con una sola expresión de producto escalar.

2. **Contabilización de la Componente 2 restringida a posiciones con inyección física.** El numeral 2 de la Componente 2 contabiliza las inyecciones y la Energía Disponible *en la operación real*. La implementación excluye de la contabilización las posiciones de la curva sin inyección física, por cuanto en ellas no existe operación real que contabilizar; incluirlas incorporaría a la Componente 2 ingresos no percibidos, reduciendo artificialmente la compensación.

3. **Ventanas parciales sin ajuste.** Las ventanas 0 y 31, de 9 y 15 horas respectivamente por la definición del inicio de ventana a las 09:00, se procesan con el mismo procedimiento que las completas, determinando su Energía Disponible sobre los datos parciales. El efecto es acotado: la ventana 0 resulta con compensación prácticamente nula bajo la Metodología B.

4. **Asignación de la condición de oferta completa a las ventanas.** La Resolución Exenta N°545 exige oferta de disponibilidad completa para las 24 horas del día calendario, mientras que la ventana de valorización se extiende desde las 09:00 de un día hasta las 08:45 del siguiente y, por tanto, abarca horas de dos días. La

implementación considera elegible para la Metodología B solo la ventana cuyos bloques pertenecen en su totalidad a días con oferta completa. En el mes analizado, la ausencia de oferta completa en los días 24 y 25 deja sin elegibilidad a las ventanas 23, 24 y 25, que se remuneran mediante la Metodología A.

Capítulo 5

Resultados y análisis

Como se describió en el Capítulo 4, la evaluación se realiza sobre la operación real del BESS El Manzano durante mayo de 2026, aplicando en paralelo la Metodología A (Estudio de Costos SSCC 2024–2027, numeral 10.2.5) y la Metodología B (Resolución Exenta N°545) sobre los mismos datos de medida, costos marginales, subastas y factores de desempeño. Todos los montos se expresan en millones de pesos chilenos (MM CLP), unidad en que opera la planilla de cálculo documentada en el Anexo A, al valorizar la energía medida en kWh con costos marginales en CLP/kWh.

5.1. Resultados operativos del periodo de análisis

Durante mayo de 2026 el BESS El Manzano descargó 2.625,8 MWh y cargó 3.103,3 MWh. Como se describe en la Sección 4.2, ambas metodologías operan sobre las mismas 32 ventanas de valorización que definen la partición temporal del mes. De los 2.976 bloques quinceminutales del mes, 538 registraron inyección neta y 2.438 registraron retiro neto, reflejando el patrón característico de un BESS solar: carga prolongada durante las horas de excedente fotovoltaico y consumo de servicios auxiliares, con descargas concentradas y de alta potencia en los bloques de mayor precio.

En cuanto a las reservas adjudicadas en las subastas de control de frecuencia, el mes estuvo dominado por los servicios de bajada: 16.198 MW·h de CSF(−) y 11.928 MW·h de CPF(−), frente a solo 1.244 MW·h de CSF(+) y 488 MW·h de CPF(+). Los factores de desempeño medios del CSF se ubicaron en torno a 0,90–0,91, confirmando una prestación regular del servicio, mientras que los factores medios de activación de las reservas de bajada alcanzaron 0,50 para el CPF(−) y 0,09 para el CSF(−).

La Figura 5.1 muestra el perfil horario promedio del costo marginal en la barra de inyección `PVHFAMI_____033`. El CMg promedio del mes fue de 59,0 CLP/kWh, con mediana de 54,3 CLP/kWh y valores extremos entre 0 y 223,9 CLP/kWh. El perfil exhibe la forma de "curva de pato" típica del SEN con alta penetración solar: un valle profundo en las horas de mediodía y dos crestas, en la mañana y en el bloque vespertino, que definen el diferencial de precios sobre el cual descansa el arbitraje del BESS y, con ello, la magnitud de su costo de oportunidad.

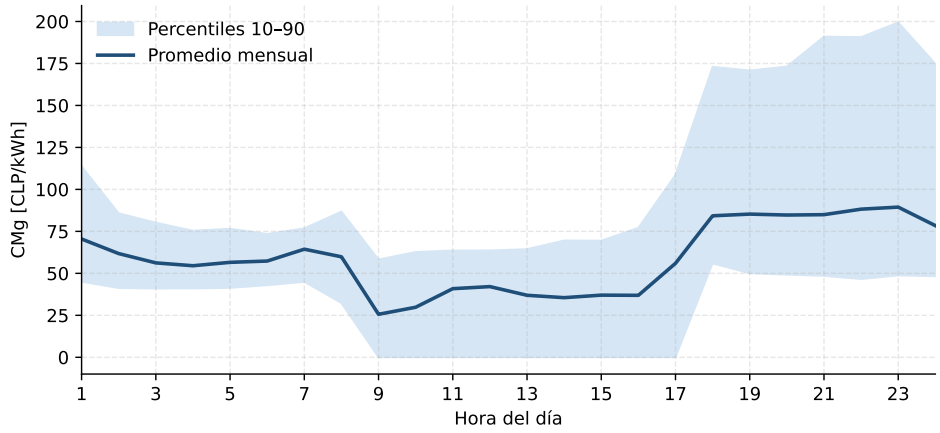


Figura 5.1. Perfil horario del costo marginal en la barra de inyección de El Manzano, mayo de 2026. Promedio mensual y banda entre percentiles 10 y 90. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

5.2. Remuneración bajo la Metodología A: caso A2

La aplicación de la Metodología A a las 32 ventanas de valorización del mes arroja una remuneración total por costo de oportunidad de **120,18 MM CLP**. A nivel de ventana, el monto promedio es de 3,76 MM CLP, con mediana de 2,77 MM CLP, máximo de 14,94 MM CLP (ventana 27) y dos ventanas con monto nulo (ventanas 10 y 12), correspondientes a periodos en que la valorización de la operación real igualó o superó a la del despacho hipotético; en ellas el piso de no negatividad recortó una diferencia negativa acumulada de 4,92 MM CLP.

La dispersión entre ventanas es elevada (desviación estándar de 3,82 MM CLP, comparable al promedio), lo que refleja la sensibilidad de esta metodología a la forma particular de la curva monótona de costos marginales de cada ventana: al valorizar con precios medios de las curvas monótonas de carga y descarga, ventanas con diferenciales de precio similares pueden producir compensaciones muy distintas según cómo se distribuya la energía dentro de la ventana.

5.3. Remuneración bajo la Metodología B: caso B2

La aplicación de la Metodología B a las 32 ventanas de valorización del mes arroja una remuneración total de **153,13 MM CLP**. La valorización agregada de la Componente 1 —la operación hipotética de arbitraje puro sobre la Energía Disponible, ordenada según la curva monótona descendente de costos marginales— alcanza 331,30 MM CLP en el mes, mientras que la de la Componente 2 —la operación real del BESS bajo prestación de SSCC— alcanza 179,66 MM CLP. La Figura 5.2 presenta ambas componentes por ventana.

Dos rasgos merecen destacarse. Primero, la Componente 1 supera a la Componente 2 en 28 de las 32 ventanas, lo cual es esperable: la operación real del BESS, restringida por el sostenimiento de reservas, no puede replicar el arbitraje que la Componente 1 valoriza. Una excepción es la ventana 4, en que la valorización de la operación real superó

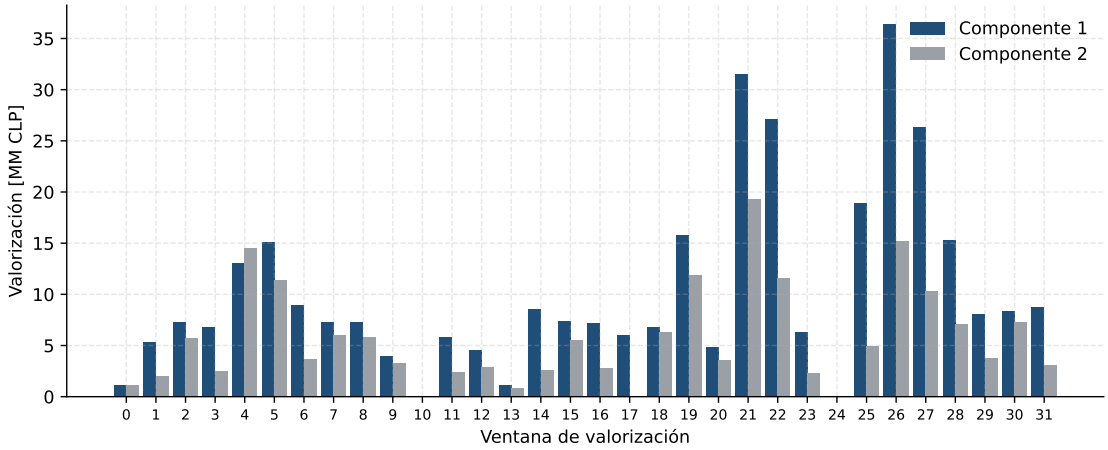


Figura 5.2. Componentes 1 y 2 de la Metodología B por ventana de valorización, mayo de 2026. Fuente: elaboración propia.

a la hipotética y el piso de no negatividad de la Ecuación 3.3 anuló la compensación, recortando una diferencia negativa de 1,49 MM CLP. Segundo, cuatro ventanas resultan sin compensación: la ventana 4 recién descrita; la ventana 0, parcial de 9 horas, en que ambas componentes prácticamente coinciden; y las ventanas 10 y 24, en que la Energía Disponible es nula porque, aun con reservas adjudicadas, el producto de reserva, factor de desempeño y factor medio de activación es cero en todas sus horas (factor de desempeño del CPF(-) y factor medio de activación del CSF(-) nulos), de modo que ambas componentes valen cero.

5.4. Análisis comparativo de metodologías

La Tabla 5.1 resume los agregados mensuales y la Figura 5.3 contrasta ambas metodologías ventana a ventana. El resultado agregado es que, para una misma operación física, **la Metodología B reconoce una remuneración un 27 % mayor que la Metodología A** (153,13 frente a 120,18 MM CLP). En términos de la brecha relativa definida en el Capítulo 4, la Metodología A captura un 78,5 % del costo de oportunidad reconocido por la Metodología B, es decir, una brecha de $-21{,}5\,\%$.

La ventaja agregada de la Metodología B, sin embargo, dista de ser uniforme: de las 32 ventanas del mes, la Metodología B entrega un monto estrictamente mayor en 17, la Metodología A resulta mayor en 14, y ambas coinciden en cero en la ventana 10. La distribución de los montos por ventana, presentada en la Figura 5.4, muestra que la Metodología B desplaza la mediana (3,60 frente a 2,77 MM CLP) y, sobre todo, ensancha la cola superior: su máximo por ventana alcanza 21,21 MM CLP (ventana 26) frente a 14,94 MM CLP del máximo por ventana de la Metodología A, con una desviación estándar de 5,38 frente a 3,82 MM CLP. Tres de las cuatro ventanas de mayor compensación bajo la Metodología B (26, 27 y 22) se encuentran entre las de mayor diferencial horario de precios del mes; la ventana 31, de mayor diferencial, registra en cambio una compensación moderada porque las reservas acotan su Energía Disponible, lo que ilustra el primer factor descrito a continuación.

Tabla 5.1. Resumen mensual de la remuneración por costo de oportunidad, mayo de 2026.

Concepto	**Monto [MM CLP]**
Caso A2: Metodología A, mes completo	120,18
Componente 1 (arbitraje hipotético)	82,44
Componente 2 (operación real)	−32,82
Recorte del piso de no negatividad (ventanas 10 y 12)	4,92
Caso B2: Metodología B, mes completo	153,13
Componente 1 (arbitraje hipotético)	331,30
Componente 2 (operación real)	179,66
Recorte del piso de no negatividad (ventana 4)	1,49
Escenario 3: compensación reconstruida del mes	152,41
Aporte Metodología B (29 ventanas)	135,09
Aporte Metodología A (3 ventanas)	17,31
Razón B2/A2	1,27
Brecha relativa $(A - B)/B$	−21,5 %

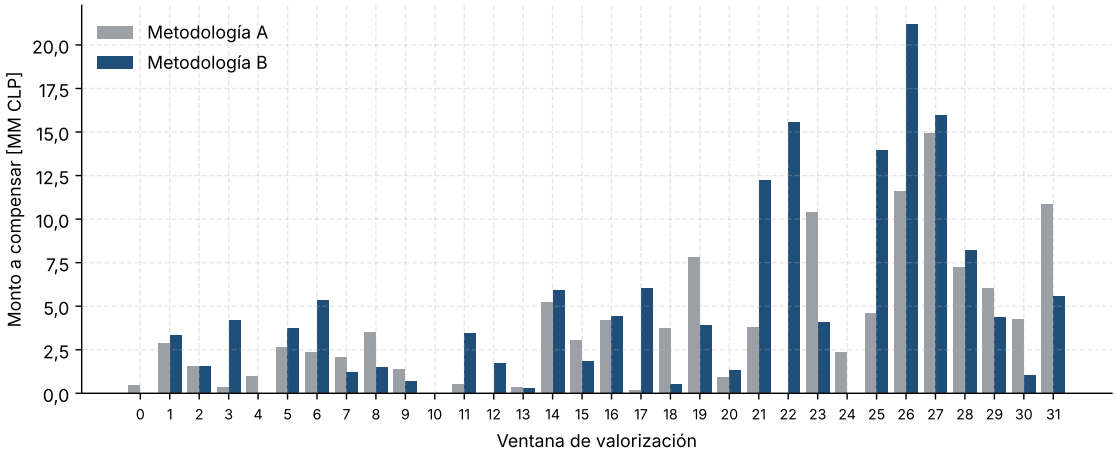


Figura 5.3. Monto a compensar por ventana de valorización bajo cada metodología, mayo de 2026. Fuente: elaboración propia.

Tres factores estructurales explican tanto la diferencia agregada como su alternancia ventana a ventana. En primer lugar, la base de energía valorizada: la Metodología B construye su Componente 1 sobre la Energía Disponible, acotada por la energía efectivamente almacenada en la ventana y, cuando las reservas comprometidas son menores, por éstas; la Metodología A, en cambio, parte de la energía efectivamente inyectada y retirada en la ventana y la recoloca a potencia máxima en los periodos de mayor y menor costo marginal, sin acotarla por las reservas comprometidas. En las ventanas en que las reservas acotan la Energía Disponible, la base de la Metodología A resulta más amplia que la de la B, lo que contribuye a que la supere, como en la ventana 23, cuya Energía Disponible se limita a 36 MWh. En segundo lugar, el tratamiento de la operación real: la Componente 2 de la Metodología B es no negativa por construcción, pues contabiliza la porción de la Energía Disponible asignada desde los menores costos marginales, mientras que la de la Metodología A es el balance neto de inyecciones y retiros valorizados, que en días de carga

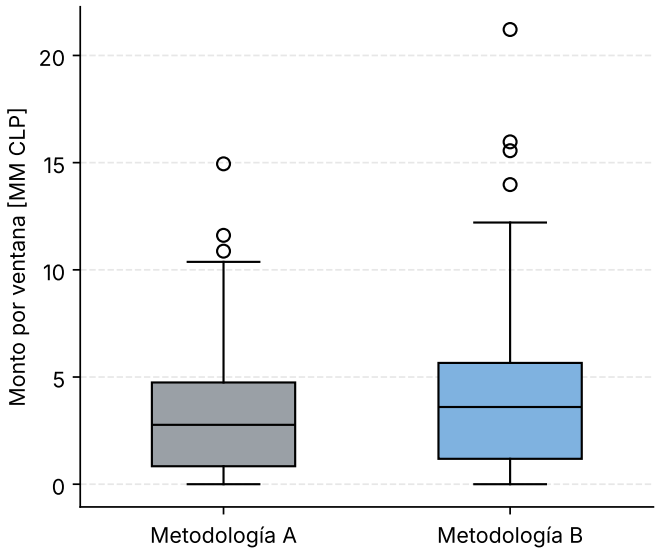


Figura 5.4. Distribución de los montos por ventana bajo cada metodología, mayo de 2026. Fuente: elaboración propia.

intensiva resulta fuertemente negativo e infla la diferencia; este mecanismo explica las ventanas en que la Metodología A supera a la B, como la 19 y la 31. En tercer lugar, el piso de no negatividad: la formulación de la Resolución Exenta N°545 impone explícitamente máx$\{\cdot, 0\}$ sobre la diferencia de componentes de cada ventana (Ecuación 3.3). El numeral 10.2.5 del Estudio de Costos no formaliza dicho operador, pero el propio numeral establece que *"Este saldo será remunerado solo en los casos que sea positivo"* [2], lo que establece en esencia la misma cota inferior. En la implementación de esta memoria el piso se aplicó a ambas metodologías conforme a ese lenguaje regulatorio, recortando 1,49 MM CLP en la Metodología B (ventana 4) y 4,92 MM CLP en la Metodología A (ventanas 10 y 12).

5.5. Escenario 3: compensación reconstruida del mes

En la práctica, la metodología aplicable a cada ventana depende de si el BESS presentó oferta de disponibilidad completa en las subcategorías de subida para las 24 horas del día, condición de elegibilidad de la Resolución Exenta N°545. Durante mayo de 2026 El Manzano cumplió esta condición en 29 de las 32 ventanas; en las ventanas 23, 24 y 25 la oferta fue incompleta y la remuneración se determinó con la Metodología A. La Tabla 5.2 presenta el detalle completo y la Figura 5.5 el resultado ventana a ventana.

La compensación reconstruida del mes asciende a **152,41 MM CLP**: 135,09 MM CLP reconocidos bajo la Metodología B y 17,31 MM CLP bajo la Metodología A. Este monto es solo 0,73 MM CLP inferior al del caso B2, pero la descomposición por ventana revela que ese saldo neto esconde efectos individuales de signo opuesto y magnitud relevante. En la ventana 25, la Metodología B habría reconocido 13,98 MM CLP, pero la ausencia de oferta completa redujo la compensación a los 4,59 MM CLP de la Metodología A, una pérdida de 9,39 MM CLP en una sola ventana. En cambio, en las ventanas 23 y 24 la reversión a la Metodología A resultó favorable para el BESS (10,37 frente a 4,06 y 2,35 frente a 0,00 MM CLP, respectivamente). El esquema mixto no penaliza, por tanto,

mecánicamente la oferta incompleta; pero la magnitud de lo que se arriesga en una ventana desfavorable sugiere que la condición de elegibilidad constituye un incentivo económico relevante a ofertar disponibilidad completa, al menos para este activo y este mes.

Nota sobre el requisito de oferta completa. La metodología aplicable se determina día a día según la condición de oferta completa. En mayo de 2026, El Manzano no presentó oferta de disponibilidad completa los días 24 y 25; conforme al criterio 4 de la Sección 4.5.1, ello dejó sin elegibilidad a las ventanas 23, 24 y 25. Una instalación de capacidad finita puede no estar en condiciones de ofrecer disponibilidad completa en todas las horas y subcategorías, en particular cuando su energía almacenada es limitada; el análisis de las causas de esas omisiones excede el alcance de esta memoria.

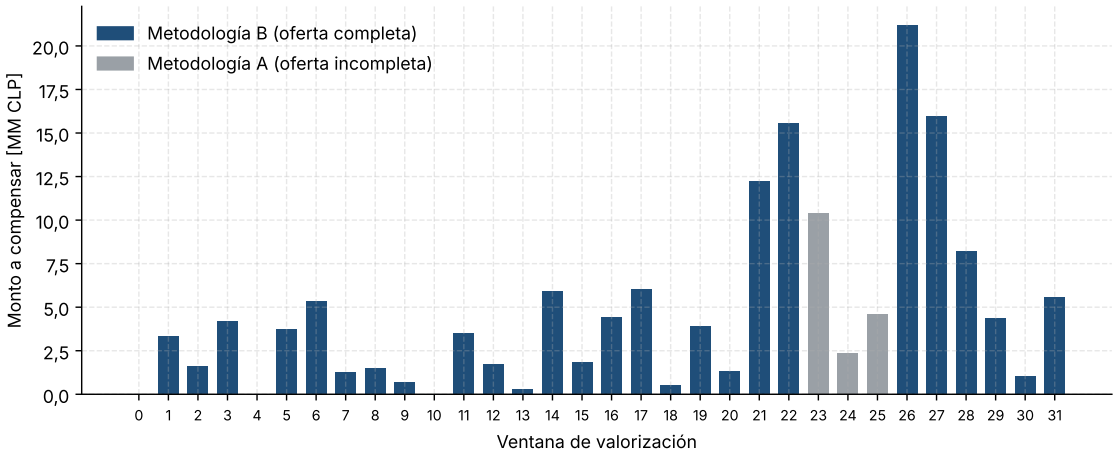


Figura 5.5. Compensación reconstruida por ventana de valorización según la metodología aplicada, mayo de 2026. Fuente: elaboración propia.

5.6. Señales económicas de participación e indiferencia

Para evaluar la coherencia de cada metodología con el principio de indiferencia entre mercados enunciado por la nueva regulación, se calcula la cobertura respecto del referente común de la Metodología B. El numerador es el ingreso combinado, aproximado como la valorización de la operación real según la Componente 2 de la Metodología B (179,66 MM CLP) más la compensación por costo de oportunidad de la metodología evaluada; el denominador es la Componente 1 agregada del mes (331,30 MM CLP), que representa el arbitraje puro del Escenario 1. Un mismo referente permite comparar ambas metodologías con la misma vara, pero proviene de la Metodología B y, por tanto, no es la identidad interna de la Metodología A. Además, la Componente 2 es una valorización regulatoria y el análisis excluye el valor ofertado y otras remuneraciones, por lo que el indicador no mide el ingreso total efectivamente percibido por el BESS.

Bajo la Metodología A, la cobertura resulta de 0,90: la suma de la Componente 2 y la compensación alcanza el 90 % del referente, con un déficit de 31,45 MM CLP. Medido contra este referente común, el resultado es consistente con un posible desincentivo a la participación bajo la Metodología A y con la motivación regulatoria de reemplazarla, aunque no permite afirmar que el BESS quede económicamente peor en términos totales.

Tabla 5.2. Detalle de la remuneración por ventana de valorización, mayo de 2026 [MM CLP].

Ventana	Oferta completa	Met. A	Met. B	Comp. reconstruida
0	Sí	0,44	0,00	0,00
1	Sí	2,90	3,34	3,34
2	Sí	1,54	1,58	1,58
3	Sí	0,33	4,21	4,21
4	Sí	1,01	0,00	0,00
5	Sí	2,64	3,73	3,73
6	Sí	2,34	5,35	5,35
7	Sí	2,05	1,24	1,24
8	Sí	3,51	1,49	1,49
9	Sí	1,40	0,68	0,68
10	Sí	0,00	0,00	0,00
11	Sí	0,50	3,48	3,48
12	Sí	0,00	1,71	1,71
13	Sí	0,36	0,29	0,29
14	Sí	5,21	5,92	5,92
15	Sí	3,04	1,84	1,84
16	Sí	4,21	4,41	4,41
17	Sí	0,18	6,02	6,02
18	Sí	3,74	0,52	0,52
19	Sí	7,79	3,89	3,89
20	Sí	0,95	1,34	1,34
21	Sí	3,79	12,21	12,21
22	Sí	0,01	15,56	15,56
23	No	10,37	4,06	10,37
24	No	2,35	0,00	2,35
25	No	4,59	13,98	4,59
26	Sí	11,61	21,21	21,21
27	Sí	14,94	15,97	15,97
28	Sí	7,25	8,19	8,19
29	Sí	6,01	4,35	4,35
30	Sí	4,23	1,02	1,02
31	Sí	10,87	5,57	5,57
Total		**120,18**	**153,13**	**152,41**

Bajo la Metodología B, la cobertura resulta de 1,005: el ingreso combinado prácticamente iguala el referente de arbitraje puro. Este resultado no es casual sino estructural: dentro de cada ventana, la compensación se define como $\max\{C1_T - C2_T, 0\}$, de modo que la suma de la operación real y la compensación reproduce exactamente la Componente 1 en toda ventana en que ésta supera a la Componente 2. Dado que el referente es la propia Componente 1 de la Metodología B, este resultado es una propiedad algebraica de su formulación y no una verificación independiente. La indiferencia se cumple así *por construcción*, y el único apartamiento posible proviene de las ventanas en que el piso de no negatividad se activa: en el mes analizado, el excedente total de 1,49 MM CLP (0,45 % del referente de arbitraje) corresponde íntegramente al recorte del piso en la ventana 4, en que la operación real superó al contrafactual y la compensación nula dejó al BESS con un ingreso mayor al de la indiferencia estricta. En consecuencia, la metodología vigente no implementa una indiferencia simétrica, sino una cota inferior por ventana: garantiza que la participación en SSCC nunca resulte inferior al arbitraje valorizado, y permite

conservar los excedentes de las ventanas superavitarias. La cobertura del esquema mixto reconstruido del mes, con la reversión a la Metodología A en tres ventanas, resulta de 1,002.

Conviene precisar, sin embargo, qué tipo de señal constituye este resultado. Una indiferencia exacta significa que el BESS queda económicamente *igual* que si hubiese permanecido en arbitraje, no mejor: elimina el castigo por prestar el servicio, pero no genera por sí sola un atractivo positivo para hacerlo. La compensación por costo de oportunidad, correctamente calibrada, es una condición necesaria pero no suficiente para la participación. El incentivo económico propiamente tal debe provenir de las restantes componentes del valor adjudicado descritas en el Capítulo 2 y, en el caso de un sistema de almacenamiento, esencialmente del **valor ofertado**, única componente donde el coordinado puede recuperar el desgaste por ciclado, el mantenimiento asociado y un margen sobre sus costos. La Resolución Exenta N°545 desplaza así el atractivo de la participación desde el costo de oportunidad —que deja de ser una fuente de renta o de pérdida y pasa a ser un mecanismo de neutralidad— hacia la competencia en valor ofertado. El diseño es coherente: evita que el sistema pague por energía más de lo que el servicio efectivamente desplaza, y reserva la competencia para los costos que sí distinguen a un prestador de otro. Su contrapartida es que la rentabilidad de un BESS en SSCC queda determinada en buena medida por su capacidad de cubrir el desgaste mediante el valor ofertado, dimensión que escapa al alcance de esta memoria pero que condiciona la lectura de sus resultados: lo que se verifica aquí es la corrección de una señal negativa, no la existencia de una señal positiva.

El alcance de la indiferencia depende, además, del referente contra el cual se define. La Componente 1 valoriza la Energía Disponible, definida en la Ecuación 3.4 como el mínimo entre la energía asociada a las reservas comprometidas y la energía almacenada de la ventana. Ese mínimo acota el contrafactual por la energía que el BESS tenía disponible según los registros: en el mes analizado la Energía Disponible totaliza 3.085 MWh frente a 2.626 MWh efectivamente descargados, una diferencia de 459 MWh (alrededor del 17,5 % de la descarga mensual) que se explica por la adición de la energía inicial de cada ventana hasta el tope de capacidad, no por las reservas. En 22 de las 32 ventanas el término activo del mínimo es la energía almacenada, y en las 10 restantes son las reservas las que acotan la Energía Disponible por debajo de dicha energía; en dos de ellas (ventanas 10 y 24) la reserva ponderada es nula, por lo que la Energía Disponible también lo es. El referente de indiferencia es, por tanto, un contrafactual regulatorio acotado por la Energía Disponible y por las limitaciones técnicas implementadas (potencia máxima por bloque y tope de capacidad en la energía de referencia). No se verifica, en cambio, una trayectoria cronológica de energía y estado de carga: la asignación sigue el orden descendente de precio y $E_{\mathrm{alm},T}$ supera la capacidad nominal en seis ventanas, pues representa la energía total cargada, que puede incluir más de un ciclo (Anexo A). Por ello, el contrafactual no se presenta como operativamente alcanzable.

5.7. Riesgo de sub-remuneración y de sobre-remuneración

La formulación del problema del Capítulo 1 identifica dos riesgos simétricos del diseño de una metodología de costo de oportunidad: la *sub-remuneración*, que desincentiva la participación de la instalación en el mercado de SSCC, y la *sobre-remuneración*, que traslada a la demanda un costo superior al que el servicio efectivamente impone al prestador. Los resultados del mes analizado permiten pronunciarse sobre ambos.

Sub-remuneración bajo la Metodología A. En el mes analizado, el riesgo se observa con claridad. Con una cobertura de 0,90 respecto del referente común de la Metodología B, el ingreso combinado del BESS bajo el procedimiento transicional resulta 31,45 MM CLP inferior a dicho referente de arbitraje sobre la misma energía. Como ambas coberturas comparten la valorización de la operación real y el referente, este déficit corresponde a la diferencia entre las compensaciones de ambas metodologías (153,13 frente a 120,18 MM CLP), descontado el excedente que el piso de no negatividad deja a la Metodología B (1,49 MM CLP). Su origen está, por tanto, en los factores estructurales descritos en la Sección 5.4, en particular en la base de energía de cada contrafactual, y no en un defecto de calibración.

Sobre-remuneración bajo la Metodología B. En el mes analizado y bajo la implementación adoptada, no se observa una sobre-remuneración relevante. El excedente sobre el referente de arbitraje asciende a 1,49 MM CLP, esto es, un 0,45 % de la Componente 1 agregada del mes, y se concentra íntegramente en una sola ventana. Tres elementos del diseño son consistentes con esta acotación. Primero, la Energía Disponible está limitada por el mínimo de la Ecuación 3.4, que impide valorizar más energía que la almacenada en la ventana más la energía inicial, con tope en la capacidad de almacenamiento. Segundo, la valorización de la Componente 1 se realiza a costos marginales reales *ex post* y respetando la potencia máxima de la instalación, de modo que el contrafactual queda acotado por esas limitaciones técnicas, aunque sin verificar una trayectoria cronológica de estado de carga. Tercero, la compensación se determina como diferencia respecto de la operación real, con lo que toda energía efectivamente valorizada en el mercado spot se descuenta de la remuneración. El único canal por el cual puede generarse un excedente es el piso $\max\{\cdot, 0\}$, que impide compensar negativamente las ventanas en que la operación real superó al contrafactual.

Implicancia. Para el mes y el activo analizados, los resultados son consistentes con que la Resolución Exenta N°545 no sustituya una metodología deficitaria por una excedentaria: frente a una cobertura de 0,90 bajo la Metodología A, la Metodología B presenta un excedente residual inferior al 0,5 % originado en el piso de no negatividad. Que el piso sea la única fuente de excedente es una propiedad algebraica de la norma; su magnitud, en cambio, es específica del mes. Por ello conviene monitorearla en periodos con mayor proporción de ventanas superavitarias, en que su efecto acumulado podría dejar de ser marginal.

En síntesis, para El Manzano en mayo de 2026 y bajo la implementación adoptada, los resultados son consistentes con el objetivo regulatorio de la Resolución Exenta N°545: la metodología reconoce una remuneración por costo de oportunidad un 27 % superior a la de la Metodología A, y la cobertura respecto del referente común de la Metodología B pasa de 0,90 a prácticamente 1, resultado que se deriva por construcción de la formulación de la Metodología B. Además, el esquema de elegibilidad sugiere un incentivo a ofertar disponibilidad completa. Estos resultados no permiten extrapolar a otros activos o periodos. El capítulo siguiente discute las implicancias de estos hallazgos y las líneas de trabajo que abren.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Síntesis del trabajo y cumplimiento de objetivos

Esta memoria evaluó el impacto de dos metodologías de cálculo del costo de oportunidad sobre la remuneración de un sistema de almacenamiento de energía que presta servicios complementarios en el Sistema Eléctrico Nacional, tomando como caso de estudio el BESS El Manzano, primer sistema de almacenamiento del SEN en prestar Control Secundario de Frecuencia y uno de los primeros casos de aplicación efectiva de la metodología introducida por la Resolución Exenta N°545.

Los objetivos específicos planteados en el Capítulo 1 fueron abordados de manera secuencial. El Capítulo 2 caracterizó el mercado de servicios complementarios del SEN y su esquema de remuneración, identificando el costo de oportunidad como la componente que con mayor sensibilidad determina la remuneración regulada calculada ex post de un BESS prestador. El Capítulo 3 analizó en detalle las dos formulaciones bajo comparación: el procedimiento transicional del Estudio de Costos SSCC 2024–2027 (Metodología A) y la formulación específica para sistemas de almacenamiento de la Resolución Exenta N°545 (Metodología B), evidenciando sus diferencias conceptuales de base de energía, horizonte de valorización y tratamiento de la no negatividad. El Capítulo 4 definió la representación operativa del BESS, los escenarios de evaluación y los datos de entrada reales del mes de mayo de 2026, y el Capítulo 5 presentó la comparación cuantitativa de la remuneración y de las señales económicas resultantes, implementada en una planilla de cálculo trazable que reconstruye, bajo los criterios adoptados, el cálculo de la remuneración y que se documenta íntegramente en el Anexo A.

6.2. Conclusiones principales

En respuesta a la pregunta de investigación, el cambio desde el procedimiento transitorio del Estudio de Costos a la metodología de la Resolución Exenta N°545 modifica tanto el monto de la remuneración como la señal económica que recibe el sistema de almacenamiento, y lo hace en direcciones que no se deducen de una simple comparación de totales.

En cuanto al monto, para una misma operación física del BESS la metodología de la Resolución Exenta N°545 reconoce una remuneración por costo de oportunidad un 27 %

mayor que la del procedimiento transitorio: 153,13 frente a 120,18 MM CLP en el mes analizado. La diferencia no opera como un factor de escala: la Metodología A resulta superior en 14 de las 32 ventanas, y la ventaja agregada de la Metodología B se concentra en las ventanas de mayor diferencial de precios en que las reservas no acotan la Energía Disponible. Esta alternancia se explica por dos diferencias estructurales de diseño —la base de energía del contrafactual y el tratamiento de la operación real (Sección 5.4)— y muestra que la elección metodológica no es un refinamiento de cálculo, sino una decisión regulatoria cuyos efectos dependen de la interacción entre los costos marginales, la operación del BESS y las reservas adjudicadas en cada ventana.

Una consecuencia de esa diferencia de diseño es que la Metodología B vincula la compensación a la prestación efectivamente comprometida y verificada, mientras que la Metodología A no lo hace. Cuando las reservas ponderadas por desempeño y activación acotan la Energía Disponible, la compensación de la Metodología B se reduce aun en ventanas de alto diferencial de precios, como la 31; y cuando esa reserva ponderada es nula, como en las ventanas 10 y 24, la compensación también lo es. El costo de oportunidad reconocido queda así ligado al servicio prestado, y no solo a la oportunidad de arbitraje de la ventana.

En términos de señal económica, medida como cobertura respecto del referente común de la Metodología B, el ingreso combinado alcanza el 90 % del referente bajo la Metodología A —un déficit de 31,45 MM CLP en el mes— y el 100,5 % bajo la Metodología B. El primer resultado es consistente con un posible desincentivo a la prestación del servicio bajo el procedimiento transitorio; el segundo es una propiedad algebraica de la Metodología B, cuya estructura $\max\{C1_T - C2_T, 0\}$ por ventana garantiza la indiferencia respecto de un contrafactual regulatorio acotado por la Energía Disponible (Sección 5.6). En consecuencia, para el mes y el activo estudiados, el riesgo de sub-remuneración se observa con claridad bajo la Metodología A, mientras que la sobre-remuneración de la Metodología B queda acotada al 0,45 % del referente y proviene de un único canal, el piso de no negatividad, que configura una cota inferior por ventana.

Este resultado precisa en qué sentido la nueva metodología "incentiva" la participación: una indiferencia exacta corrige un desincentivo, pero no constituye por sí sola un atractivo positivo. El costo de oportunidad bien calibrado es una condición necesaria y no suficiente para la participación; el incentivo debe provenir del **valor ofertado**, única componente del valor adjudicado en que un BESS puede recuperar el desgaste por ciclado y obtener margen. La Resolución Exenta N°545 traslada así el atractivo de la participación desde el costo de oportunidad hacia la competencia en valor ofertado, de modo que la rentabilidad efectiva de un BESS prestador queda determinada por una dimensión distinta de la analizada en esta memoria.

El requisito de oferta de disponibilidad completa, por su parte, sugiere un incentivo económico relevante, verificable en este mes: en la ventana 25, su ausencia redujo la compensación de 13,98 a 4,59 MM CLP. El esquema mixto, sin embargo, no penaliza mecánicamente la oferta incompleta, pues en las ventanas 23 y 24 la reversión a la Metodología A favoreció al BESS, y el efecto neto del mes fue de −0,73 MM CLP, con una compensación reconstruida de 152,41 MM CLP.

Finalmente, desde el punto de vista metodológico, la memoria entrega una implementación trazable de ambas metodologías sobre datos reales de liquidación, documentada fórmula a fórmula en el Anexo A, que permite reproducir los resultados y aplicar el mismo procedimiento a otros meses o sistemas de almacenamiento. Los montos obtenidos son es-

pecíficos del mes y del activo analizados; lo generalizable son las propiedades que derivan de la formulación de cada metodología: la indiferencia por construcción y la cota inferior de la Metodología B, su dependencia de las reservas comprometidas y verificadas, y la sensibilidad de la Metodología A al signo del balance neto de la operación real.

6.3. Implicancias y recomendaciones regulatorias

De los resultados se desprenden tres implicancias para la discusión regulatoria. Primero, el piso $\max\{\cdot, 0\}$ está presente en ambas metodologías —explícito en la Resolución Exenta N°545 y enunciado en el numeral 10.2.5 del Estudio de Costos [2]—, y es precisamente él el que transforma la fórmula de indiferencia en una garantía de no inferioridad; su recorte por ventana en la Metodología B —1,49 MM CLP en el mes analizado— cuantifica el costo de esa garantía para la demanda que financia los servicios complementarios. Siendo además el único canal de sobre-remuneración del esquema, es el elemento cuyo seguimiento resulta prioritario en periodos con mayor proporción de ventanas superavitarias. Segundo, la estructura de mínimo con que se define la Energía Disponible acota el contrafactual por la energía almacenada y es consistente con que, en el mes analizado, la corrección del desincentivo no haya derivado en una sobrecompensación; esta lectura queda condicionada a un único mes y activo. Su revisión —y en particular la del factor medio de activación que pondera las reservas de bajada— alteraría el referente solo en aquellas ventanas en que las reservas son el término activo del mínimo, que en el mes analizado fueron menos de un tercio. Tercero, el requisito de oferta completa es consistente con un mecanismo de autoselección que alinea el acceso a la metodología específica con el compromiso de disponibilidad que el sistema requiere, con consecuencias económicas asimétricas y de magnitud relevante ventana a ventana en el mes analizado.

A partir de estas implicancias se desprenden tres recomendaciones. Primero, que el balance de servicios complementarios informe por separado el recorte del piso de no negatividad en cada ventana, de modo que su costo para la demanda pueda monitorearse en el tiempo. Segundo, que se explicite el tratamiento de las marcas *No Participó* y *No Verificable* en la determinación de la Energía Disponible, dado que en el mes analizado anularon la compensación de dos ventanas pese a existir reservas adjudicadas. Tercero, que se precise cómo se traslada la condición de oferta de disponibilidad completa, definida por día calendario, a las ventanas de valorización que abarcan horas de dos días, criterio que en este trabajo debió adoptarse por interpretación.

6.4. Limitaciones

Los resultados deben interpretarse considerando el alcance del trabajo. El análisis cubre un único mes de operación y un único activo, por lo que la magnitud de la brecha entre metodologías —aunque no su explicación estructural— es específica del periodo y del perfil de reservas adjudicadas. La operación real del BESS se valoriza mediante la Componente 2 de la Metodología B, sin incorporar la remuneración por disponibilidad de las subastas ni otros componentes del valor adjudicado, que son comunes a ambas metodologías y no alteran la comparación. El modelo omite la degradación de las celdas y los costos de ciclado, cuya inclusión reduciría el atractivo del arbitraje intensivo en ambos contrafactuales. Además, el contrafactual de cada metodología asigna la energía

según el orden de precios de la ventana, respetando la potencia máxima por bloque y el tope de capacidad, pero no verifica una trayectoria cronológica de estado de carga, por lo que el referente debe leerse como un contrafactual regulatorio y no como una operación físicamente demostrada (Sección 5.6).

Una segunda clase de limitaciones proviene de los datos y de los criterios de implementación. Los resultados dependen de los factores de desempeño y de activación publicados por el Coordinador: el factor medio de activación se toma del balance de servicios complementarios del mes, y una definición distinta modificaría la Energía Disponible en las ventanas en que las reservas son el término activo del mínimo; en particular, en las ventanas 10 y 24 la marca *No Participó* del CPF(-) y un factor medio de activación nulo del CSF(-) anulan la Energía Disponible, de modo que un tratamiento distinto de esas marcas modificaría los montos de dichas ventanas. Asimismo, la condición de oferta completa, que se verifica por día calendario, se trasladó a las ventanas de valorización —que abarcan horas de dos días— considerando no elegible toda ventana que incluya horas de un día sin oferta completa, criterio que afectó a las ventanas 23, 24 y 25. Por estas razones, los montos del esquema mixto corresponden a una reconstrucción bajo los criterios de la Sección 4.5.1 y pueden diferir de los de la liquidación oficial del mes; por ello se presentan como una estimación y no como la liquidación efectiva del Coordinador.

6.5. Trabajo futuro

Tres extensiones naturales se desprenden de esta memoria. La primera es la ampliación del horizonte temporal y del universo de activos: replicar el cálculo sobre un horizonte anual y sobre los demás sistemas de almacenamiento remunerados (Tabla 4.1) permitiría distinguir los efectos estacionales del costo marginal de los efectos estructurales de la metodología, y verificar si la alternancia de ventaja entre metodologías observada ventana a ventana es persistente. La segunda es la evaluación de un escenario de co-optimización, en que el BESS decide endógenamente su participación en energía y reservas anticipando la remuneración de cada metodología; este escenario, excluido del alcance actual, permitiría medir no solo la remuneración sino la respuesta operativa que cada metodología induce. La tercera es el análisis de sensibilidad de la compensación ante los parámetros de la Energía Disponible —factores de desempeño, factor medio de activación y volumen de reservas adjudicadas—, cuyo efecto se concentra en las ventanas en que las reservas son el término activo del mínimo; cuantificar esa elasticidad, y en particular determinar bajo qué condiciones de adjudicación las reservas pasan a gobernar el contrafactual, aportaría evidencia directa para una eventual recalibración regulatoria del mecanismo. Como paso previo a las extensiones anteriores, convendría conciliar el monto reconstruido con la liquidación oficial del mes y analizar el origen de las eventuales diferencias.

Anexo A

Planilla de Cálculo del Costo de Oportunidad

A.1. Propósito y alcance

El archivo `CO_SAE_El_Manzano_AAMM.xlsm` es la herramienta de cálculo desarrollada para determinar la remuneración por costo de oportunidad (CO) del sistema de almacenamiento de energía (SAE) El Manzano. El sufijo `AAMM` identifica el período de cálculo mediante los dos últimos dígitos del año seguidos del mes; la versión documentada en este anexo corresponde a `2605`, esto es, mayo de 2026.

El libro calcula, sobre los mismos datos de entrada, el costo de oportunidad bajo las dos metodologías descritas en el Capítulo 3 —el numeral 10.2.5 del Estudio de Costos de Servicios Complementarios 2024–2027, en adelante *Metodología A*, y la Resolución Exenta N°545, en adelante *Metodología B*— y consolida el monto del mes seleccionando, para cada ciclo (ventana de valorización), el régimen aplicable.

El cálculo reconstruye la operación real del sistema a partir de las medidas efectivamente registradas: el libro no ejecuta un despacho ni una optimización, sino que recibe la operación medida y determina sobre ella la compensación que corresponde según cada metodología.

Este anexo documenta la estructura del archivo, el origen y tratamiento de cada dato de entrada, la fórmula implementada en cada columna y el procedimiento de actualización, de modo que un tercero pueda reproducir los resultados presentados en el Capítulo 5 o aplicar el mismo procedimiento a otro SAE u otro mes de operación. La discusión sobre el diseño de las metodologías y sobre las implicancias de los criterios interpretativos adoptados se desarrolla en la Sección 4.5.1 y en el Capítulo 5; aquí solo se deja constancia de cuál es el criterio implementado en cada caso.

Convenciones

- **Resolución temporal.** Todos los cálculos se realizan en bloques de 15 minutos, lo que resulta en 96 bloques diarios y 2.976 bloques para un mes de 31 días. Es la granularidad empleada en la valorización de las transferencias económicas del mercado de corto plazo.

- **Unidades.** La energía se expresa en kWh y los costos marginales en CLP/kWh, de modo que las valorizaciones resultan directamente en pesos chilenos. La potencia máxima y la capacidad, tomadas de la hoja `Portada`, están en MW y MWh y se convierten dentro de las fórmulas mediante el factor 1000.
- **Convención de signos.** El flujo medido en el punto de conexión es positivo cuando el SAE inyecta energía a la red (descarga) y negativo cuando la retira (carga). La convención se mantiene en todas las hojas.
- **Sintaxis de las fórmulas.** Las expresiones se presentan en la sintaxis española de Excel, con punto y coma (`;`) como separador de argumentos. En instalaciones configuradas en inglés los nombres de función y el separador (`,`) difieren, aunque la lógica es idéntica. Cuando la fórmula original es extensa, se reproduce con saltos de línea y sangrías que no existen en la celda.
- **Nombres estructurados.** Cada bloque de datos está definido como tabla de Excel (*ListObject*), de modo que las fórmulas se escriben con referencias estructuradas en lugar de rangos absolutos. Las tablas se listan en la Tabla A.1.
- **Identificación de columnas.** Las columnas se identifican por su letra en la hoja. Los nombres citados entre corchetes son los encabezados literales de cada tabla.

Tabla A.1. Tablas estructuradas definidas en el libro de cálculo.

Nombre	Hoja / rango	Contenido
`Datos_BESS`	Portada, `B7:J8`	Parámetros técnicos y claves del SAE
`Medidores`	Medidores, `A4:Q2980`	Medidas cuartohorarias de flujo y estado de carga
`CMg`	CMg, `A3:I2979`	Costos marginales de la barra de inyección
`FD_CSF`	Factor Desempeño, `C8:J752`	Factores de desempeño horarios de CSF
`FD_CPF`	Factor Desempeño, `L8:U752`	Factores de desempeño horarios de CPF
`Subastas`	Subastas, `B4:O1179`	Reservas adjudicadas, FD y FMA por hora y concepto
`OfertaCompleta`	Oferta Completa, `B3:D34`	Marca diaria de oferta por disponibilidad completa
`MetA`	Metodología A, `A3:AP2979`	Cálculo bajo el Estudio de Costos
`MetB`	Metodología B, `A3:AL2979`	Datos base y reservas, nivel de bloque
`Aux_Totales_T`	Metodología B, `AN3:AV35`	Energía Disponible, nivel de ventana
`Componentes`	Metodología B, `AX3:BS2979`	Componentes 1 y 2, orden de curva descendente
`Tabla11`	Compensación real, `B2:F35`	Consolidación del monto mensual por ventana

A.2. Hojas de entrada

El libro separa en hojas distintas los datos de entrada, las tablas auxiliares y las hojas de cálculo. La Tabla A.2 resume el contenido y la procedencia de cada una.

Tabla A.2. Hojas del libro de cálculo, contenido y fuente de los datos.

Hoja	Descripción	Fuente
Portada	Datos técnicos del SAE y claves con que se lo identifica en cada archivo de entrada. Constituye el único punto de parametrización del libro.	Plataforma de Gestión de Proyectos del Coordinador (PGP) [12] para potencia y capacidad; eficiencia según [13, Tabla 5-5].
Medidores	Lectura cuartohoraria de energía de los puntos de medida asociados al SAE en la S/E Huertos Familiares, junto con el estado de carga.	Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE), procesada por el Departamento de Transferencias de Energía y SSCC en el archivo `Medidas_SAE.xlsx`.
CMg	Costos marginales cuartohorarios de la barra de inyección del SAE, en USD/MWh y CLP/kWh, con su promedio horario.	Archivo `cmgAAMM_def_15minutal.csv`, procesado mensual de los costos marginales empleados en los balances de energía; se filtra únicamente la barra del SAE.
Factor Desempeño	Factores de desempeño horarios de CSF y CPF de la unidad, con sus componentes de respuesta y disponibilidad.	Índices de desempeño de SSCC publicados por el Coordinador, filtrados por el nombre de la unidad.
Subastas	Reservas adjudicadas por hora y concepto de control, con factor de desempeño y factor medio de activación, y prorratas horarias derivadas.	Archivo `3_REMUNERACIÓN_SUBASTAS_E_ID_AAMM_Definitivo.xlsx` del balance de servicios complementarios (PLABACOM [10]).
Oferta Completa	Marca diaria de oferta por disponibilidad completa y verificación de cobertura por ventana de valorización.	Elaboración propia a partir de las ofertas registradas en PLABACOM.
Metodología A	Cálculo del monto a compensar según el numeral 10.2.5 del Estudio de Costos 2024–2027.	Elaboración propia.
Metodología B	Cálculo del monto a compensar según la Resolución Exenta N°545.	Elaboración propia.
Comp. reconstruida	Selección del régimen aplicable a cada período y monto reconstruido del mes.	Elaboración propia.

A.2.1. Hoja Portada

Concentra los parámetros que definen al SAE y las claves que permiten vincularlo con cada archivo de entrada, dado que las distintas plataformas del Coordinador lo identifican con nomenclaturas diferentes. Modificar esta hoja es suficiente para reorientar todo el libro hacia otro sistema de almacenamiento, sin alterar ninguna fórmula.

Tabla A.3. Parámetros de la tabla `Datos_BESS` (hoja `Portada`).

Campo	Valor	Uso en el cálculo
Nombre	BESS El Manzano	Identificación descriptiva.
Clave Nombre	`SAE-CRCA-PFV-MANZANO`	Enlace con `Medidores` y `Subastas`.
Pmax (MW)	60	Límite de energía por bloque en el contrafactual (Met. A) y en la asignación de Energía Disponible (Met. B).
Horas para descarga forzada	2	Parámetro descriptivo; no interviene en las fórmulas.
Capacidad (MWh)	120	Tope de capacidad en la energía de referencia y conversión del estado de carga a energía.
Barra inyección	`PVHFAMI_____033`	Filtro aplicado al archivo de costos marginales.
Eficiencia	$0,98$	Factor aplicado a la energía retirada para carga en $E_{\mathrm{alm},T}$ (columna R de `Metodología B`); valor informado en [13, Tabla 5-5].
Clave FD	`BESS PFV MANZANO`	Enlace con la hoja `Factor Desempeño`.
Clave Subastas	`SAE-CRCA-PFV-MANZANO`	Enlace con la hoja `Subastas`.

A.2.2. Hoja Medidores

Contiene una fila por bloque cuartohorario del mes. Las columnas A a H constituyen el eje temporal, `Flujo (kWh)` y `Carga (%)` son las medidas recibidas, y las columnas restantes son campos derivados que preparan el dato para ambas metodologías.

Tabla A.4. Campos de la tabla `Medidores`.

Col.	Campo	Descripción
A–D	Mes, Dia, Hora, Minutos	Descomposición de la marca temporal.
E	Hora Mes	Hora acumulada del mes, de 1 a 744.
F	Cuarto de Hora	Bloque cuartohorario acumulado, de 1 a 2.976.
G	Configuración	Clave del SAE; permite filtrar la unidad.
H	Fecha y Hora	Marca temporal en formato fecha.
I	Flujo (kWh)	Energía medida en el punto de conexión, positiva en descarga y negativa en carga.
J	Carga (%)	Estado de carga del SAE al inicio del bloque.
K	Ciclo	Índice de ventana de valorización de 24 h, empleado por la Metodología A (copia de columna L, Ventana T).
L	Ventana T	Índice de ventana de valorización de 24 h, empleado por la Metodología B.
M	Oferta Completa	Marca diaria de oferta por disponibilidad completa.
N	Flujo (+)	Componente de descarga del flujo.
O	Flujo (–)	Componente de carga del flujo.
P–Q	Flujo (+)2, Flujo (–)2	Columnas auxiliares no utilizadas por las hojas de metodología; se excluyen de esta documentación.

Separación del flujo por signo (columnas N y O). Descomponen la medida en sus componentes de descarga y carga, que ambas metodologías valorizan por separado:

```
N: =+SI(Medidores[[#Esta fila];[Flujo (kWh)]]>0;
       Medidores[[#Esta fila];[Flujo (kWh)]];0)
O: =+SI(Medidores[[#Esta fila];[Flujo (kWh)]]<0;
       Medidores[[#Esta fila];[Flujo (kWh)]];0)
```

Ventana de valorización (columna L). Construye un contador que se incrementa una vez por día, en el primer bloque de la hora 10:

```
L: =+SI(C6=C5;0;SI(C6=10;1;0))+L5
```

La columna C (*Hora*) numera las horas del día de 1 a 24, donde Hora = 1 corresponde al bloque 00:00 (en reloj de 0 a 23 horas, Hora − 1). Bajo esta convención, la hora 10 corresponde a las 09:00. La expresión suma 1 al valor de la fila anterior únicamente cuando cambia la hora y la nueva hora es la 10; en cualquier otro caso replica el valor precedente. El resultado es una partición del mes en 32 ventanas numeradas de 0 a 31, que se extienden desde las 09:00 de un día hasta las 08:45 del siguiente. La ventana 0 comprende los 36 bloques anteriores a las 09:00 del día 1 y la ventana 31 los 60 bloques posteriores a las 09:00 del día 31. La hora de inicio corresponde a la definida por el Coordinador para el período y está incorporada literalmente en la fórmula.

Ciclo (columna K). El índice de ciclo de la Metodología A se define como copia del índice de ventana de valorización, implementando la equivalencia operacional que el Coordinador aclara en la Minuta de Remuneración de SSCC [4]: ambas metodologías operan sobre la misma partición temporal de 24 horas.

```
K: =+Medidores[[#Esta fila];[Ventana T]]
```

Dentro de cada ciclo (= ventana de valorización), el SAE realiza sus ciclos físicos de carga y descarga. Esta equivalencia operacional permite contrastar los resultados período a período y consolidarlos en la hoja `Compensacion real (A + B)`.

Marca de oferta completa (columna M). Recupera, para cada bloque, la marca diaria correspondiente:

```
M: =+BUSCARX(Medidores[[#Esta fila];[Dia]];OfertaCompleta[DAY];
           OfertaCompleta[Oferta Completa];;0;1)
```

A.2.3. Hoja CMg

Contiene los costos marginales de la barra `PVHFAMI_____033`, única barra relevante para el SAE. Cada fila corresponde a un bloque cuartohorario y registra la fecha, hora y minuto (columnas A–C), la barra (columna D), el costo marginal en USD/MWh (columna E), su equivalente en CLP/kWh (columna F), el tipo de cambio empleado (columna G), el índice de bloque cuartohorario del mes (columna H) y el promedio horario del costo marginal en CLP/kWh (columna I).

Las dos columnas de precio cumplen funciones distintas y ambas son necesarias. La columna F es la que valoriza la energía: expresada en CLP/kWh, su producto con la energía en kWh entrega directamente el monto en pesos. La columna I es el insumo del ordenamiento de la Metodología B, que la Resolución Exenta N°545 exige construir sobre costos marginales reales *horarios*.

A.2.4. Hoja Factor Desempeño

Reproduce los índices de desempeño publicados por el Coordinador para el mes, filtrados por la unidad `BESS PFV MANZANO`. La hoja aloja dos tablas independientes: `FD_CSF`, con el desempeño horario de Control Secundario de Frecuencia, y `FD_CPF`, con el de Control Primario de Frecuencia.

Ambas registran, para cada hora del mes, los factores de respuesta y disponibilidad, el desempeño resultante y el factor de desempeño final que se aplica a la remuneración. En el caso del CPF la respuesta se desagrega en sentido de subida y de bajada, y se incorpora además la constancia de si la unidad cuenta con equipo registrador validado.

Ciertos registros no contienen un valor numérico, sino las marcas textuales `No Participó` o `No Verificable`, correspondientes a horas en que la unidad no fue convocada o en que la respuesta no pudo ser verificada. El factor de desempeño publicado ya incorpora el tratamiento de estos casos, por lo que la planilla emplea la columna final de cada tabla sin recalcularla.

El campo `Hora mes` permite el enlace con las hojas de cálculo:

```
=+(DIA(FD_CSF[[#Esta fila];[Fecha]])-1)*24+FD_CSF[[#Esta fila];[Hora]]+1
```

esto es, para un registro del día d y hora h (con h numerada desde cero),

$$\text{Hora mes} = 24\,(d-1) + h + 1. \tag{A.1}$$

A.2.5. Hoja Subastas

Recoge, para cada hora del mes, las reservas adjudicadas a la unidad en las subastas de servicios complementarios. Cada fila identifica el concepto (columna B, por ejemplo `CSF(-)` o `CPF(+)`), el control y el sentido (columnas C y D), la marca temporal (columnas E–J), la configuración y el propietario (columnas K y L), y los tres valores que alimentan el cálculo: la reserva adjudicada en MW (columna M), el factor de desempeño (columna N) y el factor medio de activación (columna O).

Una misma hora puede registrar adjudicaciones en más de una subcategoría. Para repartir entre ellas el costo de oportunidad de la energía, la hoja incorpora una tabla dinámica auxiliar (columnas R a T) que calcula, para cada hora del mes, la prorrata correspondiente a CPF y a CSF: si en una hora la unidad fue adjudicada en ambos controles, cada uno recibe 0,5; si lo fue en uno solo, este recibe la unidad. Estas prorratas son las que recupera la hoja de la Metodología A en sus columnas AA a AF. La Metodología B no las emplea, porque la Resolución Exenta N°545 pondera directamente por reserva y factor de desempeño de cada concepto.

A.2.6. Hoja Oferta Completa

Registra, para cada día del mes, si la unidad realizó oferta por disponibilidad completa (columna D). Esta marca determina el régimen aplicable: la Resolución Exenta N°545 dispone que su metodología rige solo para las instalaciones que presenten ofertas por disponibilidad completa para la totalidad del período subastado en, al menos, cada una de las subcategorías de servicios complementarios de subida, y que en caso contrario se apliquen las disposiciones del Estudio de Costos vigente.

La hoja incluye además una verificación de cobertura construida como tabla dinámica (columnas G y H), que cuenta para cada ventana de valorización el número de bloques cuartohorarios efectivamente marcados. La columna I consolida el resultado en un indicador binario por ventana, que es el que consume la hoja de consolidación. En el mes documentado la verificación arroja 96 bloques en las ventanas completas, 36 en la ventana 0 y 60 en la ventana 31 —consistente con su carácter parcial— y valores inferiores en las ventanas 23, 24 y 25, que quedan marcadas con indicador nulo por corresponder a los días 24 y 25, en que la unidad no ofertó por disponibilidad completa.

A.3. Flujo de cálculo

La secuencia completa es la siguiente:

1. **Parametrización.** Se cargan en `Portada` los datos técnicos del SAE y las claves de identificación.
2. **Ingesta de medidas.** Se incorporan a `Medidores` las lecturas cuartohorarias de flujo y estado de carga, y se separa el flujo en sus componentes de carga y descarga.
3. **Partición temporal.** Se construye el índice de ventana de valorización de 24 horas, que define los conjuntos sobre los que se agregan los cálculos posteriores y que ambas metodologías emplean según la implementación operacional del Coordinador.
4. **Ingesta de precios.** Se cargan en `CMg` los costos marginales cuartohorarios de la barra de inyección y su promedio horario.
5. **Ingesta de desempeño y adjudicaciones.** Se cargan los factores de desempeño horarios y las reservas adjudicadas por subasta, y se calculan las prorratas por control.
6. **Traspaso a las hojas de metodología.** Las columnas de datos base de `MetA` y `MetB` reciben las medidas y los costos marginales.
7. **Cálculo paralelo.** Cada hoja de metodología construye su contrafactual, valoriza la operación real y determina el monto a compensar por período.
8. **Selección del régimen.** La hoja `Compensacion real (A + B)` aplica el criterio de disponibilidad completa y consolida el monto mensual.

Los pasos 1 a 6 son comunes a ambas metodologías; los pasos 7 y 8 se documentan en las secciones siguientes.

A.4. Hoja Metodología A (Estudio de Costos)

Esta hoja implementa el procedimiento del numeral 10.2.5 del Estudio de Costos de Servicios Complementarios 2024–2027. Su lógica consiste en comparar, para cada ciclo (ventana de valorización) del mes, el resultado económico de la operación real del SAE—condicionada por la prestación de servicios complementarios— con el que habría obtenido una operación hipotética dedicada exclusivamente al arbitraje. La diferencia entre ambos, cuando es favorable a la operación hipotética, constituye el costo de oportunidad a compensar.

Tabla A.5. Organización por bloques de la hoja `Metodología A`.

Col.	Bloque	Función
A–K	Datos base	Eje temporal, identificación y medidas del SAE.
L–P	Filtros e índices	Marca de adjudicación, remanentes por ciclo (ventana) e índices de posición.
Q–T	Componente 2	Valorización de la operación real, con prestación de SSCC.
U–X	Curvas monótonas	Ordenamiento decreciente y creciente de los costos marginales del ciclo.
Y–Z	Contrafactual	Estimación de la operación sin SSCC.
AA–AL	Prorratas y desempeño	Factores aplicables a la operación hipotética.
AM–AP	Componente 1 y cierre	Valorización de la operación hipotética y monto a compensar.

A.4.1. Datos base (columnas A–K)

Replican el eje temporal de la hoja `Medidores` y trasladan las medidas ya separadas por signo: `Descarga kWh` (columna I) recibe la componente positiva del flujo y `Carga kWh` (columna J) la negativa, ambas en kWh. La columna K registra el estado de carga y la columna Q el costo marginal del bloque en CLP/kWh. La columna D reconstruye la hora del mes:

```
D: =+SI(C5<>C4;D4+1;D4)
```

A.4.2. Marca de adjudicación e índices (columnas L–P)

Marca de adjudicación (columna L). Determina si el bloque pertenece a una hora en que la unidad tuvo adjudicación en algún servicio complementario, en sentido de subida o de bajada:

```
L: =1*(O(CONTAR.SI.CONJUNTO(Subastas[Configuración];G5;Subastas[Mes];A5;
            Subastas[Dia];B5;Subastas[Hora_dia];C5;
            Subastas[Sub_Baj];"BAJADA");
        CONTAR.SI.CONJUNTO(Subastas[Configuración];G5;Subastas[Mes];A5;
            Subastas[Dia];B5;Subastas[Hora_dia];C5;
            Subastas[Sub_Baj];"SUBIDA")))
```

El resultado es un indicador binario $\delta_i \in \{0, 1\}$ que actúa como filtro en todas las agregaciones posteriores: solo los bloques con $\delta_i = 1$ participan en la determinación del costo de oportunidad, pues únicamente en ellos la operación estuvo condicionada por el compromiso de servicios complementarios.

Energía por remunerar (columnas M y N). Acumulan, dentro de cada ciclo (ventana de valorización) y hacia adelante en el tiempo, la energía adjudicada que resta por descargar o cargar. Para la componente de descarga:

```
M: =+SUMAR.SI.CONJUNTO(MetA[Descarga kWh];MetA[Ciclo de Carga del mes];
        MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]];MetA[Adj SSCC];1)
   -SUMAR.SI.CONJUNTO(MetA[Descarga kWh];MetA[Ciclo de Carga del mes];
        MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]];
        MetA[Bloque 15min];"<"&MetA[[#Esta fila];[Bloque 15min]];
        MetA[Adj SSCC];1)
```

Denotando por $c(i)$ el ciclo al que pertenece el bloque i y por E^d_j la energía descargada en el bloque j, la expresión equivale al remanente

$$R^d_i \;=\; \sum_{\substack{j\,:\,c(j)=c(i),\; j\geq i \\ \delta_j=1}} E^d_j, \tag{A.2}$$

esto es, la energía adjudicada del ciclo que aún no ha sido entregada al comienzo del bloque i. La columna N construye el remanente análogo para la carga, con el signo invertido para trabajar con magnitudes positivas. Estos remanentes son el insumo de la estimación contrafactual.

Índices de ciclo (columnas O y P). La columna P replica el índice definido en `Medidores`. La columna O numera correlativamente los bloques dentro de cada ciclo, reiniciando el contador cuando el ciclo cambia:

```
O: =+SI(P4=MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]];O4+1;1)
```

Esta numeración interna es la que permite, en la estimación contrafactual, asignar energía a los bloques en orden de conveniencia económica.

A.4.3. Componente 2: valorización de la operación real (columnas R–T)

Valoriza a costo marginal la energía efectivamente cargada y descargada:

```
R: =+MetA[[#Esta fila];[CMg]]*MetA[[#Esta fila];[Descarga kWh]]
S: =+MetA[[#Esta fila];[CMg]]*MetA[[#Esta fila];[Carga kWh]]
T: =+(MetA[[#Esta fila];[Valorización Descarga]]
     +MetA[[#Esta fila];[Valorización Carga]])*MetA[[#Esta fila];[Adj SSCC]]
```

Para el bloque i, con costo marginal λ_i, energía descargada E^d_i y energía cargada E^c_i (esta última de signo negativo):

$$V^{\text{real}}_i \;=\; \delta_i\,\lambda_i\left(E^d_i + E^c_i\right). \tag{A.3}$$

El factor δ_i anula la valorización en los bloques sin adjudicación, de modo que la comparación posterior se restringe a la operación efectivamente condicionada por la prestación de servicios complementarios. La expresión es un margen: la descarga aporta ingresos y la carga, al tener energía negativa, aporta un costo.

A.4.4. Curvas monótonas de costo marginal (columnas U–X)

La operación hipotética sin servicios complementarios corresponde a un despacho por arbitraje puro: el SAE descargaría en los bloques de mayor costo marginal del ciclo y cargaría en los de menor. Para representarla, la planilla construye dos ordenamientos de los costos marginales del ciclo.

Curva monótona de descarga (columna V). Ordena de mayor a menor los costos marginales de los bloques del ciclo (ventana) que tuvieron adjudicación y descarga no nula:

```
V: =+SI.ERROR(AGREGAR(14;6;MetA[CMg]/(
      (MetA[Ciclo de Carga del mes]
         =MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]])
      *(MetA[Adj SSCC]=1)*(MetA[Descarga kWh]<>0));
      CONTAR.SI($P$4:$P5;$P5));"")
```

El primer argumento de `AGREGAR` (14) invoca la función `K.ESIMO.MAYOR`; el segundo (6) omite los valores de error. La división del vector de costos marginales por el producto de condiciones lógicas genera errores en los bloques que no cumplen los criterios, de modo que quedan excluidos del ordenamiento. El último argumento, `CONTAR.SI` sobre el rango expansivo `$P$4:$P5`, entrega la posición del bloque dentro de su ciclo y recorre así el ordenamiento completo fila por fila. Denotando por $\lambda^{\downarrow}_{(k)}$ el k-ésimo mayor costo marginal del conjunto elegible del ciclo, la columna V devuelve $\lambda^{\downarrow}_{(k)}$ en el bloque que ocupa la posición k.

Curva monótona de carga (columna X). Aplica la construcción simétrica sobre los bloques con carga no nula, empleando el código 15 (`K.ESIMO.MENOR`) para obtener un ordenamiento creciente.

Bloques de referencia (columnas U y W). Recuperan el bloque cuartohorario del mes en que efectivamente ocurrió cada valor de la curva monótona. Este vínculo es necesario porque los factores de desempeño se aplican según la hora en que la energía se habría inyectado o retirado en el escenario hipotético, no según la posición que ocupa en la curva ordenada.

La columna W emplea una búsqueda directa sobre el valor de la curva:

```
W: =+SI.ERROR(SI(Y(MetA[[#Esta fila];[Curva monótona CMg Carga]]<>"";
                  MetA[[#Esta fila];[Curva monótona CMg Carga]]<>0);
     BUSCARX(MetA[[#Esta fila];[Curva monótona CMg Carga]];MetA[CMg];
            MetA[Bloque 15min];;0;1);
     MetA[[#Esta fila];[Bloque 15min]]);"")
```

La columna U resuelve el mismo problema mediante una fórmula matricial que localiza la *posición* del k-ésimo mayor valor en lugar de buscar el valor mismo:

```
U: =SI.ERROR(
    SI( CONTAR.SI($P$4:P5;$P5)
         <= CONTAR.SI.CONJUNTO($P$4:$P$2979;$P5;$L$4:$L$2979;1;
                               $I$4:$I$2979;"<>0");
       INDICE($F$4:$F$2979;
         AGREGAR(15;6;(FILA($Q$4:$Q$2979)-FILA($Q$4)+1)
           /( (($P$4:$P$2979=$P5)*($L$4:$L$2979=1)*($I$4:$I$2979<>0))
            * ( ($Q$4:$Q$2979+(3-FILA($Q$4:$Q$2979))/1000000000000)
                = AGREGAR(14;6;
                    ($Q$4:$Q$2979+(3-FILA($Q$4:$Q$2979))/1000000000000)
                    /(($P$4:$P$2979=$P5)*($L$4:$L$2979=1)
                      *($I$4:$I$2979<>0));
                    CONTAR.SI($P$4:P5;$P5)) ) );1) );
       INDICE($F$4:$F$2979;
         AGREGAR(15;6;(FILA($Q$4:$Q$2979)-FILA($Q$4)+1)
           /( ($P$4:$P$2979=$P5)
            * (1-(($L$4:$L$2979=1)*($I$4:$I$2979<>0))) );
           CONTAR.SI($P$4:P5;$P5)
           -CONTAR.SI.CONJUNTO($P$4:$P$2979;$P5;$L$4:$L$2979;1;
                               $I$4:$I$2979;"<>0"))) );"")
```

Dos elementos merecen comentario. El primero es el término $(3 - \text{FILA})/10^{12}$, una perturbación infinitesimal que desempata los bloques con costo marginal idéntico: sin ella, dos bloques del mismo ciclo con el mismo precio devolverían la misma posición y el ordenamiento dejaría de ser biyectivo. El segundo es la rama alternativa del `SI`: cuando la posición k excede el número de bloques elegibles del ciclo, la fórmula continúa enumerando sobre los bloques *no* elegibles, de modo que toda fila reciba un bloque de referencia y las columnas de factor de desempeño no propaguen errores.

A.4.5. Estimación de la operación sin SSCC (columnas Y y Z)

Las columnas `Energía descargada` y `Energía cargada` distribuyen el remanente del ciclo (ventana de valorización), definido en la Ecuación (A.2), entre los bloques del ciclo (ventana) suponiendo que el SAE opera a potencia máxima desde el bloque más conveniente hacia los siguientes. La energía máxima movilizable en un bloque cuartohorario es

$$E_{\text{máx}} \;=\; \frac{P_{\text{máx}}}{4}, \tag{A.4}$$

de modo que el número de bloques completos necesarios para agotar el remanente R^d es $n = \lfloor R^d / E_{\text{máx}} \rfloor$, quedando un bloque parcial con la fracción restante:

```
Y: =+SI(MetA[[#Esta fila];[Bloque 15 min por Ciclo]]
       <=4*(AGREGAR(14;6;MetA[Energía SSCC (-) por remunerar]
         /((MetA[Ciclo de Carga del mes]
           =MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]]));1)
         /Datos_BESS[Pmax (MW)])/1000;
      1;
      SI(Y(RESIDUO(4*AGREGAR(...)/Datos_BESS[Pmax (MW)]/1000;1)<>0;
           MetA[[#Esta fila];[Bloque 15 min por Ciclo]]
             =ENTERO(4*AGREGAR(...)/Datos_BESS[Pmax (MW)]/1000)+1);
         RESIDUO(4*AGREGAR(...)/Datos_BESS[Pmax (MW)]/1000;1);
         0))
    *Datos_BESS[Pmax (MW)]/4*1000
```

Equivalentemente, para el bloque que ocupa la posición k dentro de su ciclo:

$$\widehat{E}_k^d = \begin{cases} E_{\text{máx}}, & k \le n, \\ R^d - n\,E_{\text{máx}}, & k = n+1 \text{ y } R^d > n\,E_{\text{máx}}, \\ 0, & k > n+1. \end{cases} \tag{A.5}$$

El factor 1000 convierte la potencia de MW a kW y el factor 4 traduce potencia horaria a energía por bloque cuartohorario. La columna Z aplica la misma construcción al remanente de carga, anteponiendo un signo negativo para conservar la convención de signos.

Puesto que las posiciones k están ordenadas por conveniencia económica a través de las curvas monótonas, esta asignación reproduce el comportamiento de un operador que concentra la descarga en los bloques de mayor precio y la carga en los de menor precio del ciclo.

A.4.6. Prorratas y factores de desempeño (columnas AA–AL)

Prorratas (columnas AA–AF). Recuperan, para la hora del bloque, la fracción atribuible a cada control:

```
AA: =+SUMAR.SI(Subastas!R:R;MetA[[#Esta fila];[Hora mes]];Subastas!S:S)
AB: =+SUMAR.SI(Subastas!R:R;MetA[[#Esta fila];[Hora mes]];Subastas!T:T)
```

Las columnas AA–AC corresponden al sentido de bajada —CPF(−), CSF(−) y CTF(−)— y las columnas AD–AF al de subida, con idénticas fórmulas: la prorrata mide la participación de cada control en la hora, con independencia del sentido. Las columnas de CTF se mantienen en cero, dado que la unidad no registra adjudicaciones en Control Terciario de Frecuencia durante el período analizado; se conservan para preservar la generalidad de la estructura.

Factores de desempeño (columnas AG–AL). Recuperan el factor de desempeño de la hora en que se habría producido la inyección o el retiro en el escenario hipotético, empleando el bloque de referencia obtenido en las columnas U y W:

```
AH: =+BUSCARV(BUSCARX(MetA[[#Esta fila];[Bloque Mes Descarga]];
                      MetA[Bloque 15min];MetA[Hora mes];;0;1);
              FD_CSF[];8;FALSO)
```

La búsqueda es doble: primero se traduce el bloque de referencia a hora del mes y luego se localiza esa hora en la tabla de factores correspondiente. Las columnas de CTF (AI y AL) permanecen vacías por la misma razón que sus prorratas.

A.4.7. Componente 1: valorización sin SSCC (columnas AM–AO)

```
AM: =SI.ERROR(
     PROMEDIO.SI.CONJUNTO(MetA[Curva monótona CMg Descarga];
       MetA[Ciclo de Carga del mes];
       MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]];
```

```
      MetA[Energía descargada];"<>"&0)
    * SI(SUMA($AA5:$AC5)>0;
        SUMAPRODUCTO(MetA[[#Esta fila];[FD CPF(-)]:[FD CTF(-)]];
                     MetA[[#Esta fila];[Prorrata CPF(-)]:[Prorrata CTF(-)]]);
        1)
    * MetA[[#Esta fila];[Energía descargada]];0)
```

La expresión es un producto de tres factores:

$$I_i^d \;=\; \overline{\lambda}^{\downarrow}_{c(i)} \;\cdot\; \phi_i^- \;\cdot\; \widehat{E}_i^d, \tag{A.6}$$

donde:

- $\overline{\lambda}^{\downarrow}_{c(i)}$ es el promedio de los costos marginales de la curva monótona de descarga del ciclo, restringido a los bloques con energía contrafactual no nula. Este promedio, y no el costo marginal individual del bloque, es el precio con que se valoriza la operación hipotética, de acuerdo con el numeral 10.2.5.
- ϕ_i^- es el factor de desempeño ponderado por prorratas, $\phi_i^- = \sum_s \mathrm{FD}^-_{s,i}\,\pi^-_{s,i}$ sobre las subcategorías $s \in \{\mathrm{CPF}, \mathrm{CSF}, \mathrm{CTF}\}$. Si la hora no registra prorratas, el factor toma el valor unitario.
- $\widehat{E}_i^d$ es la energía contrafactual de la Ecuación (A.5).

La columna AN aplica la construcción simétrica sobre la curva monótona creciente, con las prorratas y factores del sentido de subida. Como $\widehat{E}_i^c$ es negativa, el resultado representa un costo. La columna AO agrega ambas:

```
AO: =+MetA[[#Esta fila];[Ingreso descarga]]+MetA[[#Esta fila];[Costo carga]]
```

$$V_i^{\mathrm{sin}} \;=\; I_i^d + I_i^c. \tag{A.7}$$

A.4.8. Monto a compensar (columna AP)

El cierre del cálculo compara ambas valorizaciones a nivel de ciclo y distribuye la diferencia uniformemente entre sus bloques:

```
AP: =+MAX((SUMAR.SI(MetA[Ciclo de Carga del mes];
                    MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]];
                    MetA[Componente 1 E de Costos])
          -SUMAR.SI(MetA[Ciclo de Carga del mes];
                    MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]];
                    MetA[Componente 2 E de Costos]))
         /CONTAR.SI(MetA[Ciclo de Carga del mes];
                    MetA[[#Esta fila];[Ciclo de Carga del mes]]);0)
```

Para un ciclo (ventana de valorización) T con N_T bloques, el monto asignado a cada uno es

$$\mathrm{CO}_T \;=\; \frac{1}{N_T}\,\max\left\{ \sum_{i\,:\,T(i)=T} V_i^{\mathrm{sin}} - \sum_{i\,:\,T(i)=T} V_i^{\mathrm{real}},\; 0 \right\}. \tag{A.8}$$

El monto mensual se obtiene sumando la columna AP sobre todos los bloques, lo que equivale a sumar $N_c \, \mathrm{CO}_c$ sobre los ciclos. El operador máx implementa la condición que el numeral 10.2.5 enuncia verbalmente (el saldo se remunera solo si es positivo) [2]; su efecto sobre el resultado se cuantifica en el Capítulo 5.

A.5. Hoja Metodología B (REX 545)

Esta hoja implementa el procedimiento de la Resolución Exenta N°545 para la determinación del costo de oportunidad de un SAE o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento. El cálculo se descompone en dos componentes: la Componente 1, que valoriza la colocación óptima de la Energía Disponible en las horas de mayor costo marginal de la ventana, y la Componente 2, que contabiliza lo efectivamente percibido en la operación real.

La hoja contiene tres tablas estructuradas con distinto nivel de agregación, descritas en la Tabla A.6. La separación es necesaria porque el procedimiento combina magnitudes definidas a nivel de bloque cuartohorario (costos marginales, inyecciones, reservas) con magnitudes definidas a nivel de ventana (Energía Disponible), y ambas deben convivir en el mismo libro sin conflictos de encabezado.

Tabla A.6. Tablas estructuradas de la hoja `Metodología B (REX 545)`.

Tabla	Rango	Nivel de agregación
`MetB`	`A3:AL2979`	Bloque cuartohorario, orden cronológico. Datos base, reservas adjudicadas, factores de desempeño y de activación.
`Aux_Totales_T`	`AN3:AV35`	Ventana de valorización. Una fila por ventana; determina la Energía Disponible.
`Componentes`	`AX3:BS2979`	Bloque cuartohorario, orden de curva descendente de CMg. Componentes 1 y 2.

Advertencia estructural. El orden de las filas de la tabla `Componentes` *es* el orden de la curva descendente: dentro de cada ventana, la fila k corresponde a la posición $t = k$. Las acumulaciones de las columnas BC, BH, BM y BN dependen de esa correspondencia mediante rangos expansivos. Reordenar o filtrar la tabla invalida el cálculo.

A.5.1. Datos base y partición en ventanas (columnas A–M)

Las columnas A–L replican el eje temporal, las medidas y la marca de adjudicación ya documentadas para la Metodología A. La columna M asigna cada bloque a su ventana de valorización, con el índice construido en `Medidores` según la Sección A.2.2.

A.5.2. Ordenamiento por curva descendente (columnas N–P)

La Resolución Exenta N°545 exige construir una curva descendente de *costos marginales reales horarios*, entendidos como el promedio de los costos marginales de los períodos

que componen cada hora, y luego abrir cada hora según la granularidad del mercado de corto plazo. La columna N contiene el costo marginal cuartohorario y la columna O su promedio horario. La columna P asigna a cada bloque la posición t que le corresponde:

```
P: =( CONTAR.SI.CONJUNTO(MetB[Ventana T];[@[Ventana T]];
                         MetB[CMg Promedio];">"&[@[CMg Promedio]])
   + CONTAR.SI.CONJUNTO(MetB[Ventana T];[@[Ventana T]];
                         MetB[CMg Promedio];[@[CMg Promedio]];
                         MetB[Hora];">"&[@Hora]) )/4+1
```

El primer término cuenta cuántos bloques de la ventana tienen un costo marginal horario estrictamente superior; el segundo desempata entre horas de idéntico costo marginal usando la hora cronológica, de modo que el ordenamiento sea determinista. La división por cuatro convierte el conteo de bloques en un conteo de horas, y la unidad final desplaza el índice para que la hora de mayor costo marginal reciba $t = 1$.

A.5.3. Energía inicial y energía almacenada (columnas Q y R)

```
Q: =MetB[[#Esta fila];[SoC %]]*Datos_BESS[Capacidad (MWh)]*1000
R: =-SUMAR.SI(MetB[Ventana T];MetB[[#Esta fila];[Ventana T]];
            MetB[Carga kWh])*Datos_BESS[Eficiencia]
```

La columna Q traduce el estado de carga medido a energía almacenada en kWh. La columna R agrega la energía retirada para almacenamiento dentro de la ventana; el signo negativo compensa la convención de la columna J y el factor de eficiencia η representa las pérdidas del proceso de almacenamiento que la Resolución Exenta N°545 exige considerar. Ambas columnas se calculan en todos los bloques, pero solo se utiliza el valor correspondiente al primer bloque de cada ventana, seleccionado en `Aux_Totales_T`.

A.5.4. Reservas, factores de desempeño y de activación (columnas S–AL)

Las columnas S–X recuperan de la tabla `Subastas` la reserva adjudicada en cada hora para los seis conceptos considerados: CPF, CSF y CTF, en sus variantes de bajada y de subida. Las columnas Y–AD y AE–AJ hacen lo propio con los factores de desempeño y los factores medios de activación. La estructura de las fórmulas es idéntica en los tres bloques; a modo de ejemplo:

```
T: =+SUMAR.SI.CONJUNTO(Subastas[Reserva MW];
                       Subastas[Hora_mes];[@[Hora mes]];
                       Subastas[Concepto];"CSF(-)")
Z: =+SUMAR.SI.CONJUNTO(Subastas[FD];
                       Subastas[Hora_mes];[@[Hora mes]];
                       Subastas[Concepto];"CSF(-)")
AF: =+SUMAR.SI.CONJUNTO(Subastas[FMA];
                       Subastas[Hora_mes];[@[Hora mes]];
                       Subastas[Concepto];"CSF(-)")
```

Los factores medios de activación de subida (columnas AH–AJ) se fijan en la unidad. Esta convención no constituye un supuesto físico sobre el comportamiento del SAE, sino una neutralización matemática: la Resolución Exenta N°545 pondera la reserva de bajada por su activación efectiva —es la reserva de sobrefrecuencia *activada* la que consume

capacidad de almacenamiento— mientras que la reserva de subida entra sin ese factor. Fijar $FMA^{(+)} = 1$ permite escribir ambas ramas con una sola expresión de producto escalar.

La columna AK agrega la energía asociada a reservas del bloque:

```
AK: =+SUMAPRODUCTO(MetB[[#Esta fila];[CPF(-)]:[CTF(+)]];
                   MetB[[#Esta fila];[FD CPF(-)]:[FD CTF(+)]];
                   MetB[[#Esta fila];[FMA CPF(-)]:[FMA CTF(+)]])/4*1000
```

La división por cuatro convierte potencia en energía del bloque cuartohorario y el factor mil expresa el resultado en kWh. La columna AL replica la operación restringida a los tres conceptos de subida y se emplea exclusivamente en el procedimiento del numeral 3 de la Componente 2.

A.5.5. Energía Disponible (tabla Aux_Totales_T)

Esta tabla contiene una fila por ventana de valorización, indexada por la columna AN. Las columnas AP y AQ recuperan la energía inicial y la energía almacenada de la ventana mediante la selección de su primer bloque:

```
AP: =SI.ERROR(INDICE(MetB[EiniT];
      AGREGAR(15;6;(FILA(MetB[EiniT])-FILA($Q$4)+1)
             /((MetB[Ventana T]=AN5));1));"")
```

La columna AR agrega la energía asociada a reservas de toda la ventana y la columna AS determina la Energía Disponible:

```
AR: =+SUMAR.SI(MetB[Ventana T];AN5;MetB[SUMA Reservas*FMA*FD])
AS: =MIN( MAX( MIN(AP5+AQ5; Datos_BESS[Capacidad (MWh)]*1000); AQ5); AR5)*AO5
```

La estructura anidada traduce la definición de $E_{\text{inicial},T}$ de la Resolución Exenta N°545, según la cual dicha energía *deberá adicionarse, total o parcialmente* a la energía almacenada *siempre que la suma de ambas no supere la capacidad de almacenamiento*: el tope de capacidad restringe la adición de $E_{\text{inicial},T}$ y no la energía almacenada, que es un dato de operación real. Algebraicamente:

$$E_{\text{ref},T} = E_{\text{alm},T} + \min\{E_{\text{ini},T};\ \text{Cap} - E_{\text{alm},T}\} \equiv \max\{\, E_{\text{alm},T}\,;\, \min\{E_{\text{alm},T} + E_{\text{ini},T};\ \text{Cap}\}\,\} \quad \text{(A.9)}$$

$$\text{EDisp}_T = \min\left\{ E_{\text{ref},T}\ ;\ \sum_h \sum_{sc} R_{h,sc}\, FD_{h,sc}\, FMA_{h,sc} \right\} \cdot \mathbb{1}[\text{oferta completa}] \quad \text{(A.10)}$$

El indicador $\mathbb{1}$[oferta completa] de la Ecuación (A.10) corresponde a la columna AO, *Oferta Completa caso solo REX 545*. Es importante distinguirlo del indicador de oferta completa *observada* que se emplea en la consolidación del esquema mixto (Capítulo 5):

- El indicador **contrafactual** $\mathbb{1}_{\mathrm{OC}}^{B2}$, usado en esta ecuación, se fija en 1 para las 32 ventanas del mes. Corresponde al escenario hipotético en que la instalación oferta disponibilidad completa durante todo el periodo, y su único propósito es aislar el efecto de la metodología de remuneración, manteniendo constante la condición de elegibilidad.
- El indicador **observado** $\mathbb{1}_{\mathrm{OC}}^{\mathrm{obs}}$, que no interviene en el cálculo de esta sección, refleja si el BESS efectivamente ofertó disponibilidad completa en las subcategorías de subida para las 24 horas del día. Este es el indicador que determina, ventana a ventana, la metodología aplicable en el esquema mixto de la Sección 5.5.

El operador máx en la Ecuación (A.9) opera cuando la energía almacenada dentro de la ventana excede por sí sola la capacidad nominal de la instalación, situación que se presenta en seis de las 32 ventanas del mes documentado. Ello ocurre porque $E_{\mathrm{alm},T}$ representa la energía total cargada en la ventana, que puede incluir más de un ciclo. En consecuencia, la Energía Disponible y la asignación descendente por precio (columna BC) aseguran el cumplimiento de la potencia máxima por bloque y del tope de capacidad en la energía de referencia, pero no verifican una trayectoria cronológica de estado de carga; el contrafactual resultante se interpreta como un contrafactual regulatorio, no como una operación físicamente demostrada.

Las columnas restantes de la tabla cumplen funciones de verificación y de apoyo al numeral 3, y se documentan en las Secciones A.5.8 y A.7.

A.5.6. Componente 1: valorización de la Energía Disponible (columnas AX–BD)

La tabla `Componentes` reordena los bloques según la curva descendente. La columna AX numera correlativamente las posiciones dentro de cada ventana y la columna AY recupera el minuto, de modo que el par (orden, minuto) identifica unívocamente una posición t. Las columnas AZ y BA recuperan el costo marginal horario y cuartohorario asociados a esa posición, y la columna BB ordena descendentemente los cuatro bloques cuartohorarios de cada hora de la curva. Para identificarlos, la fórmula selecciona las filas que comparten la misma ventana T y la misma posición horaria en la curva (columna AX), y no el valor del costo marginal horario, de modo que dos horas con igual promedio no se mezclen:

```
BB: =SI.ERROR(K.ESIMO.MAYOR(
     SI( (Componentes[Ventana T]=[@[Ventana T]])
        *(Componentes[Orden por Ventana T y bloque 15min]
            =[@[Orden por Ventana T y bloque 15min]]);
         Componentes[Curva CMg descendente 15min]);
     [@[Minuto 15 min]]/15+1);"")
```

El producto de las dos condiciones lógicas restringe el conjunto a los cuatro bloques de la hora en la posición correspondiente de la ventana; `K.ESIMO.MAYOR` los ordena de mayor a menor, y el índice minuto/15 + 1 (1 a 4) asigna a cada fila el bloque que le corresponde dentro de esa hora.

La columna BF recupera la inyección física realizada en la posición t y la columna BC asigna secuencialmente la Energía Disponible:

```
BC: =SI.ERROR(
     MAX(0;
       MIN( MAX(0; Datos_BESS[Pmax (MW)]*1000/4
                  - [@[Inyección en el periodo t (CMg Descendente)]]);
            INDICE(Aux_Totales_T[Edisp_T];
              COINCIDIR(1;1*(Aux_Totales_T[Ventana T]
                            =MetB[[#Esta fila];[Ventana T]]);0))
            - SI(FILA()=4;0;
                SUMAR.SI.CONJUNTO($BC$4:INDICE($BC:$BC;FILA()-1);
                                  $BE$4:INDICE($BE:$BE;FILA()-1);
                                  [@[Ventana T]])) ));"")
```

El primer argumento del `MIN` implementa la restricción de limitaciones técnicas del numeral 4: en cada posición t solo puede asignarse la diferencia entre la energía máxima del bloque, $P_{\text{máx}}/4$, y la inyección ya realizada. El segundo argumento es el remanente de Energía Disponible aún no asignado, obtenido restando lo acumulado en las posiciones anteriores mediante un rango expansivo. La Componente 1 del bloque resulta del producto entre la energía asignada y el costo marginal de su posición:

```
BD: =+[@[Curva Cmg Descendente]]*[@[Edisp_Asig]]
```

A.5.7. Componente 2: contabilización de la operación real (columnas BF–BJ)

La Componente 2 contabiliza, recorriendo la curva desde $t = n$ hacia $t = 1$, la suma de las inyecciones físicas y de la Energía Disponible asignada, hasta alcanzar la Energía Disponible de la ventana. La columna BG construye la magnitud que la norma denomina energía total y la columna BH acumula lo ya contabilizado en las posiciones *posteriores* de la curva:

```
BG: =+[@[Edisp_Asig]]+[@[Inyección en el periodo t (CMg Descendente)]]
BH: =+SUMAR.SI.CONJUNTO($BI6:$BI$2980;$BE6:$BE$2980;[@[Ventana T]])
```

La columna BI determina la contabilización de cada posición, acotada por la energía total del bloque y por el remanente pendiente:

```
BI: =SI([@[Inyección en el periodo t (CMg Descendente)]]=0;0;
     MAX(0;
       MIN( [@[Energia Total (Edisp_Asig + Inyección)]];
            BUSCARX([@[Ventana T]];Aux_Totales_T[Ventana T];
                   Aux_Totales_T[Edisp_T];;0;1)
            - [@[Energía ya Asignada]]
            - SUMAR.SI.CONJUNTO(Componentes[SSCC ultima hora];
                                Componentes[Ventana T];[@[Ventana T]]) )))
```

La condición inicial excluye de la contabilización las posiciones sin inyección física; el fundamento de este criterio se presenta en la Sección 4.5.1 del Capítulo 4. El tercer término del sustraendo corresponde al descuento exigido por el literal a) del numeral 3. La columna BJ identifica la energía asociada al servicio complementario prestado en la última hora de la ventana:

```
BJ: =SI(MetB[[#Esta fila];[Hora mes]]
```

```
       =MAX.SI.CONJUNTO(MetB[Hora mes];MetB[Ventana T];[@[Ventana T]]);
       MetB[[#Esta fila];[Reservas subida kWh]];0)
```

Se emplea la reserva de subida y no la totalidad de la reserva adjudicada, por cuanto el literal a) se refiere a la energía que ocasiona la *pérdida de oportunidad de la venta de energía* en el mercado de corto plazo, condición que solo satisface la reserva que obliga a mantener energía almacenada disponible para inyectar.

A.5.8. Numeral 3: arrastre de la energía de la última hora (columnas BK–BQ)

El numeral 3 de la Componente 2 regula el caso en que la instalación presta un servicio complementario en la última hora de la ventana. El literal a) ordena descontar esa energía de la contabilización de la Componente 2 de la ventana T; el literal b) permite recuperarla en la ventana $T+1$, siempre que la suma de $E_{\mathrm{alm},T+1}$ y $E_{\mathrm{ini},T+1}$, descontada dicha energía, alcance o supere la capacidad de almacenamiento, contabilizando las inyecciones reales de forma cronológica hasta completar la energía o hasta el primer retiro.

La columna AU de `Aux_Totales_T` agrega el margen pendiente de cada ventana y la columna AV evalúa la condición del literal b):

```
AU: =+SUMAR.SI(Componentes[Ventana T];AN5;Componentes[SSCC ultima hora])
AV: =--Y( SUMAR.SI.CONJUNTO(Aux_Totales_T[Margen ultima hora];
                            Aux_Totales_T[Ventana T];[@[Ventana T]]-1)>0;
         [@EiniT]+[@EalmT]
         - SUMAR.SI.CONJUNTO(Aux_Totales_T[Margen ultima hora];
                             Aux_Totales_T[Ventana T];[@[Ventana T]]-1)
         >= Datos_BESS[Capacidad (MWh)]*1000)
```

El criterio normativo está redactado en términos de $T+1$ y se evalúa, en consecuencia, en la fila de la ventana receptora del arrastre. La columna BL fija el objetivo de energía a arrastrar como producto del margen de la ventana anterior por el indicador de la ventana actual. Las columnas BM–BO implementan la contabilización cronológica:

```
BM: =SI(FILA()=4;0;
       SUMAPRODUCTO(($BE4:BE$4=[@[Ventana T]])*($BK4:BK$4<0)))
BN: =SI(FILA()=4;0;SUMAR.SI.CONJUNTO($BO4:BO$4;$BE4:BE$4;[@[Ventana T]]))
BO: =SI(O([@[Retiros previos en T]]>0;
         [@[Inyección orden cronologico (Descarga+Carga)]]<=0);
       0;
       MIN([@[Inyección orden cronologico (Descarga+Carga)]];
           MAX(0;[@[Energía última hora arrastrada objetivo]]
                 -[@[Arrastrada acumulada]])))
```

La columna BM cuenta los bloques anteriores de la misma ventana en que el flujo neto fue negativo, y la columna BO acumula inyección hasta completar el objetivo, deteniéndose ante el primer retiro. El tope por bloque es la inyección efectivamente realizada, dando cumplimiento literal a la expresión *se contabilizarán las inyecciones realizadas en la operación real*. La valorización se incorpora a la Componente 2 de la ventana receptora:

```
BP: =+[@[Energía arrastrada]]*MetB[[#Esta fila];[CMg]]
BR: =+[@[Asignación Edisponible]]*[@[Curva Cmg Descendente]]
     +[@[C2 arrastre valorizado]]
```

A.5.9. Monto a compensar (columna BS)

```
BS: =SI.ERROR(
     MAX( SUMAR.SI(Componentes[Ventana T];[@[Ventana T]];
                   Componentes[Total C1_545])
         -SUMAR.SI(Componentes[Ventana T];[@[Ventana T]];
                   Componentes[Total C2_545]) ;0)
     * MetB[[#Esta fila];[SUMA Reservas*FMA*FD]]
     / SUMAR.SI(MetB[Ventana T];[@[Ventana T]];
                MetB[SUMA Reservas*FMA*FD]);
   0)
```

La fórmula implementa la definición de la REX 545 en sus dos pasos. Primero, la remuneración se determina a nivel de ventana de valorización, agregando las componentes antes de aplicar el operador de no negatividad:

$$\mathrm{RCO}_T = \max\{\mathrm{C1}_T - \mathrm{C2}_T;\ 0\}\,. \tag{A.11}$$

Segundo, el resultado de la ventana se distribuye entre los períodos de cálculo del costo marginal real a prorrata de las reservas consideradas en la determinación de la Energía Disponible$_T$, ponderadas por sus factores de desempeño y de activación:

$$\mathrm{RCO}_{T,i} = \mathrm{RCO}_T \cdot \frac{\sum_{sc} R_{i,sc}\, FD_{i,sc}\, FMA_{i,sc}}{\sum_{j\in T}\sum_{sc} R_{j,sc}\, FD_{j,sc}\, FMA_{j,sc}}. \tag{A.12}$$

El cociente de la fórmula corresponde exactamente a esta prorrata, con la columna AK como numerador y su suma por ventana como denominador; el `SI.ERROR` anula el resultado en las ventanas sin reservas, en que el denominador es nulo. La suma de la columna BS sobre los bloques de una ventana reproduce RCO_T, y es la magnitud que agrega la hoja de consolidación.

A.6. Hoja Comp. reconstruida (A + B)

El monto que entrega corresponde a la compensación reconstruida analizada en el Capítulo 5. Esta hoja resuelve cuál de las dos metodologías rige en cada período y consolida el monto mensual, aplicando el criterio de aplicabilidad de la Resolución Exenta N°545 descrito en la Sección A.2.6:

```
D: =+SI(C3=0;SUMAR.SI(MetA[Ciclo de Carga del mes];
                   'Compensacion real (A + B)'!B3;
                   MetA[Monto a compensar]);0)
E: =+SI(C3=1;SUMAR.SI(Componentes[Ventana T];
                   'Compensacion real (A + B)'!B3;
                   Componentes[Monto a Compensar]);0)
F: =+D3+E3
```

La columna B recorre los 32 índices de ventana, la columna C recupera el indicador de disponibilidad completa y las columnas D y E agregan el monto de la metodología que corresponda, siendo mutuamente excluyentes por construcción. La fila de totales de la tabla agrega cada columna mediante `SUBTOTALES(109; )`, entregando el aporte mensual de cada metodología y el monto a compensar del mes. Es esta hoja, y no el total de ninguna de las dos hojas de metodología, la que entrega la remuneración reconstruida del mes.

La identidad entre el índice de ciclo de la Metodología A y el índice de ventana de la Metodología B, establecida en la hoja `Medidores`, es la condición que hace posible esta consolidación.

A.7. Verificaciones incorporadas

El libro incluye las siguientes comprobaciones, que deben ejecutarse tras cada actualización de datos:

- **Cierre de la Energía Disponible.** La columna AT de `Aux_Totales_T` contrasta la Energía Disponible de cada ventana con la suma de la energía asignada en la tabla `Componentes`:

```
AT: =+SUMAR.SI.CONJUNTO(Componentes[Edisp_Asig];
                        Componentes[Ventana T];AN5)-AS5
```

  Debe entregar cero en todas las ventanas; en la versión documentada así ocurre en las 32.

- **Residuo del arrastre.** La columna BQ reporta la diferencia entre la energía arrastrada y el objetivo del literal b). Un valor negativo indica interrupción por primer retiro y es un resultado válido; un valor positivo indicaría sobreasignación y sí constituiría un error.

- **Cobertura temporal.** La verificación de la hoja `Oferta Completa` debe entregar 96 bloques en todas las ventanas completas. Cualquier desviación indica pérdida de medidas o error en el índice de ventana.

- **Balance energético.** La suma de las columnas `Flujo (+)` y `Flujo (--)` debe coincidir con la suma de `Flujo (kWh)`, y los totales trasladados a las hojas de metodología deben reproducir los de `Medidores`.

- **Consistencia de precios.** El promedio de los cuatro bloques de una hora en la columna `CMg[CLP/KWh]` debe coincidir con el valor de la columna de promedio horario, que es el insumo de la curva descendente.

- **Coherencia energética de la ventana.** Corresponde verificar si $E_{\mathrm{alm},T}$ excede la capacidad nominal, lo que implica más de un ciclo de almacenamiento dentro de la ventana y debe contrastarse con la operación esperada de la instalación y con el alcance del punto de medida empleado. Esta verificación cronológica no se incorpora en el cálculo del mes documentado.

A.8. Notas de uso y actualización

Procedimiento para calcular otro mes

1. Actualizar el campo de período y, si corresponde, los parámetros técnicos de la hoja `Portada`.

2. Reemplazar el contenido de las hojas `Medidores`, `CMg`, `Factor Desempeño`, `Subastas` y `Oferta Completa` con los archivos del nuevo mes, ajustando el número de filas de cada tabla al número de días.

3. Verificar la hora de inicio de ventana definida por el Coordinador para el mes y ajustar, si cambió, la constante de la fórmula de la columna L de `Medidores`.

4. Reejecutar la macro de traspaso hacia las hojas de metodología. Las columnas de datos base de `MetA` y `MetB` —medidas de energía, estado de carga, costo marginal, índice de ventana— contienen valores pegados y no fórmulas de enlace: modificar únicamente las hojas de entrada no propaga el cambio.

5. Actualizar las tablas dinámicas de las hojas `Subastas` y `Oferta Completa`, y el indicador de la columna I de esta última.

6. Ejecutar las verificaciones de la Sección A.7.

Consideraciones de edición

- **Estructura compartida.** Las hojas de ambas metodologías comparten idéntica estructura hasta la columna L, lo que permite contrastar directamente los resultados intermedios y aislar el origen de las diferencias.

- **Fórmulas matriciales.** En la Metodología A están implementadas como matriciales las columnas U, V, W, X, Y y Z; en la Metodología B, las columnas Q, R, AP, AQ, AS, AV, BB, BC y BM. Su edición requiere confirmar la entrada con `Ctrl+Shift+Enter` en versiones de Excel anteriores a las que incorporan matrices dinámicas.

- **Referencias expansivas y dependencia direccional.** Las curvas monótonas de la Metodología A y los acumuladores BC, BH, BM y BN de la Metodología B emplean rangos cuyo extremo se desplaza al copiar la fórmula. La columna BH suma valores de la columna BI en filas posteriores mientras BI depende de BH en la propia fila: la dependencia es triangular y no constituye una referencia circular, pero impide reordenar la tabla `Componentes`. El libro debe mantenerse ordenado según lo indicado en cada hoja.

- **Formato de celdas.** Si una fórmula se muestra como texto literal, la causa habitual es que la celda tenga formato de Texto. Corresponde aplicar formato General o Número y reingresar la expresión.

Bibliografía

[1] Comisión Nacional de Energía. *Resolución Exenta N°189, que modifica y reemplaza Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos*. Santiago, 23 de abril de 2024. URL: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/08/OP00904-24.pdf.

[2] Coordinador Eléctrico Nacional. *Estudio de Costos de Servicios Complementarios 2024-2027, Informe Definitivo*. Coordinador Eléctrico Nacional. Versión final emitida el 26 de septiembre de 2024. URL: https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/estudio-de-costos-de-sscc/estudio-de-costos-sscc-2024/.

[3] Comisión Nacional de Energía. *Resolución Exenta N°545, que modifica y reemplaza Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos*. Santiago, 4 de septiembre de 2025. URL: https://www.cne.cl/archivos_bajar/REX%20545-2025.PDF.

[4] Coordinador Eléctrico Nacional. *Minuta Remuneración de SSCC, Rev. 13.5*. Documento incluido en el Balance de SSCC de mayo de 2026, descargado desde PLABACOM (acceso restringido a empresas coordinadas). Sección 4.3.2. Consultado el 1 de julio de 2026. Mayo de 2026. URL: https://plabacom.coordinador.cl/pages/report/downloads/list.

[5] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. *Decreto con Fuerza de Ley N° 4, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos*. https://bcn.cl/2f7ao. Publicado en el Diario Oficial el 5 de febrero de 2007. Última modificación por Ley N° 21.804, D.O. 13.02.2026.

[6] Ministerio de Energía. *Decreto N° 113, que aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos*. https://bcn.cl/3lihh. Promulgado el 28 de noviembre de 2017. Publicado en el Diario Oficial el 27 de marzo de 2019.

[7] Comisión Nacional de Energía. *Norma Técnica de Servicios Complementarios*. Santiago, enero de 2026. URL: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/02/2026.01.28_NTSSCC_RES45.pdf.

[8] Comisión Nacional de Energía. *Modificación Informe de Definición de Servicios Complementarios: Presentación Webinar SSCC*. Presentación en webinar público,

Comisión Nacional de Energía. Mayo de 2025. URL: https://www.youtube.com/watch?v=CYLciWC-dHA.

[9] Coordinador Eléctrico Nacional. *Índices de Desempeño y Disponibilidad de Servicios Complementarios*. Datos mensuales en línea. 2025. URL: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/indices-de-desempeno-y-disponibilidad-de-servicios-complementarios/.

[10] Coordinador Eléctrico Nacional. *Plataforma de Balance Comercial (PLABACOM), sección Reportes de Balances*. Plataforma en línea. Consultado el 1 de julio de 2026. 2026. URL: https://plabacom.coordinador.cl/pages/report/downloads/list.

[11] Enel Chile. *Enel Chile inicia la operación comercial de su primer sistema BESS en la Región Metropolitana*. Comunicado de prensa. Oct. de 2024. URL: https://www.enel.cl/es/conoce-enel/prensa/press-enel-green-power-chile/d202410-Enel-Chile-inicia-la-operacion-comercial-de-su-primer-sistema-BESS-en-la-Region-Metropolitana.html.

[12] Coordinador Eléctrico Nacional. *BESS Parque Fotovoltaico El Manzano*. Plataforma de Gestión de Proyectos (PGP). https://pgp.coordinador.cl/irequests/64e696ab36d9ef231be9ab59. NUP 3325. Capacidad instalada: 60 MW / 120 MWh (2 horas de duración). Solicitante: Enel Green Power Chile S.A. Fecha de consulta: julio de 2026. Coordinador Eléctrico Nacional, 2024.

[13] I-SEP Ingenieros SpA. *Estudios eléctricos para procesos de conexión a red de NUP 3325 – BESS El Manzano: Informe de Potencia Máxima en unidades generadoras*. Informe técnico 23093-00-ES-IT-009, Rev. 1. Preparado para Enel Green Power Chile S.A. Disponible en la Plataforma de Gestión de Proyectos (PGP) del Coordinador Eléctrico Nacional, proyecto NUP 3325. Consultado el 14 de septiembre de 2026. I-SEP Ingenieros SpA, sep. de 2024. URL: https://pgp.coordinador.cl/irequests/64e696ab36d9ef231be9ab59.

[14] Coordinador Eléctrico Nacional. *Índices de Desempeño y Disponibilidad de Servicios Complementarios, mayo de 2026 (versión 2)*. Datos mensuales en línea. Consultado el 1 de julio de 2026. Jun. de 2026. URL: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/indices-de-desempeno-y-disponibilidad-de-servicios-complementarios/2026-indices-de-desempeno-y-disponibilidad-de-servicios-complementarios/mayo-2026/version-2-mayo-2026/.