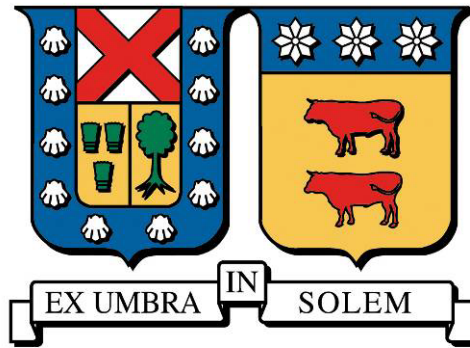




**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“Evaluación Regulatoria y Económica del
mercado de Servicios Complementarios en Chile
y su impacto en la viabilidad de proyectos de
almacenamiento”**

Javier Rivas Bedregal

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: Evaluación Regulatoria y Económica del Mercado de Servicios Complementarios en Chile y su Impacto en la Viabilidad de Proyectos de Almacenamiento

Nombre del candidato(a): Javier Esteban Rivas Bedregal

Carrera / Grado: Magíster en Economía Energética

Campus: Vitacura Departamento: Ingeniería Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Marco Antonio Mancilla, 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)

X 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

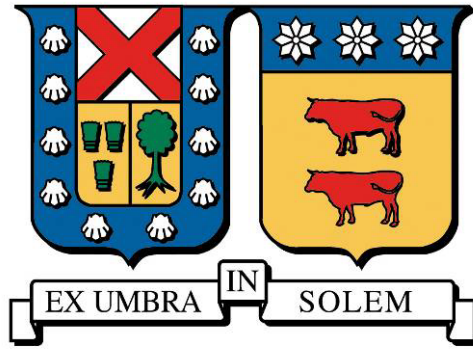
Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 07/10/2026 Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 07/10/2026 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 TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“Evaluación Regulatoria y Económica del mercado
de Servicios Complementarios en Chile y su
impacto en la viabilidad de proyectos de
almacenamiento”**

Tesina de grado presentada por

Javier Rivas Bedregal

como requisito parcial para optar al grado de

Magíster en Economía Energética

Profesor Guía
Marco Macilla

Profesor Correferente
Elio Cuneo

Profesor Correferente externo
Andrés Alonso

Julio 2026

TITULO DE LA TESINA:

Evaluación Regulatoria y Económica del mercado de Servicios Complementarios en Chile y su impacto en la viabilidad de proyectos de almacenamiento

AUTOR:

Javier Rivas Bedregal

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

Nombre Profesor GuíaMarco Mancilla.....

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

Nombre Profesor Correferente Externo.....Andrés Alonso.....

Julio de 2026, Santiago, Chile.

ÍNDICE

ÍNDICE	4
RESUMEN	7
ABSTRACT	8
1. Introducción	9
2. Objetivos	12
2.1 Objetivo General	12
2.2 Objetivos Específicos.....	12
3. Metodología de trabajo	12
4. Estado del arte.....	13
4.1 ¿Qué son los Servicios Complementarios?	13
4.1.1 Categorías de prestación de los Servicios Complementarios	14
4.2 Evolución Regulatoria de Servicios Complementarios.....	16
4.2.1 Aplicación del régimen de Servicios Complementarios en Chile previo al 2020.....	16
4.2.2 Ley 19.940 o ley corta 1	16
4.2.3 Decreto Supremo 130.....	17
4.2.4 Análisis del régimen previo al 2020	18
4.2.5 Nuevo régimen de Servicios Complementarios	18
5. Experiencia internacional en Servicios Complementarios.....	20
5.1.1 Servicios Complementarios	21
5.1.2 Operación del mercado de servicios complementarios.....	23
5.2 Australia	24
5.2.1 Servicios Complementarios	26
5.2.2 Operación del mercado de servicios complementarios.....	28
5.3 España.....	28
5.3.1 Servicios Complementarios	29
5.3.2 Operación del Mercado de Servicios Complementarios	31

5.4 Estados Unidos PJM.....	32
5.4.1 Servicios Complementarios	33
5.4.2 Operación del mercado de servicios complementarios.....	34
5.5 Estados Unidos CAISO.....	35
5.5.1 Servicios Complementarios	36
5.5.2 Operación del mercado de Servicios Complementarios	37
5.6 Comparación internacional	38
6. Evaluación Económica.....	39
6.1 Descripción del Proyecto	39
6.1.1 Degradación de la Batería	40
6.1.2 Eficiencia Round-Trip (RTE)	42
6.1.3 Vida útil y horizonte de evaluación.....	42
6.1.4 Factor de indisponibilidad (IFOR) y Potencia de Suficiencia.....	43
6.1.5 Estructura de Costos.....	43
6.1.6 Estructura de Ingresos	46
6.1.7 Proyección de Costos Marginales.....	56
6.2 Resultados Económicos	58
6.2.1 Sensibilidad N°1.....	59
6.2.2 Sensibilidad N°2.....	65
6.3 Análisis de resultados	71
6.3.1 Análisis sensibilidad N°1	71
6.3.2 Análisis de sensibilidad N°2.....	73
6.3.3 Análisis de variables críticas	74
6.4 Grid Forming en Chile.....	76
7. Recomendaciones Regulatorias	78
7.1 Esquema de Remuneración por Desempeño (Pay-for-Performance).....	78
7.1.1 Diagnóstico	78
7.1.2 Referente internacional	79
7.1.3 Propuesta.....	79

7.2 Mayor Granularidad de Productos de Control de Frecuencia	79
7.2.1 Diagnóstico	79
7.2.2 Referente internacional	79
7.2.3 Propuesta.....	80
7.3 Contratos de Largo Plazo para Servicios Complementarios.....	80
7.3.1 Diagnóstico	80
7.3.2 Referencia internacional	80
7.3.3 Propuesta.....	80
7.4 Reconocimiento Económico del Grid Forming como Servicio Diferenciado .	81
7.4.1 Diagnóstico	81
7.4.2 Referencia internacional	81
7.4.3 Propuesta.....	81
8. Conclusiones	82
9. Referencias.....	87
10.ANEXO	90

RESUMEN

La creciente penetración de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile ha incrementado los desafíos operacionales derivados de su variabilidad e intermitencia, elevando la necesidad de Servicios Complementarios (SSCC), especialmente el control de frecuencia. En este contexto, los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) surgen como alternativa competitiva por sus tiempos de respuesta inferiores al segundo, su flexibilidad bidireccional y su capacidad de arbitraje. Desde enero de 2020, Chile opera un mercado de SSCC basado en competencia bajo el Decreto Supremo N°113, mientras que la Ley 21.505 y el Decreto Supremo N°70 han habilitado la participación de los SAE con reconocimiento de potencia de suficiencia.

El objetivo general de esta tesina es evaluar la efectividad de los mecanismos de remuneración de SSCC en Chile, identificando oportunidades de mejora regulatoria y analizando la viabilidad económica de proyectos de almacenamiento bajo la normativa vigente. La metodología combina un enfoque cualitativo que es de revisión del marco normativo chileno y comparación internacional con Perú, Australia, España, PJM y CAISO, y un enfoque cuantitativo mediante un modelo de flujo de caja para un proyecto Stand-Alone de 125 MW / 500 MWh, con ingresos por arbitraje, potencia de suficiencia y Control Secundario de Frecuencia, evaluado bajo dos sensibilidades y cinco escenarios hidrológicos para el horizonte 2027–2042.

El análisis regulatorio evidencia que el tránsito desde un régimen de prestación obligatoria hacia un esquema competitivo constituyó un cambio estructural significativo, aunque la experiencia inicial reveló insuficiencias que motivaron sucesivos ajustes. La comparación internacional muestra que prácticas como la co-optimización de energía y reservas (PJM y CAISO), la mayor granularidad de productos de frecuencia (Australia) y los esquemas de pago por desempeño podrían fortalecer el diseño chileno.

La evaluación económica confirma que la viabilidad depende críticamente de la condición hidrológica y del costo de inversión. Bajo el escenario FAD SS1 9 GW, solo los escenarios de hidrología media seca y seca alcanzan un VAN positivo con CAPEX inferiores a 680 US\$/kW; al CAPEX promedio de 722 US\$/kW reportado por la CNE, el proyecto resulta inviable en toda hidrología. En el escenario FAD SS1 12 GW, los escenarios húmedo, media húmedo y medio pierden completamente su viabilidad. La incorporación de SSCC mejora el VAN entre US\$ 1,26 y US\$ 1,44 millones, magnitud que confirma que el mecanismo de costo de oportunidad cumple el principio de indiferencia regulatoria pero no habilita la viabilidad por sí mismo.

ABSTRACT

The increasing penetration of Non-Conventional Renewable Energy sources in Chile's National Electric System has heightened operational challenges due to their variability and intermittency, increasing the need for Ancillary Services (SSCC), particularly frequency control. In this context, Energy Storage Systems (ESS) emerge as a competitive alternative given their sub-second response times, bidirectional flexibility, and arbitrage capability. Since January 2020, Chile has operated a competitive Ancillary Services market under Supreme Decree No. 113, while Law 21,505 and Supreme Decree No. 70 have enabled ESS participation with sufficiency capacity recognition.

The general objective of this thesis is to evaluate the effectiveness of Ancillary Services remuneration mechanisms in Chile, identifying regulatory improvement opportunities and analyzing the economic feasibility of storage projects under the current framework. The methodology combines a qualitative approach review of the Chilean regulatory framework and international comparison with Peru, Australia, Spain, PJM and CAISO and a quantitative approach through a cash flow model for a 125 MW / 500 MWh Stand-Alone project, incorporating revenues from arbitrage, sufficiency capacity and Secondary Frequency Control, evaluated under two sensitivities and five hydrological scenarios over the 2027–2042 horizon.

The regulatory analysis reveals that the transition from a mandatory provision regime to a competitive scheme constituted a significant structural change, although initial experience exposed shortcomings that motivated successive adjustments. International comparison shows that practices such as co-optimization of energy and reserves (PJM and CAISO), greater granularity of frequency products (Australia), and performance-based remuneration schemes could strengthen the Chilean design.

The economic evaluation confirms that viability critically depends on hydrological conditions and investment costs. Under the FAD SS1 9 GW scenario, only medium-dry and dry hydrological scenarios achieve positive NPV at CAPEX below 680 USD/kW; at the average CAPEX of 722 USD/kW reported by the CNE, the project is unviable across all hydrologies. Under the FAD SS1 12 GW scenario, wet, medium-wet, and median scenarios completely lose viability. The incorporation of SSCC improves NPV between USD 1.26 and USD 1.44 million, a magnitude confirming that the opportunity cost mechanism fulfills the regulatory indifference principle but does not enable viability on its own.

1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de Chile está compuesto por empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y clientes libres y regulados. La transmisión de la energía generada debe cumplir con estándares de seguridad y calidad en el suministro eléctrico que consumen los clientes finales, los Servicios Complementarios cumplen la función de dar seguridad y calidad al sistema eléctrico, y estos deben responder ante eventos que puedan poner en riesgo al sistema, de esta manera se definen servicios de vital importancia en la seguridad y calidad del sistema.

En Chile, los Servicios Complementarios son introducidos por primera vez en la Ley Corta 1 o Ley 19.940 en el año 2004 [1], pero no es hasta el año 2012 que se promulga el Decreto Supremo 130 o DS130 [2]. Este decreto es el reglamento de Servicios Complementarios en donde se define la operación y materialización de los Servicios Complementarios a través del ente regulador del momento que es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), este modelo cambia con la Ley 20.936 en el año 2016 [3], se crea un ente independiente sin fines de lucro encargado de operar el Sistema Eléctrico Nacional. Los Servicios Complementarios son modificados en el artículo 72°-7 [3] de la ley mencionada anteriormente, con cambios fundamentales, se creó un nuevo mercado de Servicios Complementarios en el cual de existir condiciones de competencia estos pueden ser prestados a través de mecanismo de subasta en caso de ser de corto plazo (menor a 6 meses) o licitación (mayor a 6 meses).

Este cambio regulatorio entró en vigencia el 1 de enero de 2020, el cual dio origen al primer y hasta la fecha, único mercado propiamente competitivo dentro del sector eléctrico. A diferencia de la energía, cuya remuneración se determina por mérito económico de operación, y de la potencia, cuyo pago reconoce la capacidad instalada para asegurar la suficiencia del sistema, los Servicios Complementarios se estructuraron como un mercado basado en ofertas bajo condiciones de competencia, sin embargo, la experiencia de los primeros años reveló fragilidades significativas en su diseño, durante el primer año de operación, el mercado de subastas debió ser suspendido por un par de meses, lo cual motivó un cambio estructural del mercado, con condiciones más limitadas en términos de presentación de ofertas. Este antecedente adquiere especial importancia en un momento en que se discute en Chile la posibilidad de abrir un mercado de energía basado en ofertas, lo que plantea la interrogante de si el país se encuentra preparado para extender un esquema competitivo a otros segmentos del mercado, cuando la experiencia previa de un mercado de similares características evidenció dificultades estructurales que requirieron sucesivos ajustes normativos

Chile no es el único país que cuenta con un mercado para la prestación de estos servicios, países como España, Australia, Perú y Estados Unidos poseen mercados con distintos grados de madurez. Una revisión del mix de servicios complementarios que poseen estos países, junto a una comparativa con la definición de servicios en Chile, presentará una forma de revisar la capacidad sistémica de estos.

Desde la implementación en el año 2020 la matriz energética de Chile y del mundo ha cambiado, siendo el componente de generación renovable cada vez más significativo, lo cual en cierta medida beneficia el mercado de la energía con precios más bajos, pero presentan un desafío en la operación segura y en la calidad del servicio, siendo necesario una mayor utilización de los servicios que son prestados a través de Servicios Complementarios, y como se verá y analizará en el informe el aumento de costos ha sido sostenido y exponencial con respecto al régimen anterior. Es importante que las energías renovables posean una mayor capacidad de prestación para estos servicios, de forma que sea sostenible y segura este aumento en la matriz y en ese punto es importante y vital los sistemas de almacenamiento, los cuales pueden proveer distintos tipos de servicios complementarios como el control de frecuencia, plan de recuperación de servicio, entre otros.

Con la implementación del nuevo régimen de Servicios Complementarios, bajo el Decreto Supremo N°113 [4] reglamenta el primer mercado en la industria eléctrica basado en competencias, desde su implementación hasta la fecha este ha sufrido cambios rotundos en su competencia, en la forma de remuneración y la manera de proveer estos.

La creciente penetración de energías renovables no convencionales (ERNC), especialmente la solar fotovoltaica y eólica, presentan desafíos por sus rampas intempestivas de generación que el sistema siendo cada vez más descarbonizada la matriz energética junto a las condiciones hidrológicas que enfrenta el país en los últimos años incrementa los costos por el uso de combustibles. De esta forma, los sistemas de almacenamiento de energía surgen como un actor clave para este nuevo paso en el sistema, desde su operación al ser cargadas con energía desde la misma red o desde centrales renovables lo cual reducirá los vertimientos de energía que enfrenta el país en la actualidad, y de forma económica podrá ser esta energía inyectada en las horas de mayor consumo que es cuando el costo marginal sube al entrar en funcionamiento centrales con costos variables más elevados al ser térmicas. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento son dinámicos por lo cual pueden proveer servicios como regulación de frecuencia primaria y secundaria, control de tensión y participación en la recuperación de servicios que desde el evento del 25 de febrero ha estado presente en el mercado la confiabilidad de la

red. El marco regulatorio actual en Chile en materia de almacenamiento incorporó los sistemas desde el año 2022 con la Ley 21.505 [5] modificando la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4/2006), permitiendo que puedan participar en el mercado y recibir remuneración por su potencia de suficiencia lo cual es un primer paso en reconocer el valor que entregan en seguridad de suministro y eficiencia operativa.

El Decreto Supremo N°70/2024 del ministerio de energía [6] reglamentó el funcionamiento operativo y la remuneración de los Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE), definiendo los criterios para su despacho, valorización de energía y participación en el sistema. Este decreto constituye un avance significativo al otorgar una certeza regulatoria a las inversiones en almacenamiento.

La presente tesina realiza una evaluación regulatoria del mercado de servicios complementarios, que en sus más de cinco años ha mostrado un dinamismo considerable, junto a una evaluación económica de los mecanismos de remuneración de nuevas tecnologías como los SAE, los cuales pueden representar una solución no solo para el mercado spot de energía y la forma de operar el sistema, sino que también para la seguridad, confiabilidad y calidad de la red.

La presente tesina realiza una evaluación regulatoria del mercado de Servicios Complementarios que en sus más de cinco años de vigencia ha exhibido un dinamismo considerable, junto a una evaluación económica de los mecanismos de remuneración aplicables a los SAE, tecnologías que pueden representar una solución no solo para el mercado spot de energía y la operación del sistema, sino también para la seguridad, confiabilidad y calidad de la red. El análisis cuantitativo se materializa en un modelo de flujo de caja para un proyecto Stand-Alone de 125 MW con capacidad de descarga de cuatro horas, que contempla ingresos por arbitraje, potencia de suficiencia y prestación de Control Secundario de Frecuencia, evaluado bajo dos sensibilidades y cinco escenarios hidrológicos (húmeda, media húmeda, media, media seca y seca), considerando un rango de CAPEX entre 616 y 879 US\$/kW conforme al informe de costos de tecnología de generación y almacenamiento de la CNE. Los resultados permiten identificar las variables críticas que determinan la viabilidad de este tipo de proyectos, principalmente la condición hidrológica, el costo de inversión y el nivel de penetración de almacenamiento instalado, evidenciando que bajo las condiciones actuales de mercado y regulación la viabilidad queda restringida a un rango muy limitado de escenarios. Asimismo, se identifican brechas regulatorias y económicas que afectan la entrada de estas tecnologías, en particular el hecho de que el mecanismo vigente de costo de oportunidad, si bien cumple con el principio de indiferencia regulatoria, no logra constituirse como un habilitador de viabilidad para proyectos al CAPEX promedio

de mercado.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

- Evaluar la efectividad de los mecanismos de remuneración de servicios complementarios en Chile, identificando oportunidades de mejora regulatoria y analizando la viabilidad económica de proyectos de almacenamiento que podrían proveer dichos servicios bajo el marco vigente.

2.2 Objetivos Específicos

1. Analizar el marco normativo y la evolución del mercado de Servicios Complementarios en Chile desde la Ley 20.936 y las normativas del Coordinador Eléctrico Nacional.
2. Comparar los mecanismos de remuneración de Servicios Complementarios en Chile con experiencias internacionales (ej. ERCOT, PJM, Australia, España).
3. Identificar brechas regulatorias y económicas que afectan la entrada de nuevas tecnologías (particularmente almacenamiento).
4. Evaluar financieramente proyectos de almacenamiento orientados a la provisión de Servicios Complementarios, mediante análisis de flujo de caja, VAN, TIR y sensibilidad a costos e ingresos esperados.
5. Formular recomendaciones regulatorias para fortalecer la competitividad y la eficiencia del mercado de Servicios Complementarios.

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Se combinará un análisis regulatorio y económico del mercado de Servicios Complementarios en Chile, con un enfoque en la incorporación de tecnología de Almacenamiento. Tendrá un enfoque mixto entre comparación cualitativa normativa nacional e internacional y cuantitativa en la evaluación de proyectos de almacenamiento.

Se revisará leyes, decretos, resoluciones, informes técnicos, reglamentos y normas técnicas. Se realizará una modelación de flujos de ingresos y costos para estimar VAN, TIR y sensibilidad de resultados según el marco regulatorio o distintos supuestos que se vayan a abordar en el desarrollo del tema. Junto

recomendaciones para robustecer el mercado actual.

Este enfoque metodológico, permitirá evaluar la efectividad actual del esquema de remuneración, historia de la implementación y el desempeño de este. Identificar brechas que puedan dificultar la participación de Sistema de Almacenamiento de Energía y realizar propuestas regulatorias y económicas que permitan mejorar la competitividad en este.

4. ESTADO DEL ARTE

4.1 ¿Qué son los Servicios Complementarios?

Los Servicios Complementarios son prestaciones de energía y potencia que preservan la seguridad, calidad del suministro (frecuencia, tensión, recuperación del sistema). En Chile la Comisión Nacional de Energía (CNE) es quien mediante resolución exenta emite Informe de definición de Servicios Complementarios, el cual contempla los mecanismos de remuneración, los Servicios Complementarios que pueden ser prestados en caso de ser necesario posterior inclusión de informe emitido por el Coordinador, en la actualidad se encuentra vigente el informe de Servicios Complementarios mediando la Resolución Exenta N°545 [7] desde septiembre 2025.

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) determina los requerimientos, prestación y mecanismo de operación (Subasta/Licitación y/o Instrucción Directa), conforma a la Ley 20.936 y al reglamento de Servicios Complementarios.

Para cumplir su función el sistema debe tener un grado alto de confiabilidad, por ende, aparecen conceptos claves que permiten definir la confiabilidad del sistema, estos son la suficiencia, la seguridad de servicio y calidad de servicio, el primer concepto busca en el largo plazo que se logre cumplir la demanda, los dos conceptos restantes son de respuesta más dinámica, y busca que cumplan la demanda bajo perturbaciones sorpresivas o esperables.

Los Servicios Complementarios se encargan de dar seguridad y calidad de servicio, estos servicios existen debido a múltiples condiciones que puede demandar el sistema, por ejemplo, la variación de la demanda, la desconexión intempestiva de generación, la desconexión intempestiva de consumos, etc. El valor de estos servicios es cuantificado en su habilidad para actuar cuando son requeridos, en virtud de su flexibilidad de prestación de servicios, se desarrollan en mecanismos separados a la entrega de energía al sistema, así su operación y remuneración son de prestación dedicada a cumplir con dar seguridad y calidad de servicio. Los Servicios Complementarios en Chile se dividen en tres categorías de prestación [8]

4.1.1 Categorías de prestación de los Servicios Complementarios

1. Servicios de balance: corresponden a los servicios que permiten mantener un equilibrio entre la generación y demanda del sistema.

Estos servicios son una prestación sistemática, siempre y cuando se necesiten y exista capacidad en su transmisión, los servicios de balance tienen múltiples herramientas para la prestación de servicios estos son los siguientes:

- **Control Primario de Frecuencia (CPF):** Es una acción de control que permite modificar la potencia activa de instalaciones de generación y/o equipos, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia, este servicio es el primero en operar y debe hacerlo durante los primeros segundos ocurrida una perturbación en el sistema.
- **Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Es una acción de control destinada a reestablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal, esta entra en funcionamiento posterior a su instrucción de servicio, y debe operar en un rango desde segundos a minutos sin superar el tiempo de 15 minutos.
- **Control Terciario de Frecuencia (CTF):** Es una acción destinada a reestablecer las reservas del CPF y CSF, la prestación de servicio se deberá activar dentro de un tiempo de 5 minutos después de su instrucción y deberá entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 15 minutos, y debe ser capaz de mantener su aporte por un tiempo de 60 minutos.
- **Control Rápido de Frecuencia (CRF):** Acción de control que permite responder rápidamente frente a una desviación de frecuencia predefinida, este servicio debe entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 1 segundo, y debe ser capaz de mantener su aporte durante un tiempo predefinido.
- **Cargas Interrumpibles (CI):** Servicio que proporcionan clientes finales que permite el control de frecuencia mediante la interrupción parcial o total de suministro, los clientes deben desconectar los montos comprometidos dentro de un tiempo de 15 minutos después de la instrucción del Coordinador Eléctrico Nacional, este servicio es operado de forma remota por el Coordinador del sistema.
- **Desconexiones de Carga Automática y Manual (EDAC y DMC):**
 - El EDAC, corresponde al esquema de control que al detectar condiciones anormales en el sistema que ponen en riesgo su estabilidad, emite ordenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos.
 - El DMC, es la acción ejercida por el Coordinador que al detectar una

situación que pone en riesgo la seguridad del sistema, permite la desconexión de consumos bajo condiciones no discriminatorias.

En la Tabla 1 se resumen los tiempos de operación establecidos para cada categoría de los servicios de balance de control de frecuencia.

Tabla 1 Tiempos de operación de los servicios de balance (Fuente: CEN)

Categoría de SSCC	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CPF	Automático Local		10 [s]	5 [min]	
CSF	Automático Centralizado		5 [min]	15 [min]	
CTF	Por Instrucción	5 [min]	15 [min] ¹		1 [hr]

2. Servicios de control de tensión: Es un conjunto de acciones que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de una banda predeterminada, cumpliendo las normas establecidas en el reglamento, esta prestación de servicios es de manera local, y generalmente es un servicio obligatorio determinado por el Coordinador.

3. Servicios de recuperación de servicio: servicios que una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema, permiten reestablecer el suministro eléctrico.

Esta prestación de servicios es de manera local, que permite ir recuperando el sistema a través de islas, la tendencia de los mercados es que el operador contrate directamente este tipo de servicios.

Existen tres tipos de servicios de recuperación de servicio:

- **Partida Autónoma (PA):** La partida autónoma es la capacidad de una central generadora, encontrándose fuera de servicio, de dar partida a sus unidades generadoras, energizar sus líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin depender de suministro eléctrico externo.
- **Aislamiento Rápido (AR):** Capacidad tras su desconexión intempestiva del sistema, a continuar operando en forma aislada, alimentando solo sus servicios auxiliares, causados por un apagón parcial o total en el sistema.
- **Equipos de Vinculación (EV):** Permiten sincronizar dos zonas del sistema que se mantuvieran operando o recuperado de islas independientes.

4.2 Evolución Regulatoria de Servicios Complementarios.

4.2.1 Aplicación del régimen de Servicios Complementarios en Chile previo al 2020.

4.2.2 Ley 19.940 o ley corta 1

Los Servicios Complementarios (SSCC) fueron introducidos en la ley corta 1 o ley 19.940, estos servicios buscan que el sistema opere a ciertos estándares con el fin de aumentar la confiabilidad en el sistema, en la ley corta 1 se define los dos conceptos que los servicios complementarios buscan proporcionar al sistema, estos son la seguridad y calidad de servicio.

Los servicios complementarios son definidos en el artículo 225°.z) de la ley corta 1, de la siguiente manera:

“Artículo 225°.z) Servicios complementarios: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137°. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.”

La ley corta 1 en su artículo 91° bis establece al centro de despacho económico de carga (CDEC) como el ente responsable de definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación en el sistema eléctrico, así con la finalidad de aumentar la confiabilidad en el sistema, la prestación de estos servicios es obligatoria y definida por el CDEC, los servicios complementarios fueron diseñados y regulados para dar seguridad y calidad de servicio al sistema.

Los servicios complementarios establecidos en la ley corta 1 son:

- Control de frecuencia.
- Control de tensión.
- Plan de recuperación de servicio.

4.2.3 Decreto Supremo 130

El decreto supremo 130, es un reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios en el sistema eléctrico, consta de 5 capítulos, donde se establecen las diferentes regulaciones tanto económicas como operacionales. El decreto supremo 130 fue la primera modificación importante que se hizo a los servicios complementarios.

Las CDEC cuentan con dos nuevas herramientas para su operación, una es la dirección de operaciones (DO), que elabora informes anuales dentro de los primeros tres meses, donde se realiza un informe de definición y programación de servicios complementarios, estos informes deben contener las especificaciones técnicas de cada uno de los servicios que se aplicaran, así como la identificación de los recursos y/o instalaciones del sistema para realizar la prestación de servicios. La segunda herramienta es la dirección de peajes (DP), esta administra las transacciones que resulten de la aplicación del reglamento en el decreto supremo 130.

La prestación de servicios sigue siendo obligatoria y la CDEC a través de los informes DO define, administra y opera minimizando el costo de operación del sistema eléctrico.

La remuneración de los Servicios Complementarios bajo el DS130 está regida por el siguiente esquema:

Tabla 2 Esquema de remuneración SSCC (Fuente: CEN)

Categoría	SSCC	¿Como se Remunera?				¿Quién Paga?
Control de Frecuencia	CPF	Cinv	Cmant	-	Ccad	Inyecciones Físicas de Energía (Sistema)
	CSF					
	Reserva en Giro	Mecanismo de pago entre Gx si la distribución de reserva no es homogénea				
	Control de Tensión	Cinv	Cmant	-	-	Inyecciones Físicas de Energía (Sistema)
	CV>Cmg	R=CVd x Ei - IngCMg				Retiros Físicos de Energía (Sistema)
	PRS	Cinv	Cmant	Cop	-	Cinv y Cmant: Potencia de Suficiencia Operación: Inyecciones Físicas de Energía (Sistema)
EDAC	EDACxSubfrecuencia	R=CFCD x Kwh desconectado Solo si se supera: • SIC: 12 desconexiones o 5 horas. • SING: 25 desconexiones u 8 horas.				Inyecciones Físicas de Energía (Sistema)
	DMC					
	EDACxCE					
	EDACxSubtensión					Inyecciones Físicas de Energía (Zona Afectada)

Cinv	Costo de inversión y/o habilitación estandar y eficiente
Cmant	Costo de mantenimiento adicional estándar y eficiente
Cop	Costo de operación del PRS estándar y eficiente
Ccad	Costo del combustible adicional por Control de Frecuencia
CFCD	Costo de Falla de Corta Duración

Como se observa en la Tabla 2, la mayoría de los costos por proveer estos servicios

son a cargo de los generadores, el control de frecuencia es distribuido entre quienes realizan inyecciones físicas de energía al sistema, junto al control de tensión, plan de recuperación de servicio y los EDAC (Esquema de Desconexión Automática de Carga), solo cuando la provisión de estos servicios incurre en sobrecostos estos son asignados a quienes retiran energía del sistema.

4.2.4 Análisis del régimen previo al 2020

La implementación de la ley 20.936 vino a resolver flexibilidad en la prestación de servicios complementarios que bajo la ley corta 1 y el decreto supremo 130 poseía estructura rígida y poco flexible, donde se obligaba según informe realizados por las entidades responsables, CDEC desde la ley corta 1 hasta la implementación del Coordinador Eléctrico Nacional como operador del sistema, creó un mercado propiamente tal en el sector.

4.2.5 Nuevo régimen de Servicios Complementarios

El inicio del nuevo mercado de servicios complementarios comenzó el 1 de enero del 2020, bajo la ley 20.936, el cual modifica el artículo 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), de esta forma quedan definidos de la siguiente manera:

“Artículo 225°.-z) Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios 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 prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico”

Actualmente, el Decreto Supremo N°113 es el reglamento de servicios complementarios que tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables a los referidos en la LGSE. Los principios generales de este reglamento son:

- La competencia es la regla general de la prestación de los servicios.
- Mecanismos de definición de servicios flexible mediante resolución de la CNE, con la posibilidad de incorporar nuevos servicios en caso de ser

necesario para el sistema.

- Explicita el principio de evitar dobles pagos.
- Abre posibilidad de participación de nuevos agentes que presten servicios.
- Flexibiliza la incorporación de tecnologías (Renovables, Almacenamiento).

El procedimiento para la implementación de los servicios complementarios es el siguiente, el Coordinador mediante informe de SSCC (propuesta) en el cual debe ser incluido los servicios requeridos y su calendarización, recursos técnicos necesarios para su prestación, infraestructura a instalar para prestación (en caso de ser necesario), mecanismo a través del cual se efectuará la prestación o instalación. Posterior a esto, la CNE mediante resolución exenta emite informe de definición de SSCC preliminar, el cual puede ser observado por los coordinados por un plazo de 10 días a partir de la publicación, seguido del informe de SSCC que debe ser publicado de forma anual por el Coordinador durante el mes de junio.

En la Figura 1 se ilustra el esquema de pago de los SSCC según el tipo de infraestructura involucrada.



Figura 1 Remuneración según tipo de infraestructura (Fuente: elaboración propia)

Actualmente, está reglamentado por el DS 130 que considera los siguientes Servicios Complementarios que se presentan en la Tabla 3:

Tabla 3 Servicios Complementarios definidos (Fuente: CNE).

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)

Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF+/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobre frecuencia (CSF -)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario por Sobre frecuencia (CTF-)
	Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Subfrecuencia y EDAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC)
		Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Elementos de Vinculación	Elementos de Vinculación (EV)

5. EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

En este capítulo se presentará la experiencia internacional de los Servicios Complementarios.

5.1 PERÚ

Perú posee un único sistema interconectado a nivel nacional, este es operado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), Perú cuenta con una potencia instalada de 14,38 [GW], su matriz energética está distribuida en un 37% por centrales hidroeléctricas, 30% por centrales de Gas Natural, 18% tecnología Diesel, 7% Eólica y 6% de centrales solares. En Perú, el COES cuenta con dos herramientas para garantizar la operación segura y económica del sistema eléctrico, la programación diaria de la operación (PDO) y la reprogramación de la operación (RDO), la PDO se encarga de evaluar todos los días cada 3 horas la situación del sistema para decidir si opera la RDO o no.

La Figura 2 muestra la distribución de la capacidad instalada del sistema peruano.

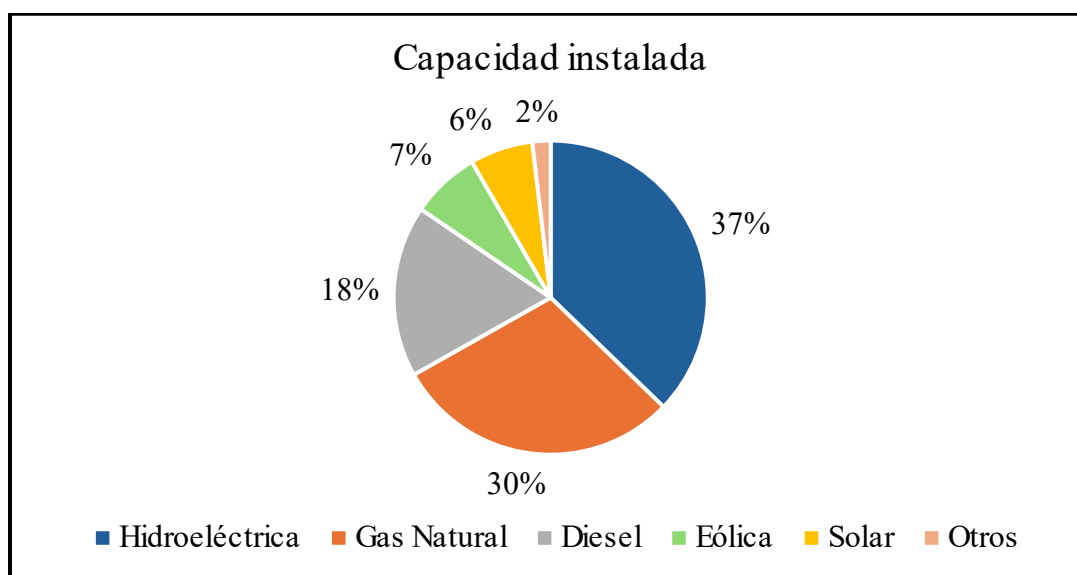


Figura 2 Capacidad instalada en Perú (Fuente: Elaboración propia con datos del COES)

5.1.1 Servicios Complementarios

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR) define a los Servicios Complementarios en los siguientes grupos: regulación de frecuencia, regulación de tensión y/o suministro local de reactivos y grupos de arranque rápido por emergencia.

Los servicios de control de frecuencia se dividen en la prestación de dos tipos, regulación primaria de frecuencia (RPF) y regulación secundaria de frecuencia (RSF), estos servicios están destinados a cubrir los desvíos de generación y demanda no programada.

La regulación primaria de frecuencia es de carácter automático y local para todas las unidades generadoras mayores a 10 MW, la prestación es obligatoria, hasta octubre del 2025 estaban exentas de esto las centrales de energía renovables, como solares y eólicas, con un periodo de adecuación de hasta 24 meses, existe una suspensión temporal de la prestación del RPF a las centrales de ERNC con contratos de concesión para el suministro de energías renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que fue por subastas públicas realizadas por la Osinergmin (Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería). El COES asigna este servicio y las unidades generadoras deben ser capaces de responder en no más de 5 segundos después de ser requerida su operación, deben tener toda su capacidad comprometida dentro de los primeros 30 segundos, con una operación hasta 10 minutos, pero pueden reducir el despliegue de su reserva en un 15% después de los 60 segundos.

La regulación secundaria de frecuencia es de control automático y centralizado, por lo que al igual que en Chile se utiliza el esquema de Automatic Generation Control (AGC), este servicio solo puede ser provisto por unidades generadoras, o una agrupación de generadoras que sumen a lo menos la banda mínima de regulación definida [9], este servicio debe estar activo dentro de los primeros 20 segundos de recibida la orden enviada por el COES, y debe estar a plena capacidad dentro de 10 minutos y ser capaz de mantener su capacidad durante 30 minutos, de no haber sido superado el desbalance el COES debe efectuar una RDO para liberar a las reservas y que estas provean el servicio para estabilizar el sistema, la prestación de este servicio de reserva es de carácter voluntario y de no contar con la capacidad necesaria para satisfacer el requerimiento, el COES puede asignar la prestación de este servicio de forma obligatoria.

La regulación de tensión es obligatoria para todas las unidades generadoras, tienen la obligación de proveer el servicio para un factor de potencia 0,95 inductivo y 0,99 capacitivo. Sin embargo, cuando el sistema lo requiera el COES puede exigir a una unidad generadora prestar el servicio de regulación de tensión fuera del límite del factor de potencia mencionado anteriormente, contempla compensaciones por operación y provisión fuera de la banda definida. [10]

Grupos de arranque rápido por emergencia constituyen parte de la reserva fría del sistema, permite disponer de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento en un tiempo menor a 10 minutos, el COES es quien establece las características técnicas mínimas de las unidades que pueden ser consideradas para proveer el servicio.

La Tabla 4 presenta un resumen de las categorías de Servicios Complementarios

definidas en la normativa peruana

Tabla 4 Categoría de Servicios Complementarios (Fuente: Elaboración propia)

Servicios Complementarios	
Regulación de Frecuencia	Regulación Primaria de Frecuencia
	Regulación Secundaria de Frecuencia
Regulación de Tensión	
Grupo de arranque rápido por emergencia	

5.1.2 Operación del mercado de servicios complementarios

El mercado de Perú se rige bajo el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (D.S N° 026-2016) [11] el cual es administrado por el COES y se compone por el mercado de corto plazo, donde se establecen los criterios para valorización y remuneración de la energía y potencia, junto al sistema de asignación de servicios complementarios e inflexibilidades operativas.

Como se mencionó anteriormente la regulación primaria de frecuencia es de carácter obligatorio y no recibe ningún tipo de compensación por la prestación de este servicio, la no prestación de este servicio implica una multa por incumplimiento.

La prestación de la regulación secundaria de frecuencia hasta el 01 de septiembre del 2026 operará según la PR-22 [12], no es de carácter obligatorio y se divide en dos servicios, el primero es la provisión base y el servicio de mercado ajustado, todas las unidades que cumplan los requisitos para poder participar de este servicio deben presentar ofertas para al menos uno de los dos servicios, para la provisión base se reciben ofertas cada 3 años, en cambio para el mercado ajustado son ofertas de resolución diaria, con el fin de complementar el servicio de provisión base.

La provisión base es el primer mercado en operar y su remuneración se paga al precio de la oferta presentada, en caso de no cumplir con la demanda actúa el mercado de ajuste, su remuneración se paga al precio de la oferta más cara aceptada.

Desde el 1 de septiembre del 2026 comienza la vigencia de la Resolución N°21-2026 [13], esta incluye nuevas tecnologías y esquemas de provisión de este servicio, como equipos de regulación de frecuencia que son instalaciones de

almacenamiento destinada a brindar regulación primaria o secundaria de frecuencia. Esta resolución da potestad al COES que realice el primer proceso de convocatoria para adjudicar reserva mediante un mercado de coberturas, que comenzarán a proveer servicio desde el 01 de enero 2027. El mercado de cobertura viene a reemplazar a la provisión base, se adjudican ofertas por un periodo mínimo de 2 años para las reservas de este servicio, en la cual se define un número máximo de bloques de ofertas, precio límite, busca asegurar la disponibilidad de reservas por un horizonte de tiempo, siempre con la posibilidad de operar el mercado de ajuste.

5.2 Australia

Australia está dividida en dos grandes sistemas eléctricos, el National Electricity Market (NEM) que conecta la costa este y sur de Australia mediante 43.994 kilómetros de líneas y entrega alrededor de 165.780 GWh anuales de electricidad a alrededor de 11 millones de consumidores [14], el segundo sistema eléctrico es el South West Interconnected System (SWIS) el cual entrega suministro eléctrico a la zona sur y oeste de Australia, cuyo mercado mayorista es el Whole Electricity Market que provee alrededor de 18 TWh al año.

El operador de los sistemas y mercados eléctricos es el Australian Energy Market Operator (AEMO), es responsable de planificar los requerimientos de servicios complementarios, además está a cargo de la red nacional de gas, el despacho centralizado se realiza a través del Dispatch Engine (NEMDE), siendo este un software utilizado para asegurar el proceso de despacho, el NEM posee una estructura de despacho y programación en intervalos de cinco minutos, por lo que los servicios se coordinan operativamente de esta forma.

El National Electricity Market [15] posee una capacidad instalada de 99,63 [GW], los cuales están distribuidos según la siguiente figura 3, a pesar de que las energías renovables suman un 65% de la capacidad instalada solo proveen un 43,7% de la generación consumida, el carbón es el actor más importante en su matriz de generación representando el 51,9% del consumo y solo un 21% de la potencia instalada, como se puede observar en la figura 4.

Generation capacity

By fuel type in 2025

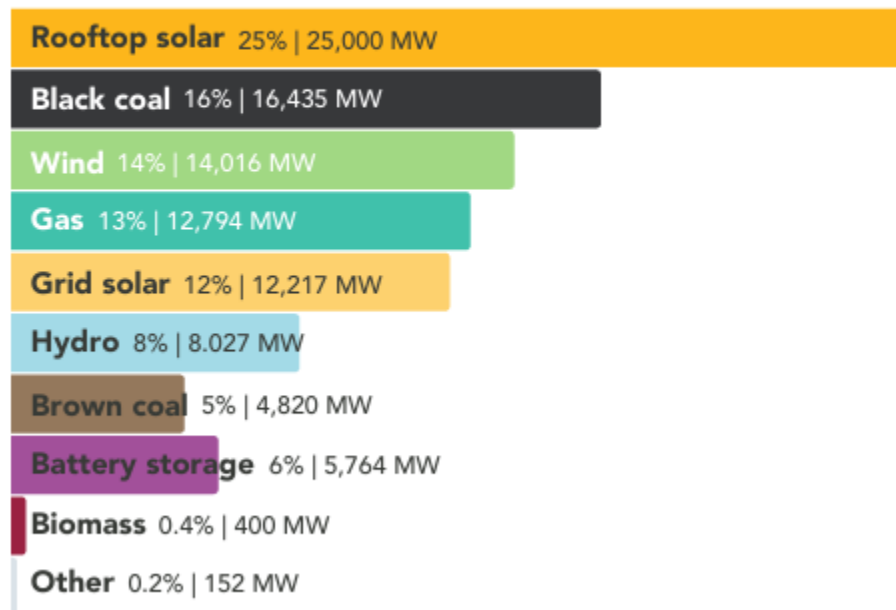


Figura 3 Capacidad Instalada en Australia. [15]

Generation supply mix

By fuel type in 2025

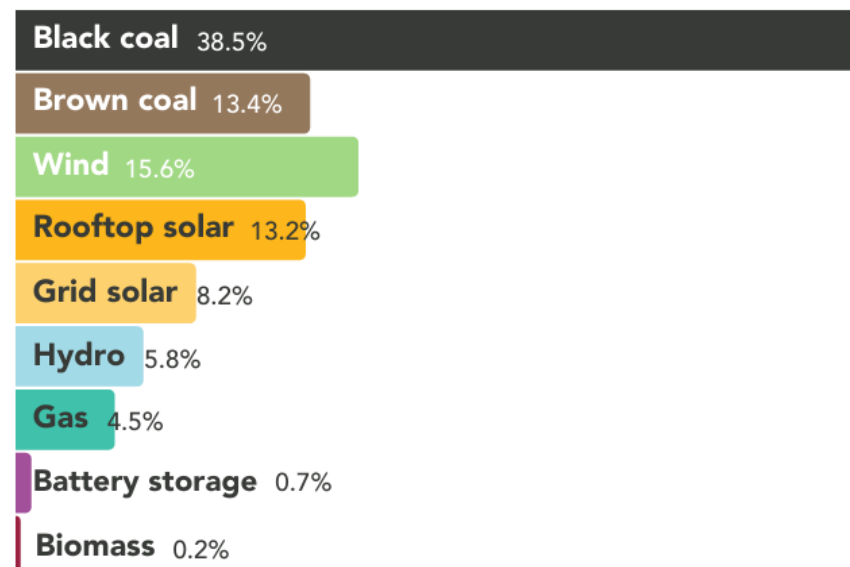


Figura 4 Matriz de Generación de Australia. [15]

5.2.1 Servicios Complementarios

Los servicios complementarios en Australia se dividen en dos categorías, la primera es el Market Ancillary Services (MAS) y la segunda es el Non-Market Ancillary Services (NMAS). Las Tablas 5 y 6 muestran, respectivamente, la estructura del mercado de ofertas (MAS) y el mercado de contratos (NMAS) de Servicios Complementarios en Australia.

Tabla 5 Mercado de ofertas de Servicios Complementarios (Fuente: Elaboración propia).

Market Ancillary Services (MAS)	
Frequency control Ancillary Services (FCAS)	
Regulation FCAS	Regulation Raise
	Regulation Lower
Contingency FCAS	Fast Services Raise/Lower
	Slow Services Raise/Lower
	Delayed Services Raise/Lower

Tabla 6 Mercado de contratos de Servicios Complementarios (Fuente: Elaboración propia)

Non-Market Ancillary Services (NMAS)	
Network Support and Control Ancillary Services NCAS	Load Shedding
	Reactive Power
System Restart Ancillary Services (SRAS)	System Restart

El Market Ancillary Services es un mercado a través de competencia de ofertas y se despachan en tiempo real y están presente los servicios complementarios de regulación de frecuencia que se dividen en dos tipos:

1) Regulation FCAS Raise/Lower:

El servicio de regulación se utiliza para corregir el desbalance entre generación y demanda, como respuesta a variaciones pequeñas de carga o

generación, este servicio es controlado por el centro de control de AEMO, y el servicio es prestado principalmente por unidades generadoras con Automatic Generation Control (AGC), existen dos tipos de servicios de regulación.

- Regulation Raise: Servicio que tiene como función corregir las pequeñas disminuciones de la frecuencia del sistema.
- Regulation Lower: Servicio que tiene como función corregir los pequeños aumentos de la frecuencia del sistema.

2) Servicios de Contingencia (Contingency FCAS):

Los servicios de contingencia se encargan de corregir el balance entre la generación y la demanda, estos responden para eventos de mayor magnitud que los eventos a los cuales responde el servicio de regulación, una vez ocurrido un evento como la desconexión de una unidad generadora, un aumento de carga importante y de forma intempestiva. Se activa la señal para que estos servicios comiencen a operar, y operan de forma local, los servicios de contingencia se dividen las siguientes categorías:

- Fast Service Raise/Lower: Este servicio responde a una gran disminución o aumento de la frecuencia ante un evento significativo, debe estar operativo en no más de 6 segundos,
- Slow Service Raise/Lower: Este servicio responde para estabilizar la frecuencia después de una gran disminución o aumento de esta, Debe estar operativo en no más de 60 segundos.
- Delayed Service Raise/Lower: Este servicio tiene como finalidad recuperar y controlar la frecuencia dentro de la banda de operación luego de una disminución o aumento de esta, debe estar operativo en no más de 5 minutos.

El Non-Market Ancillary Services es un mercado que opera a través de contratos y está compuesto por dos tipos:

1) Network Support and Control Ancillary Services (NCAS):

Los servicios complementarios de red y control son los encargados de mantener los requerimientos técnicos en el sistema, tales como el factor de potencia, el control de voltaje, controlar cambios en la respuesta transitoria del sistema ante un cortocircuito, y se distinguen 3 principales servicios como es el Voltage Control Ancillary Services (VCAS), el Network Loading Control Ancillary Services y el Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service (TOSAS).

2) System Restart Ancillary Services (SRAS)

Los servicios de restauración del sistema operan cuando el sistema debe

volver a estar operativo ante un apagón total o parcial, y este es provisto en su mayoría por unidades generadoras que no requieren energía externa para su funcionamiento.

5.2.2 Operación del mercado de servicios complementarios

Para participar en los mercados de FCAS (control de frecuencia) se deben registrar en el AEMO (operador del sistema eléctrico de Australia), una vez registrado se puede participar en estos mercados y presentar la oferta correspondiente, el mercado de control de frecuencia está dividido en bandas de MW necesarios para operar el sistema, el NEMDE habilita ofertas en función de una lista de orden de mérito de costos, al final se cuenta con 8 costos marginales, uno para cada categoría del control de frecuencia.

El servicio de Regulation FCAS (servicios de regulación) se basa en la metodología “causer pays” donde se monitorea la respuesta de generadores y cargas presentes en el sistema frente a las variaciones en la frecuencia, con estos datos recopilados se determinan los “causer pays” que se asigna a cada participante del mercado.

El servicio Contingency FCAS (servicios de contingencias) se divide en dos formas de recuperación de costos, para los Contingency Raise son asumidos por las unidades generadoras al ser estos los causantes del desbalance entre la demanda y la generación, los Contingency Lower son remunerados a través de la demanda (usuarios finales).

Los servicios NMAS son asignados a través de contratos de largo plazo negociados entre los prestadores de servicio y el AEMO.

5.3 España

España posee una potencia instalada de 147,5 [GW] [16], su generación está distribuida en un 55,5% provenientes de fuentes renovables siendo la tecnología eólica quien más aporta con un 21,6%, la generación de fuentes no renovables representa un 44,5% siendo la energía nuclear quien más aporta con un 19%, la generación total de España es de 278.200,6 [GWh].

Las Figuras 5 y 6 muestran la capacidad instalada nacional y el balance de energía eléctrica de España al 2025.

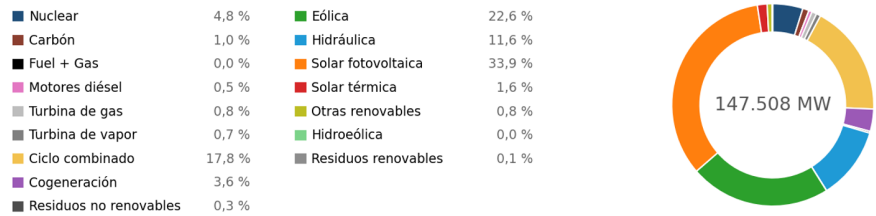


Figura 5 Capacidad Instalada de España [16].

Balance de energía eléctrica nacional (GWh)

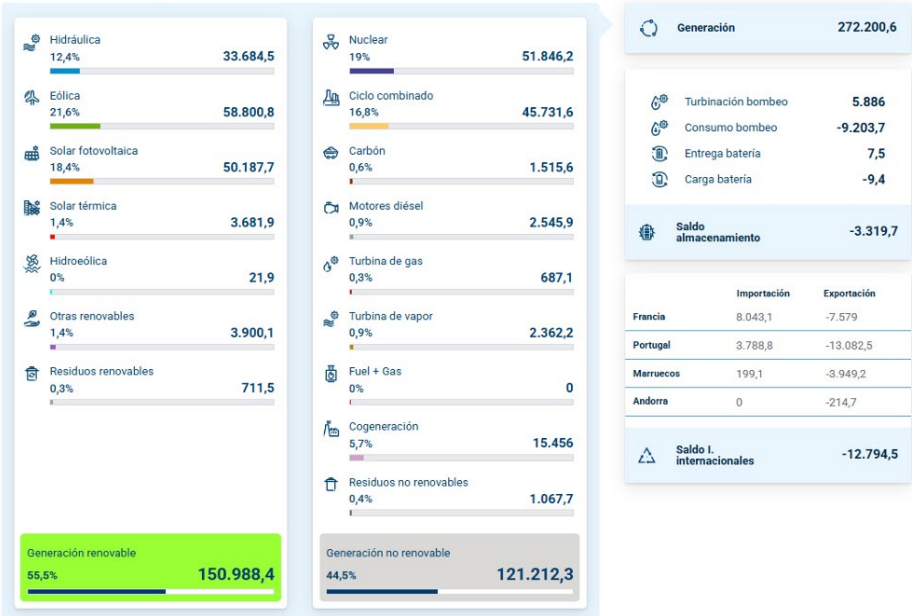


Figura 6 Matriz de Generación de España [16].

Red Eléctrica de España es el operador del sistema eléctrica en todo el territorio español, responsable de garantizar la seguridad y continuidad de suministro, junto a mantener el equilibrio entre generación y consumo.

El mercado Spot presenta una estructura de mercado diario, todos los días hasta las 12 hrs se presentan ofertas para el día siguiente, un mercado intradiario de subastas permite ajustar los programas de energía en caso de existir diferencias entre el mercado diario. El mercado continuo empresas pueden negociar sin necesidad de subasta para vender o comprar energía del sistema.

5.3.1 Servicios Complementarios

Los servicios complementarios definidos [17] en el sistema eléctrico español son los servicios de Regulación de Frecuencia, Control de Tensión, Gestión de la Demanda

de Interrumpibilidad, Gestión de Desvíos y la Partida en Negro.

Tabla 7 Servicios Complementarios definidos en España (Fuente: Elaboración propia)

Servicios complementarios	
Regulación de frecuencia	Reserva de Frecuencia de Contención (Primaria)
	Reserva de Restauración de Frecuencia (Secundaria)
	Reserva de Reemplazo (terciaria)
Control de Tensión	Redes de Distribución
	Redes de transmisión
Gestión de la Demanda de Interrumpibilidad	
Gestión de Desvíos	
Partida en Negro	

Como se observa en la Tabla 7, el servicio de Regulación de Frecuencia está compuesto por tres servicios, la Reserva de Frecuencia de Contención (Primaria), la Reserva de Restauración de Frecuencia (Secundaria) y la Reserva de Reemplazo (Terciaria).

La Reserva de Frecuencia de Contención (Primaria) debe cumplir con un tiempo de respuesta de no más de 15 segundos de recibida la señal de operación, la Reserva de Frecuencia Primaria debe estar al 50% de su capacidad dentro de los primeros 15 segundos y en un 100% a los 30 segundos después de ser recibida la señal para su operación, la Reserva de Frecuencia Primaria tiene un tiempo de operación de 15 minutos.

La Reserva de Restauración de Frecuencia (Secundaria) se encuentra bajo el sistema de Automatic Generation Control (AGC), debe cumplir con un tiempo de operación de no más de 30 segundos de recibida la señal de operación, el tiempo de operación de la Reserva de Frecuencia Secundaria es de 15 minutos.

La Reserva de Reemplazo (Terciaria) su prestación es de carácter obligatorio y debe contar con un tiempo de respuesta de máximo 15 minutos después de haber

recibido la señal de operación y debe tener la capacidad de operar al menos durante dos horas.

El Control de Tensión opera en dos servicios, en Redes de Distribución y en Redes de Transmisión, el Control de Redes de Distribución debe corregir factores de potencia, efectos capacitivos sobre las redes de distribución. El Control de Redes de Transmisión es un servicio provisto por unidades generadoras que poseen una capacidad superior a 30 MW.

La Gestión de la Demanda de Interrumpibilidad se divide en dos bloques de reserva, de 5 o 90 MW. Para interrupciones de ejecución inmediata el tiempo de respuesta de este servicio debe ser inmediato y sin previo aviso, para las interrupciones de ejecución rápida el tiempo de respuesta debe ser de al menos 15 minutos después de ser avisado este servicio. Existe además las interrupciones horarias que deben cumplir con tiempo de operación de al menos 2 horas con previo aviso, las duraciones de estas interrupciones horarias deben ser máximo de una hora sin que existan dos interrupciones consecutivas.

El servicio de Partida en Negro es un servicio de puesta en marcha del sistema ante un evento como apagón total o parcial, las primeras plantas en prestar este servicio son las unidades generadoras hidráulicas.

5.3.2 Operación del Mercado de Servicios Complementarios

La prestación de servicio de la Reserva de Frecuencia Primaria es de carácter obligatorio y es no remunerada, este servicio es prestado exclusivamente por unidades generadoras.

La prestación de servicio de la Reserva de Frecuencia Secundaria es opcional y se oferta en el mercado spot y este servicio es remunerado al precio de la unidad generadora de mayor precio que provea el servicio de Reserva de Frecuencia Secundaria.

La prestación de servicio de la Reserva de Frecuencia Terciaria es a través de ofertas obligatorias para todas las unidades que cumplan los requisitos técnicos. Para los servicios de Reserva de Frecuencia Secundaria y Terciaria deben presentar sus ofertas para la reserva de energía para prestar estos servicios, donde el precio máximo de oferta es de 9999 €/MWh, donde este valor no ha sido alcanzado por ninguna prestación de servicio de Reserva de Frecuencia Secundaria, en cambio, la Reserva de Frecuencia Terciaria si ha alcanzado estos valores en ciertos eventos que han necesitado la prestación de este servicio, y está en estudio la posibilidad de disminuir el valor máximo de oferta.

El servicio de Control de Tensión puede ser obligatorio u opcional, la prestación del servicio de Control de Redes de Distribución es de carácter obligatorio y no remunerado, la prestación del servicio de Control de Redes de Transmisión puede ser obligatoria u opcional, en caso de ser obligatoria este servicio no es remunerado, y en caso de ser opcional se accede a él a través de licitaciones.

La prestación del servicio de Gestión de la Demanda de Interrumpibilidad es de carácter opcional y su remuneración es definida a través de subastas realizadas por el operador la Red Eléctrica de España.

El servicio de Partida en Negro no es remunerado por el sistema, sino que está comprometido a través de acuerdos bilaterales.

5.4 Estados Unidos PJM

Estados Unidos cuenta con diversos sistemas eléctricos, dentro de estos se encuentra el PJM. El PJM Interconnection forma parte del sistema interconectado del este de Estados Unidos y opera en los siguientes estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y en el distrito de Columbia.

El sistema cuenta con una capacidad instalada de 202,4 [GW], distribuido en un 19% en carbón, 28% en gas, 17% en tecnología nuclear. [18]. En la Figura 7 se observa la evolución del mix de capacidad instalada del PJM.

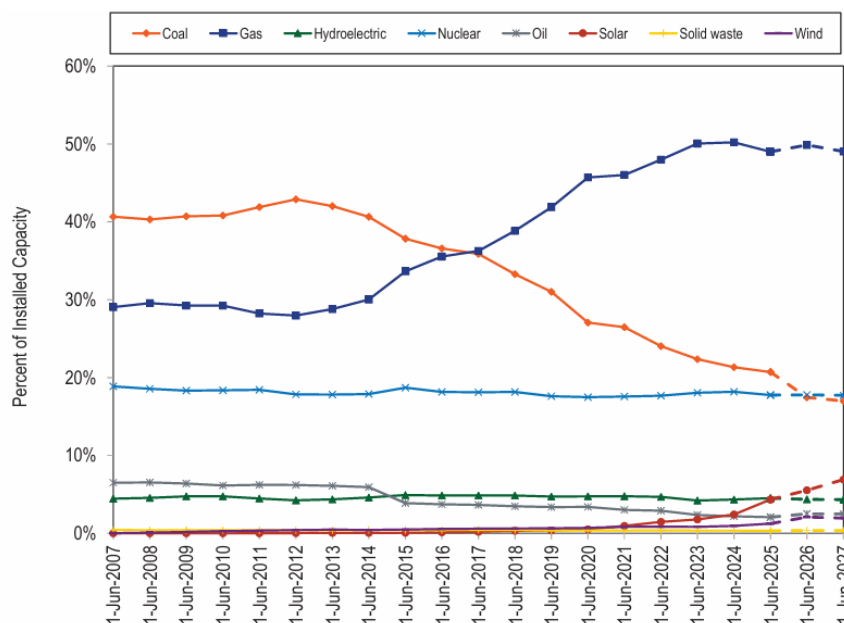


Figura 7 Potencia Instalada [18].

La operación del sistema cuenta con dos mercados: Day-Ahead y Real Time Balancing Market [19], donde el operador PJM planifica las reservas en ambos mercados, pero el mercado Real Time Balancing opera solo la regulación.

El mercado Day-Ahead es un mercado a plazo, donde el operador del sistema recibe oferta hasta las 11:00 del día anterior para la operación del día siguiente del sistema, esto se realiza a través de un modelo de minimización de costos co-optimizando energía y reservas, además, existe el Day-Ahead Scheduling Reserve, donde se obtienen reservas suplementarias para una duración de 30 minutos que pueden ser necesitadas en caso de ocurrir eventos no anticipados durante el día.

El mercado Real Time es el mercado de tiempo real donde las unidades generadoras que están disponibles, pero no fueron seleccionadas en la programación del otro mercado pueden actualizar sus ofertas y participar en el mercado de regulación.

5.4.1 Servicios Complementarios

Existen tres categorías de servicios complementarios, Frequency Control (Control de Frecuencia), Voltage Control (Control de Tensión) y Black Start (Partida en Negro o Recuperación de Servicio). En la Tabla 8 se presentan las tres categorías de Servicios Complementarios definidas por el operador PJM.

Tabla 8 Categoría de Servicios Complementarios (Fuente: Elaboración propia)

Servicios complementarios	
Frequency Control	Primary Frequency Response
	Regulation (Automatic Generation Control)
	Reserves
Voltage Control	
Black Start	

El Frequency Control (Control de Frecuencia) es el encargado de corregir los desbalances de generación con respecto a la demanda y consta de 3 servicios para cumplir con su objetivo.

1) Primary Frequency Response (PFR)

Es la primera etapa de control de frecuencia, esta prestación es obligatoria para toda unidad del sistema eléctrico (excepto centrales nucleares) y debe

cumplir con el requerimiento de un máximo de 5% de Droop y $\pm 0,036$ Hz de dead band.

2) Regulation

Este servicio corrige las desviaciones mediante una señal de control global, de nombre Area Control Error (ACE) y envía los recursos habilitados una señal AGC para que aumenten o disminuyan su potencia. Corrige en tiempo real los desbalances entre generación y consumo.

3) Reserves

Existen múltiples formas para la entrega de reserva, entre los cuales se incluyen las Reservas por Contingencias (Synchronized/Non-Synchronized) que tienen un tiempo de respuesta de 10 minutos, la Reserva Secundaria tiene un tiempo de respuesta 30 minutos y la Reserva Disponible tiene un tiempo de respuesta mayor a 30 minutos.

El servicio de Voltage Control y Black start están definidos como productos únicos, el Voltage Control carece de especificaciones técnicas, el servicio de Black Start requiere que la unidad que provee este servicio sea capaz de arrancar y operar de forma autónoma, es decir, sin soporte del sistema en menos de 3 horas y mantener este servicio por el tiempo que sea necesario para la recuperación del sistema.

5.4.2 Operación del mercado de servicios complementarios

La prestación de servicio de Primary Frequency Response es de prestación obligatoria y no es remunerada actualmente, la prestación del servicio de Regulation y Reserves es a través de una lógica de mercado spot y contratos bilaterales, para el servicio de Regulation las ofertas deben ser entregadas a las 14:15 del día anterior y son aplicables para un periodo de 24 horas, de todas maneras los participantes de este servicio pueden ir actualizando los datos para la prestación de servicios, de esta forma el operador del sistema co-optimiza el despacho de las unidades de manera de operar al mínimo costo posible, para el servicio de Reserves se divide en dos mercados en el Synchronized y Non-Synchronized, el mercado Synchronized se divide en dos tipos, donde las unidades que se han comprometido a prestar este servicio se encuentran obligados a prestar la capacidad comprometida de no cumplir con la capacidad comprometida las unidades generadoras recibirán multas.

Existen precios máximos para las ofertas de servicios de control de frecuencia y se dividen en dos tipos de ofertas, las ofertas basadas en costos las cuales se encuentran validadas y calculadas por el operador del sistema a partir de los costos de oportunidad, capacidad y desempeño de las unidades generadoras, y las ofertas basadas en precios. Para las ofertas por capacidad se fija un precio máximo.

La prestación de servicio de Voltage Control es obligatoria para todos los participantes del sistema y el pago por este servicio está definido bajo un concepto de recuperación de costos.

La prestación de servicio de Black Start se puede obtener a través de un esquema de recuperación de costos o a través de licitaciones de contrato a largo plazo, para el caso de las licitaciones el proveedor interesado en prestar este servicio debe postular y será tarea del operador asignar la licitación.

5.5 Estados Unidos CAISO

El California Independent System Operator (CAISO) opera la totalidad del estado de California y una pequeña porción de Nevada, es el encargado de la operación, regulación y monitoreo del sistema, El CAISO tiene una capacidad instalada de 89,2 [GW], distribuida en un 43% en gas natural, un 25% en energía solar y un 13% de tecnología hidráulica [20].

La Figura 8 presenta la evolución de la capacidad instalada del CAISO por tecnología.

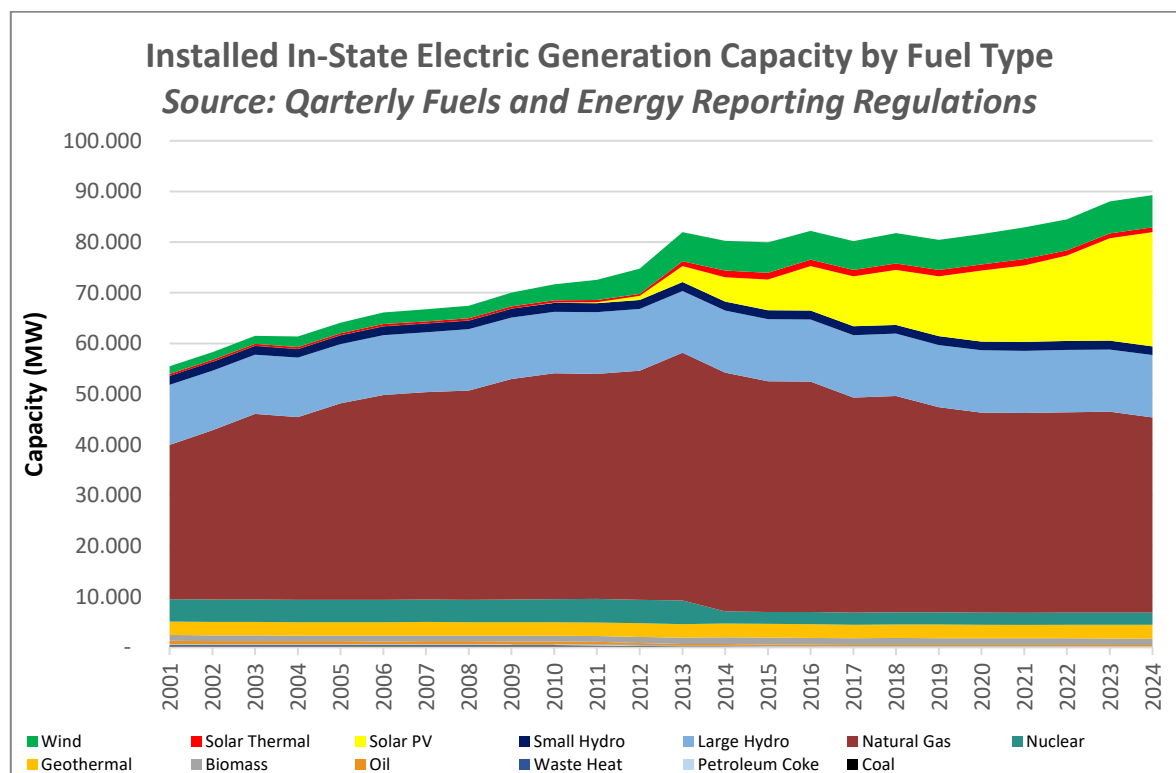


Figura 8 Capacidad Instalada [20].

Al igual que el PJM el CAISO cuenta con dos mercados el Day-Ahead y Real Time

[21], a través de estos mercados se co-optimiza la energía y los servicios complementarios. En el mercado de Real Time solo se transa energía, el mercado de Day-Ahead opera junto a otros mecanismos de despacho y predespacho, como el Reliability Unit Commitment, el operador CAISO asigna los recursos de energía y de Servicios Complementarios de forma independiente.

5.5.1 Servicios Complementarios

Existen tres categorías de Servicios Complementarios el Frequency Control (Control de Frecuencia), Voltage Control (Control de Voltaje) y Black Start (Partida en Negro). La Tabla 9 resume las tres categorías de Servicios Complementarios que administra el CAISO.

Tabla 9 Categoría de Servicios Complementarios (Fuente: Elaboración propia)

Servicios complementarios	
Frequency Control	Frequency Response
	Regulation Up/Down
	Spinning/Non-Spinning Reserves
Voltage Control	
Black Start	

El Frequency Control es el encargado de mantener la frecuencia del sistema en el valor nominal, y consta de 3 servicios para cumplir su objetivo.

- 1) Frequency Response: Servicio de respuesta más inmediata ante una variación de frecuencia en el sistema.
- 2) Regulation Up/Down: estos servicios Up y Down deben ser capaces de seguir la señal centralizada enviada por CAISO el operador del sistema, con un tiempo de respuesta de no más de 4 segundos desde ser recibida la señal.
- 3) Spinning/Non-Spinning Reserves: los servicios de Spinning y Non-Spinning deben responder a las órdenes de operación de parte del CAISO en 5 minutos para el servicio Spining y 10 minutos para el servicio Non-Spinning.

El servicio Voltage Control debe ser capaz de responder en no más de 1 minuto después de ser recibida la orden de parte del operador y además debe demostrar la capacidad para operar bajo los estándares de control automático de voltaje del sistema.

El servicio de Black Start debe operar el tiempo que requiera el operador del sistema, este servicio tiene como responsabilidad resguardar la seguridad de todos los equipos del sistema.

5.5.2 Operación del mercado de Servicios Complementarios

El mercado de Servicios Complementarios tiene un sistema de pay as clearing, los Servicios Complementarios pueden ser substituidos por otro Servicios Complementarios siempre y cuando el costo de operación del sistema disminuya y se cumpla con los requerimientos y confiabilidad del sistema. En el mercado Day-Ahead se pueden presentar ofertas siete días antes de la prestación del servicio y esta oferta puede ser prestada hasta un día antes del Trading Day, en las ofertas presentadas en el mercado Day-Ahead debe contener la prestación de servicios por cada hora, en el mercado de Real Time las ofertas son presentadas 75 minutos antes de cada Trading Hour, estas ofertas solo deben contener información en la hora correspondiente. Los resultados del mercado Day-Ahead son informados 45 minutos antes de la entrada en operación, para el mercado de Real Time son 22,5 minutos antes de su operación.

El servicio de Frequency Response se remunera en dos componentes, por disponibilidad y por activación del servicio, la disponibilidad se remunera por el costo de oportunidad del generador, y la activación se remunera por la oferta de energía de cada generador. Los servicios de Regulation Up/Down y Spinning/Non Spinning se remuneran a través de los costos marginales de servicios complementarios.

El servicio de Voltage Control se remunera a través de contratos bilaterales entre el prestador de servicio y el operador CAISO, si los recursos no son suficientes se remunera a través de contratos bilaterales de confiabilidad entre el prestador y el operador CAISO.

El servicio de Black Start se remunera bajo el concepto de recuperación de costos acordado entre el prestador y el operador CAISO a través del Black Start Agreement.

En caso de que algún prestador de servicio vea afectada su capacidad de proveer el servicio el operador CAISO anula el pago por la capacidad que se encuentra indisponible y esta capacidad es traspasada al mercado de Ancillary Service Marginal Price (ASMP) donde se valora a un valor marginal distinto al valorado anteriormente por el operador, sin embargo, si la restricción es causada por el operador del sistema CAISO el servicio incapacitado debe ser remunerado.

5.6 Comparación internacional

En la Tabla 10 se compara el mecanismo de prestación de los principales Servicios Complementarios entre Chile y los países analizados, y en la Tabla 11 se contrasta el esquema de remuneración correspondiente.

Tabla 10 Comparación mecanismos de prestación (Fuente: Elaboración propia).

Servicio Complementario	Obligatorio	Contrato Bilateral	Licitación/ Subasta	Mercado Spot
CPF	PJM, España, Perú	-	Chile	Australia, CAISO
CSF	-	PJM	Chile, Perú	PJM, CAISO, España, Australia
CTF	España	PJM	Chile	CAISO, PJM, Australia
Tensión	España, PJM, CAISO, Perú, Chile	CAISO, Australia	España, Australia	-
PRS		España, Australia, CAISO, PJM	Chile, PJM	

Tabla 11 Remuneración de Servicios Complementarios (Fuente: Elaboración propia).

Servicio Complementario	No Remunerado	Remunerado
CPF	PJM, España, Perú	Chile, Australia, CAISO
CSF	-	Chile, PJM, CAISO, España, Australia, Perú
CTF	-	Chile, PJM, CAISO, España, Australia

Tensión	España (distribución), Perú (dentro de banda)	PJM, CAISO, Chile, España (transmisión), Perú (fuera de banda)
PRS	-	Chile, España, PJM, CAISO, Australia

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En los capítulos anteriores se analizó el marco regulatorio vigente en Chile para los Servicios Complementarios, su evolución desde la Ley 19.940 hasta la reciente Resolución Exenta N°545 de la CNE, junto a una comparación con la experiencia internacional. El presente capítulo tiene por objetivo realizar el análisis económico que permita determinar, si bajo las condiciones actuales de mercado y normativa, un proyecto de almacenamiento Stand-Alone, orientado a la provisión de Servicios Complementarios resulta económicamente viable.

La evaluación se estructura un modelo de flujo de caja que integra los tres pilares de ingresos que la regulación reconoce para los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE): remuneración por Servicios Complementarios conforme al DS N°113 y la Resolución Exenta N°545, ingresos por potencia de suficiencia determinado por la Ley 21.505 y el DS N°70 y finalmente los ingresos por arbitraje de energía en el mercado spot. Los resultados se mostrarán mediante indicadores de rentabilidad, Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), se realizará un análisis de sensibilidad y escenarios para identificar las variables críticas que condicionan la viabilidad de este tipo de proyectos.

6.1 Descripción del Proyecto

Se evaluará un parque de almacenamiento de tipo Stand-Alone, con tecnología de ion-litio de baterías, el parque contará con una potencia nominal instalada de 125 MW y una capacidad de almacenamiento de 4 horas, equivalente a 500 MWh de energía nominal. La operación del sistema estará limitada al 90% de profundidad de descarga (Depth of Discharge) de la potencia nominal instalada, con el fin de preservar la longevidad de estas, se utiliza como referencia el informe publicado por Lazard “Levelized Cost Of Energy” [22].

Se destinará la capacidad para proveer Control Secundario de Frecuencia (CSF),

se seleccionó este servicio al poseer un mayor volumen de energía transado en el mercado de Servicios Complementarios, las características técnicas de las baterías permiten tiempos de respuesta inferior al segundo, con capacidad de absorber o inyectar energía, debido a esto el almacenamiento presenta ventajas tecnológicas competitiva frente a otros tipos de generación.

La ubicación es referencial, se considera que existe capacidad en el sistema para su conexión, se busca una evaluación económica que refleje de forma transparente y sin externalidades la remuneración por servicios complementarios.

Para realizar la evaluación económica de debe definir un conjunto de parámetros técnicos para la operación del BESS durante la extensión de la evaluación.

6.1.1 Degradación de la Batería

Las baterías de ion-litio enfrentan una pérdida en su capacidad nominal de almacenamiento durante su vida útil, esta se debe al ciclado en su uso (número de ciclos de carga y descarga), para la evaluación se utiliza una degradación para un ciclo diario según el documento técnico de Zhong Tian Energy Storage Technology “*Degradation Curve*” [23]. La Tabla 12 presenta la curva de degradación considerada para la evaluación.

Tabla 12 Degradación de Baterías [23].

Año	Ciclos	Degradación [%]	RTE [%]
0	0	100,5	95,03
1	365	98,2	94,97
2	730	95,7	94,89
3	1095	93,2	94,82
4	1460	90,8	94,74
5	1825	88,7	94,67
6	2190	86,7	94,60
7	2555	84,9	94,53
8	2920	83,1	94,46

9	3285	81,5	94,39
10	3650	79,9	94,32
11	4015	78,3	94,26
12	4380	76,8	94,19
13	4745	75,4	94,12
14	5110	74,0	94,05
15	5475	72,6	93,98
16	5840	71,3	93,91
17	6205	70,0	93,83
18	6570	68,8	93,76
19	6935	67,5	93,69
20	7300	66,3	93,61

Para la presente evaluación la curva de degradación refleja una pérdida progresiva de capacidad máxima por año. La Tabla 13 muestra la capacidad efectiva anual del BESS resultante de aplicar la curva de degradación.

Tabla 13 Energía máxima por año [23].

Año	Degradación	Energía Máxima por Ciclo [MWh]
0	100,5	450
1	98,2	442
2	95,7	431
3	93,2	419
4	90,8	409
5	88,7	399

6	86,7	390
7	84,9	382
8	83,1	374
9	81,5	367
10	79,9	360
11	78,3	352
12	76,8	346
13	75,4	339
14	74,0	333
15	72,6	327

La degradación afecta directamente la energía disponible para la prestación de servicios o arbitraje, la potencia reconocida también disminuye debido a la disminución de la capacidad máxima.

6.1.2 Eficiencia Round-Trip (RTE)

Esta eficiencia representa la relación entre la energía que el sistema es capaz de inyectar a la red y la energía que consume durante el proceso de carga, en la tabla que muestra la degradación de las baterías está presente el factor de eficiencia que éstas poseen, este parámetro incide directamente en el costo neto de la energía de carga, por lo que puede disminuir la rentabilidad tanto por arbitraje y el costo de oportunidad por la prestación de servicios complementarios.

En cada ciclo se producen pérdidas de energía en distintas etapas, por ejemplo, en la conversión de AC -DC (carga) pérdidas en el inversor, pérdidas internas por calor, en la descarga presenta pérdidas en el inversor nuevamente, y en el sistema auxiliar para su sistema de gestión térmica.

6.1.3 Vida útil y horizonte de evaluación

Se definió un horizonte desde 2027 hasta 2042, se tomo este rango por la proyección de costos marginales realizada para la evaluación, además, se encuentra alineado con la vida útil de las baterías, entre 15-20 años manteniendo

una capacidad significativa frente a la degradación de los equipos.

6.1.4 Factor de indisponibilidad (IFOR) y Potencia de Suficiencia

La potencia reconocida para esta evaluación está calculada conforme la metodología establecida en el DS N°70, el cual reconoce a los SAE como activos que reciben pago por potencia de suficiencia. Los rangos de reconocimiento establecidos por el DS N°70 se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14 Potencia reconocida por DS N°70 (Fuente:CNE).

Cantidad de Horas de Almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento
<1	0%
1	36%
2	65%
3	85%
4	98%
≥5	100%

La potencia inicial corresponde a la capacidad máxima que el SAE puede sostener durante las horas de punta del sistema, su estado de carga y la duración requerida.

El factor de indisponibilidad forzada (IFOR) refleja la probabilidad de que el sistema no esté disponible cuando sea requerido, el IFOR para sistemas BESS se estima en función de la disponibilidad histórica de la tecnología y los mantenimientos programados, el IFOR descuenta la potencia inicial para obtener la potencia reconocida. Para la evaluación la potencia reconocida disminuye año a año en función de la degradación de la capacidad del sistema, reduciendo los ingresos de potencia durante el transcurso de la vida útil.

6.1.5 Estructura de Costos

Los costos se descomponen en dos categorías principales: CAPEX y OPEX.

1. CAPEX

El costo de inversión es obtenido del informe de costos de tecnología de generación y almacenamiento realizado por la CNE [24], para el desarrollo de este informe la CNE solicita información relativa a costos a los desarrolladores de proyectos de generación y almacenamiento. La determinación de los costos de inversión por tecnología, es a través de los costos enviados por los desarrolladores que tienen proyectos de generación, declarados en construcción.

Las Figuras 9 a 12 detallan las partidas de costos de inversión reportadas por la CNE (obras civiles, equipamiento eléctrico, interconexión y gestión del propietario), mientras que las Figuras 13 y 14 presentan los costos totales de inversión y los rangos de costos fijos por tecnología.

Obras civiles y montajes
Trabajos previos: Movimientos de tierra, preparación del sitio, rellenos, excavaciones
Instalaciones de faena
Caminos, urbanización y cierres
Fundaciones
Otros edificios: Administración, sala eléctrica, sala de control
Casa o caverna de máquinas o edificio de turbina-generator (excepto tecnología solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento)
Edificio de caldera y auxiliares (tecnologías térmicas)
Estanques de almacenamiento de combustibles (tecnologías que usan diésel para partida o emergencia)
Montaje equipamiento hidromecánico (centrales hidroeléctricas)
Otras obras civiles
Otros montajes

Figura 9 Costos de obras civiles y montaje [24].

Suministro y montaje de equipamiento eléctrico
Generador eléctrico
Transformadores
Sistema de corriente continua: baterías, cargadores, inversores
Sistema generador de emergencia diésel
Sistemas de iluminación y alumbrado
Sistemas de medición, instrumentación, control, automatización y comunicaciones
Sistemas de protecciones y puesta a tierra
Subestación de Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros equipos eléctricos de BOP (Balance of Plant)
Montaje de equipamiento eléctrico
Montaje de equipamiento de medición, instrumentación, control, automatización y comunicaciones

Figura 10 Costos de suministro y montaje de equipamiento [24].

Partidas de costos – Interconexión eléctrica
Subestación de salida
Línea de transmisión
Paño de conexión subestación sistema interconectado
Servidumbres

Figura 11 Costos interconexión eléctrica [24].

Gastos de gestión del propietario
Servicios de ingeniería y estudios
Servicios de administración del proyecto
Gestión e ingeniería de Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
Derechos de internación / gastos aduaneros
Seguros generales
Terrenos
Permisos y concesiones
Compensaciones a la comunidad
Gastos de puesta en marcha / Periodo de pruebas
Imprevistos
Otros Gastos

Figura 12 Costos de gestión del propietario [24].

De esta manera, los costos de inversión quedan determinados por tres escenarios, bajo, promedio y alto. En la evaluación se trabajará con los tres escenarios de costos de inversión, en la siguiente tabla mostrada en el informe se puede ver los costos de inversión.

Tecnología	Costo de inversión (US\$/kW)		
	Bajo	Promedio	Alto
Almacenamiento BESS @4	616	722	879
Almacenamiento BESS @5	723	805	987
Almacenamiento BESS @6		935	
Solar MGPE	719	863	998
Solar		732	
Solar + Almacenamiento @4-5/90%Pnom	1.174	1.404	1.574
Eólica MGPE		1.504	
Eólica	1.192	1.433	1.707
Eólica + Almacenamiento @4-5/60%Pnom	1.354	1.610	1.923
Diésel		576	
Mini Hidro-Pasada		3.669	
Hidro-Pasada		4.067	

Figura 13 Costo total de inversión [24].

2. OPEX

Costos fijos de operación y mantenimiento son los que conforman el OPEX, estos son necesarios para mantener la operación de cada unidad generadora.

Se muestra a continuación tabla desarrollada por la CNE con la información consolidada:

Tecnología	Costos fijos (% valor de inversión)
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1% - 2%
Térmica diésel	1% - 2%
Eólica	1% - 2%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	1% - 2%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	1% - 2%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	1% - 2%
Térmica a Biogás	1% - 2%
Geotérmica	2% - 3%
Eólica con Almacenamiento	2% - 3%
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	1% - 2%
Sistemas de Almacenamiento en Baterías	1% - 2%

Figura 14 Costos fijos [24].

En el desarrollo de la evaluación se utilizará un 1% de costo fijo con respecto a la inversión inicial.

6.1.6 Estructura de Ingresos

Los ingresos del proyecto evaluado provienen de tres fuentes distintas como se mencionó anteriormente, cada una de estas está sujeta a un marco regulatorio y mecanismos de remuneración distinto. Se tendrá como caso base un sistema Stand-Alone con una potencia instalada de 125 MW con capacidad de descarga de 4 horas, se realizará solo arbitraje de energía como línea base.

En la Tabla 15 se resumen los parámetros técnicos utilizados para la modelación.

Tabla 15 Parámetros de la modelación (Fuente: Elaboración propia)

	Unidad	Magnitud
Capacidad	MW	125
Horas	hr	4
Energía	MWh	500
Eficiencia Descarga	%	90%

1) Ingresos por Arbitraje de Energía

El arbitraje de energía consiste en cargar baterías durante las horas en que el costo marginal es bajo, actualmente el sistema se encuentra enfrentando una

contingencia por la excesiva capacidad instalada en el norte grande de energías renovables no convencionales, los cuales en mayor parte del día mantiene el sistema con un costo marginal de cero. Se busca descargar la energía en horas donde el costo marginal es elevado, especialmente en las horas de punta definidas por la CNE la cual es de 18 hrs a 22 hrs. La diferencia entre el precio de descarga y precio de carga, ajustada por la eficiencia de las baterías constituye el margen por arbitraje de energía.

En el proyecto las horas de carga serán de 11 a 14 y las horas de descarga de 21 a 24. La Tabla 16 detalla la energía disponible para arbitraje considerando la degradación anual.

Tabla 16 Energía valorizada (Fuente: Elaboración propia).

Año	Energía máxima [MWh]	Degradación	Energía por hora [MW]
2027	450	100%	112,5
2028	442	98,2%	110,5
2029	431	95,7%	107,7
2030	419	93,2%	104,9
2031	409	90,8%	102,2
2032	399	88,7%	99,8
2033	390	86,7%	97,5
2034	382	84,9%	95,5
2035	374	83,1%	93,5
2036	367	81,5%	91,7
2037	360	79,9%	89,9
2038	352	78,3%	88,1
2039	346	76,8%	86,4
2040	339	75,4%	84,8
2041	333	74,0%	83,3
2042	327	72,6%	81,7

2) Ingresos por Potencia de Suficiencia

La Ley 21.505 y su reglamento a través del DS N°70 habilita a los sistemas de almacenamiento de energía para el pago de potencia de suficiencia, otorgando certeza y confiabilidad económica para los distintos proyectos de almacenamiento que en Chile se desarrollan y desarrollarán. La potencia reconocida se determina en función de la capacidad que el sistema tiene para sostener durante horas su descarga, a esto se le llama potencia inicial, posteriormente se descuenta el factor de indisponibilidad forzada (IFOR) por el Factor de Ajuste de la Demanda (FAD), el

porcentaje de reconocimiento se puede observar en la tabla 6.

De esta forma, para la evaluación económica se utilizará como referencia el “Boletín Informativo de abril 2026” [25], el cual presenta 2 escenarios, el primer escenario “FAD SS1 9 GW” referencia a una capacidad instalada de 9 GW en el sistema, el segundo escenario “FAD SS1 12 GW” .La Figura 15 muestra la proyección del FAD para ambos escenarios considerados.

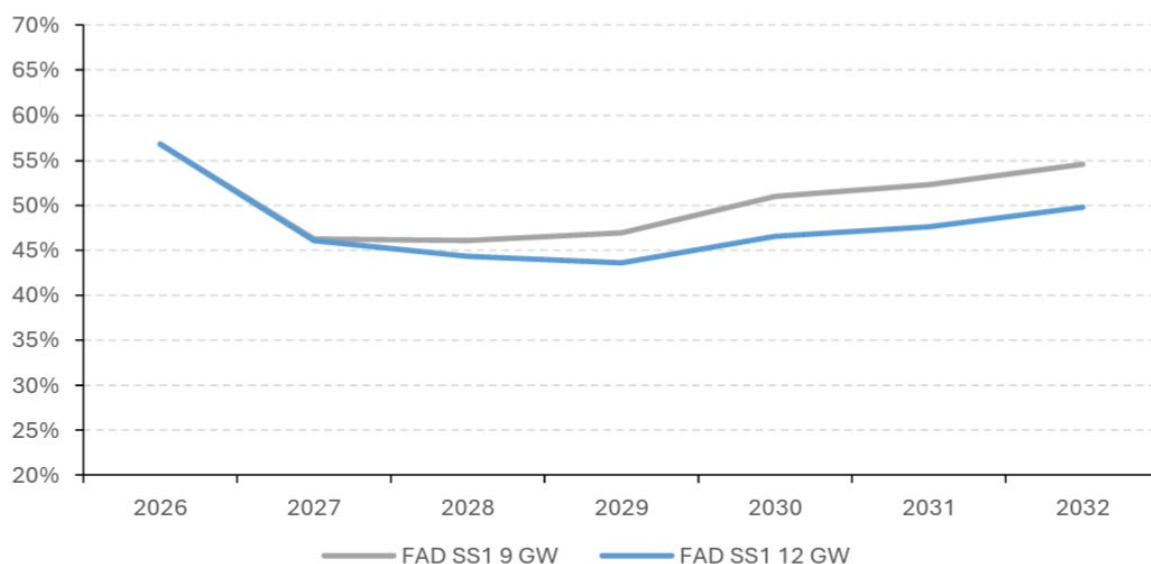


Figura 15 Proyección FAD [25].

En la Tabla 17 se presentan los valores extrapolados del Factor de Ajuste de la Demanda para ambos escenarios.

Tabla 17 Proyección de Factor de Ajuste de la Demanda [25].

Año	FAD SS1 9 GW	FAD SS1 12 GW
2027	45,5%	45,5%
2028	47%	44%
2029	47%	43%
2030	51%	46,5%
2031	53%	48%
2032	55%	50%

Para los años siguientes al 2032 se utilizará el valor del último año de la proyección.

Los ingresos de potencia se calculan como el producto entre la potencia reconocida (esta disminuye año a año producto de la degradación) y el precio nudo de potencia, el cual es fijado semestralmente por la CNE, este ingreso proporciona estabilidad y predictibilidad del flujo de dinero que recibe, y es un actor fundamental para la posible financiación de estos.

La Tabla 18 muestra la potencia por año considerada en la evaluación:

Tabla 18 Potencia anual de la evaluación (Fuente: Elaboración propia).

Año	Energía máxima [MWh]	Degradación	Energía por hora [MW]	Potencia [MW]
2027	450	100%	112,5	112,5
2028	442	98,2%	110,5	110,5
2029	431	95,7%	107,7	107,7
2030	419	93,2%	104,9	104,9
2031	409	90,8%	102,2	102,2
2032	399	88,7%	99,8	99,8
2033	390	86,7%	97,5	97,5
2034	382	84,9%	95,5	95,5
2035	374	83,1%	93,5	93,5
2036	367	81,5%	91,7	91,7
2037	360	79,9%	89,9	89,9
2038	352	78,3%	88,1	88,1
2039	346	76,8%	86,4	86,4
2040	339	75,4%	84,8	84,8
2041	333	74,0%	83,3	83,3
2042	327	72,6%	81,7	81,7

En la Tabla 19 se detallan los ingresos por potencia proyectados bajo el escenario FAD SS1 9 GW.

Tabla 19 Ingresos por Potencia (escenario FAD SS1 9 GW) (Fuente: Elaboración propia).

Año	IFOR	Factor ajuste de Demanda	Potencia [MW]	Tasa de Cambio	Ingresos por Potencia [US\$]
2027	0,0035	0,46	50,0	870,0	\$5.811.676
2028	0,0035	0,47	50,7	875,0	\$5.861.524
2029	0,0035	0,47	49,4	885,0	\$5.647.754

2030	0,0035	0,51	52,2	880,0	\$6.002.230
2031	0,0035	0,53	52,9	860,0	\$6.218.312
2032	0,0035	0,55	53,6	860,0	\$6.303.723
2033	0,0035	0,55	52,4	860,0	\$6.161.587
2034	0,0035	0,55	51,3	860,0	\$6.033.665
2035	0,0035	0,55	50,2	860,0	\$5.905.743
2036	0,0035	0,55	49,2	860,0	\$5.792.034
2037	0,0035	0,55	48,3	860,0	\$5.678.325
2038	0,0035	0,55	47,3	860,0	\$5.564.617
2039	0,0035	0,55	46,4	860,0	\$5.458.015
2040	0,0035	0,55	45,6	860,0	\$5.358.520
2041	0,0035	0,55	44,7	860,0	\$5.259.025
2042	0,0035	0,55	43,9	860,0	\$5.159.530

3) Ingresos por Servicios Complementarios

Para la modelación del caso de negocio se realizará solo prestación por Control de Frecuencia Secundario, este cumple con el reglamento establecido en el DS N°113 y posterior Informe de Definición de Servicios Complementarios publicado en la Resolución Exenta N°545 de la CNE, primero se mostrará la metodología de remuneración por costo de oportunidad para un sistema de almacenamiento de energía.

El costo de oportunidad corresponde a los costos incurridos o pérdida de oportunidad de la venta de energía en el mercado spot, por la prestación del servicio.

El costo de oportunidad se remunera de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Remuneración del Costo de Oportunidad}_T = \max\{(\text{componente } 1_T - \text{Componente } 2_T), 0\}$$

Donde:

T : Corresponde a una ventana de valorización de 24 horas, cuyo inicio es definido por el coordinador, esta ventana debe ser la misma para todas las instalaciones y podrá ser modificada mensualmente por el coordinador de manera justificada.

$\text{Componente } 1_T$: Corresponde a la valorización de la energía disponible del periodo anteriormente definido, que refleja la remuneración por arbitraje de un sistema de almacenamiento de energía, que habría obtenido sino hubiese realizado la prestación de Servicios Complementarios considerando la operación real.

Para determinar la componente 1, se debe determinar la energía disponible del

periodo destinada para la prestación de servicios dentro de la ventana de valorización T.

La energía disponible se determina con la siguiente expresión:

$$Energía\ Disponible_T: Min\{\sum_h^T \sum_{SC}^{SC} R_{h,sc}^+ * FD_{h,sc}^+ + \sum_h^T \sum_{SC}^{SC} R_{h,sc}^- * FD_{h,sc}^-, E_{almacenada\ T} + E_{inicial\ T}\}$$

En donde:

$R_{h,sc}^+$: corresponde a la reserva de subida de la instalación.

$R_{h,sc}^-$: Corresponde a la reserva de bajada de la instalación.

SC : corresponde a la cantidad total de servicios complementarios disponibles para participar.

$FD_{h,sc}^+$: Factor de desempeño del servicio de subida.

$FD_{h,sc}^-$: Factor de desempeño del servicio de bajada.

$E_{almacenada\ T}$: Corresponde a la energía total retirada o abastecida desde la componente de generación de una central con capacidad de almacenamiento, para el proceso de almacenamiento de la ventana.

$E_{inicial\ T}$: Corresponde a la energía almacenada en la instalación al inicio de la ventana de valorización.

Componente 2_T: Corresponde a la valorización de la contabilización de las inyecciones físicas y de la energía disponible de un sistema de almacenamiento, según corresponda para la respectiva ventana de valorización.

Para explicar de forma demostrativa, se utilizará figuras presentadas por la CNE en el Webinar de Modificación Informe de Definición de Servicios Complementarios [26]. Los principios a considerar en la determinación de los costos de oportunidad, es que la instalación debe ser indiferente participar en servicios complementarios o en arbitraje de energía, se debe reconocer la limitación en su capacidad de almacenamiento en caso de reservas de subida o su capacidad de inyección en caso de reserva de bajada, finalmente no debe tener impactos sobre la operación.

La Figura 16 expone como afecta la reserva de servicios complementarios en la reducción de los ingresos sin el costo de oportunidad.

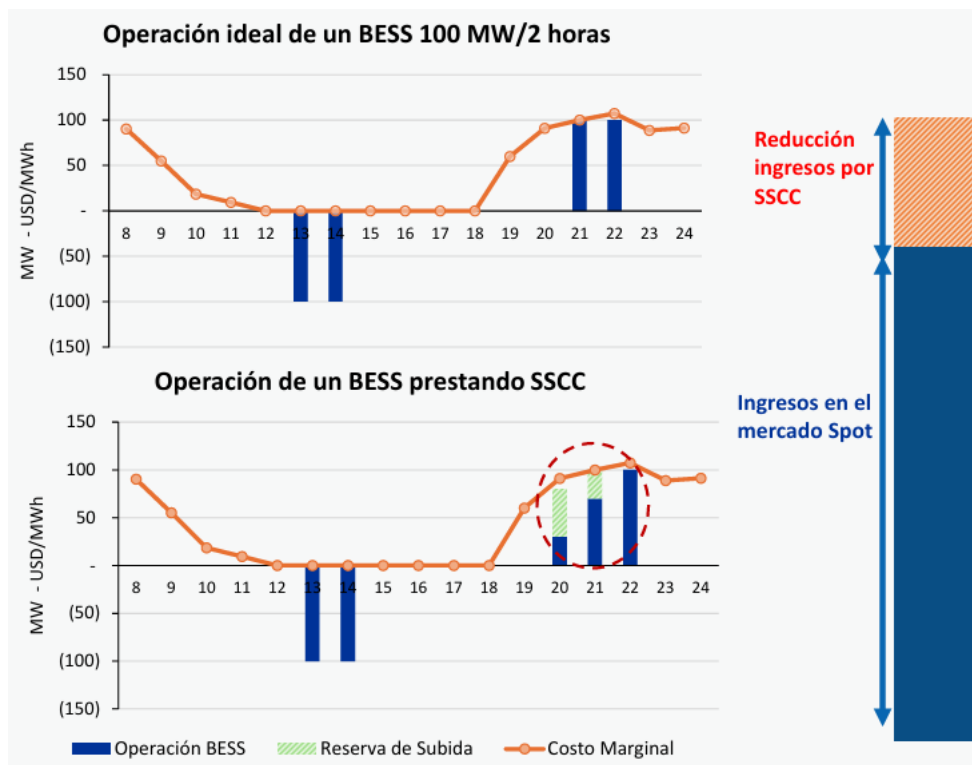


Figura 16 Operación de un BESS según prestación [26].

De esta forma la determinación del costo de oportunidad como se mencionó anteriormente presenta dos componentes como se muestra en las siguientes figuras 17 y 18:

$$\text{Costo de Oportunidad} = \underbrace{\text{Ingresos por energía (Sin SSCC)*}}_{\text{Componente 1}} - \underbrace{\text{Ingresos en el mercado Spot (con SSCC)}}_{\text{Componente 2}}$$

Figura 17 Componentes del Costo de Oportunidad [26].

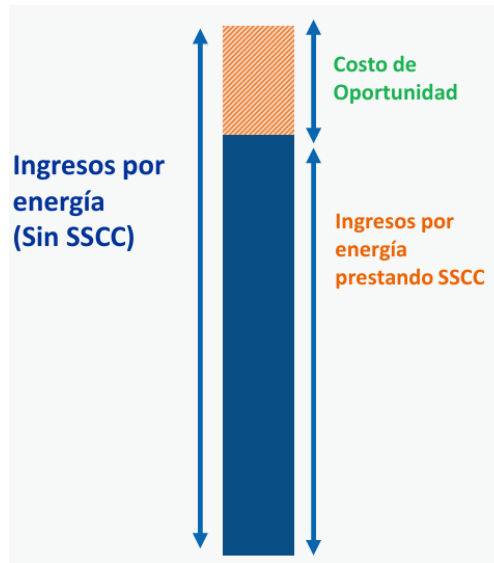


Figura 18 Ingresos de un BESS [26].

Los pasos para calcular la componente 1:

- Para cada ventana T, se identifican las horas de mayores costos marginales.
- Posteriormente, se realiza una apertura de las horas en función de la granularidad utilizada en el mercado de corto plazo.
- Luego, se asignan los valores de energía inyectada por la instalación y sus costos marginales reales en la ventana T.
- Posteriormente se calcula la energía disponible.

nte 1

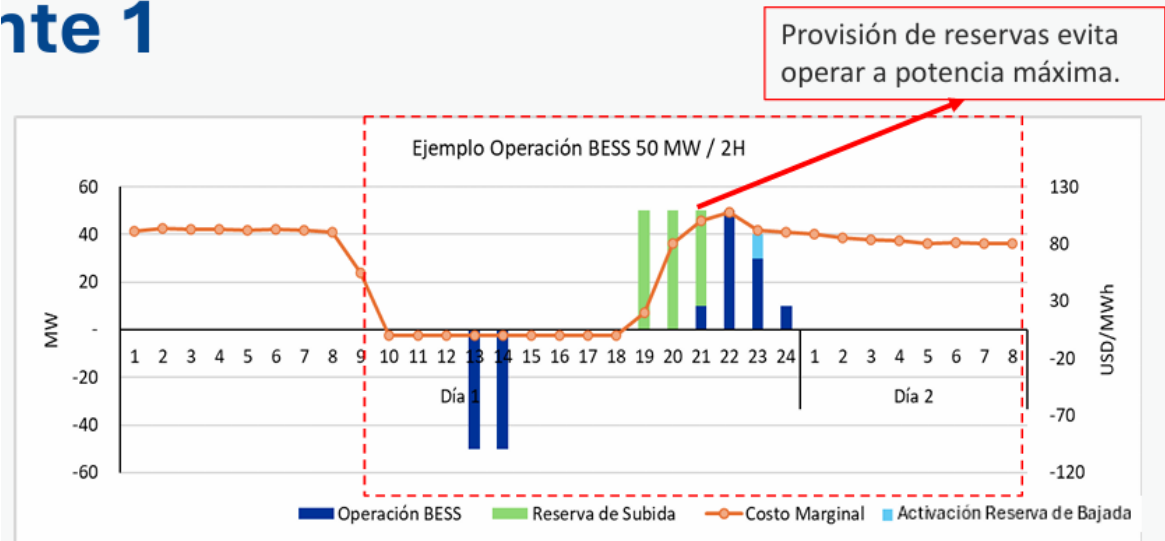


Figura 19 Ejemplo de operación en servicios complementarios [26].

En la figura 19 y 20 se muestra las operaciones dentro de la ventana T de la instalación

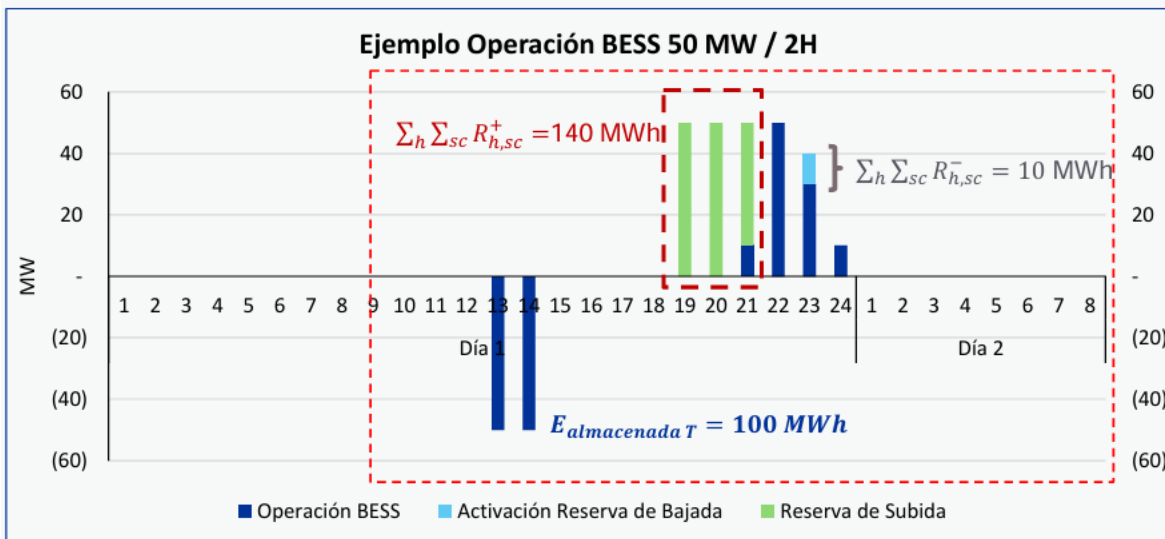


Figura 20 Ventana de operación de un BESS para SSCC [26].

- La energía total retirada dentro de la ventana de la valorización T corresponde a 100 MWh.
- La energía asociada a reservas asciende a 140 MWh.
- Se considera que 100 MWh corresponde a la energía sujeta a costo de oportunidad

Dando como resultado de la componente 1 la Figura 21:



Figura 21 Valorización de operación [26].

La metodología para el cálculo de la componente 2, debe contabilizar tanto las inyecciones físicas y valorizadas de la instalación en la operación real, así también, la energía disponible. Se muestra en la Figura 22 como se valoriza la energía disponible.

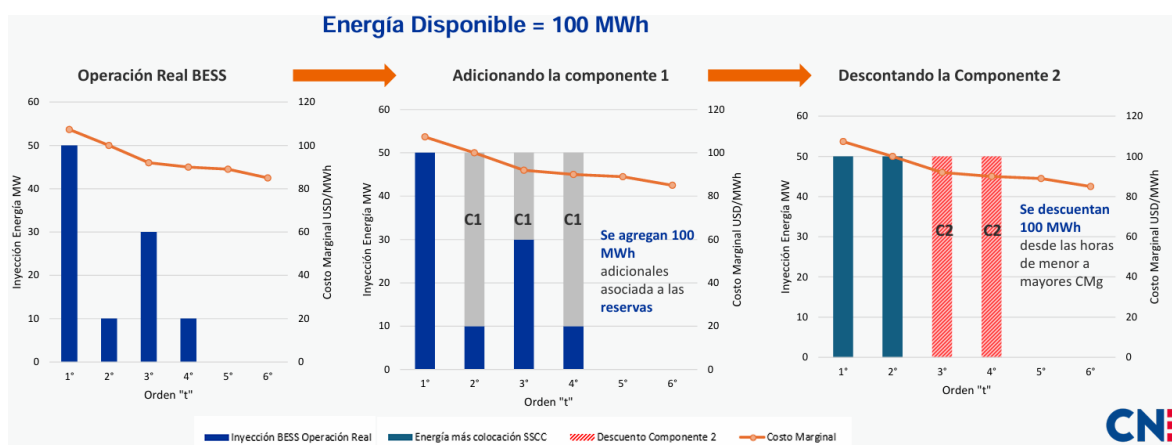


Figura 22 Metodología de cálculo componente 2 [26].

De esta forma se valorizan las horas con menor costo marginal, como se presenta en la Figura 23.

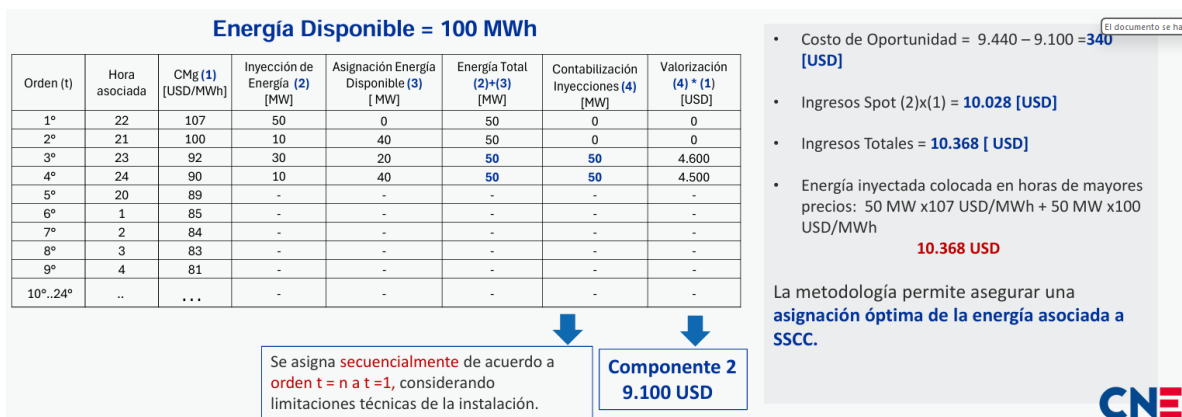


Figura 23 Valorización componente 2 y Costo de Oportunidad [26].

6.1.7 Proyección de Costos Marginales

Para poder valorizar el caso de negocio se debe realizar una proyección privada de los costos marginales del sistema, para esto se realizó con los siguientes supuestos:

1. Descarbonización

Se tomó el plan de descarbonización el retiro de centrales hasta el año 2025, desarrollándose en 3 etapas: i) 2019-2024: ya en ejecución, ii) 2025-2032: cierre o reconversión de unidades (CT1, CTA/CTH, ANG1/2y IEM), iii) cierre del proceso mediante el retiro del resto de unidades: Guacolda, Cochrane, Santa María.

2. Disponibilidad hidrológica

Análisis realizados sugieren una menor disponibilidad hidrológica promedio en el país (-10%) en el largo plazo.

Asimismo, las modelaciones climatológicas infieren un adelantamiento de la época de deshielos durante la época de septiembre-diciembre lo que genera dos efectos:

- i) aumento de la producción hidráulica durante el periodo (sep-dic);
- ii) menor disponibilidad de agua hacia el final del año hidrológico (feb-abr)

3. Baja de costos en tecnología

Las proyecciones utilizadas muestran una baja de precios en las principales tecnologías modeladas. Los costos ilustrados intentan reflejar TODOS los costos involucrados para incorporar 1 kW de potencia (tecnología, EPC, BOP, terreno,

entre otros). La Figura 24 muestra los costos de tecnología de supuestos de simulación.

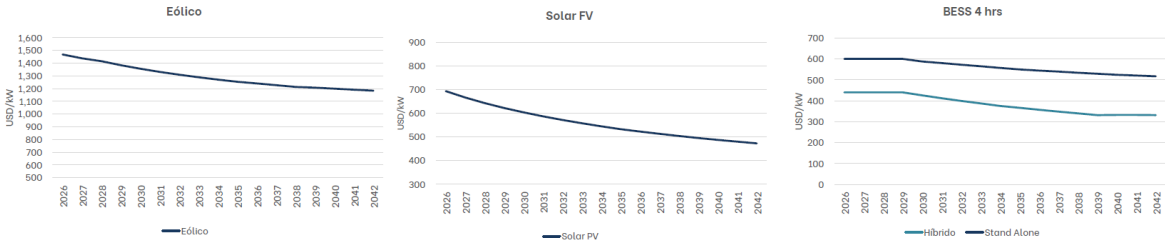


Figura 24 Costos de tecnología de supuestos de simulación (Fuente: Estudio privado).

4. Proyección del crecimiento de la demanda

Se considera la información oficial de la Comisión Nacional de Energía:

- Periodo 2026-2029: crecimiento promedio al 3% anual.
- Periodo 2030-2042: crecimiento promedio al 3,1% anual.

Esta proyección de consumo incorpora nuevas demandas por concepto de electromovilidad a nivel de transporte público y uso privado, correspondiente al escenario de carbono neutralidad de la PELP.

5. Precios internacionales de commodities y disponibilidad

Se muestra a continuación los precios de commodities en la Figura 25:

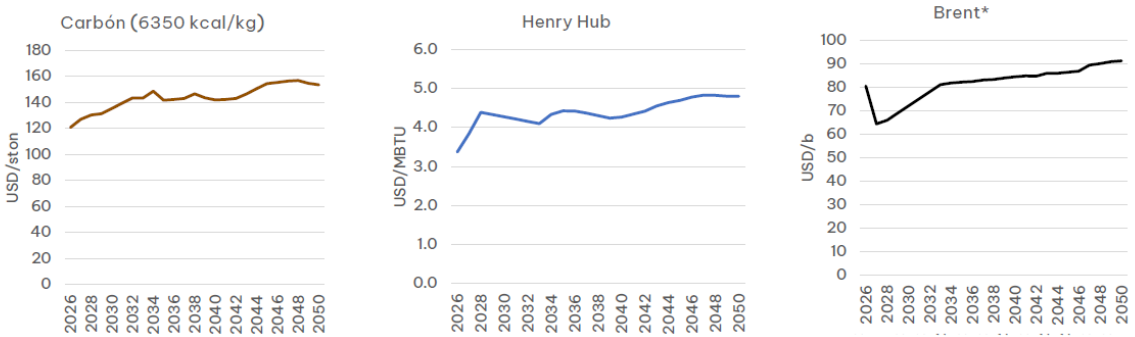


Figura 25 Proyección de precios de combustibles (Fuente: Estudio privado).

6. Capacidad instalada a largo plazo

Se presenta gráficamente la instalación de parques renovables junto al retiro de

centrales de carbón, en la Figura 26.

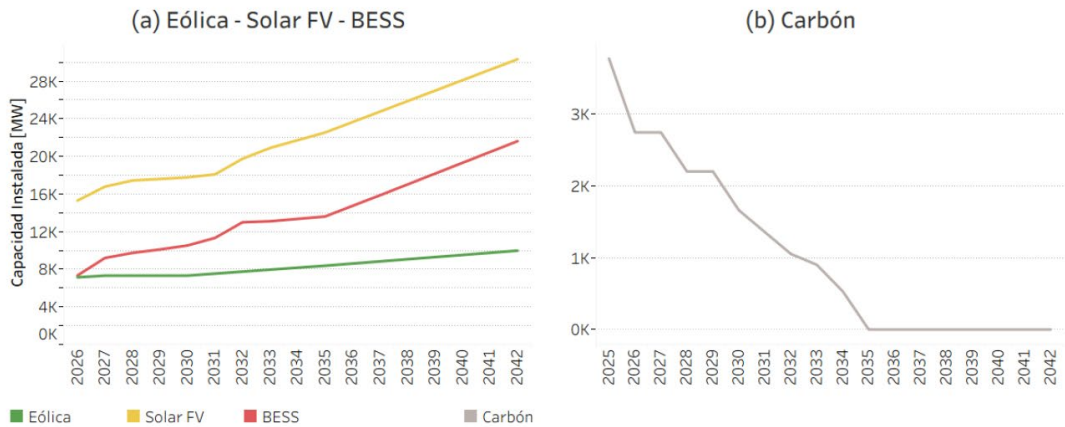


Figura 26 Proyección capacidad instalada en el SEN (Fuente: Estudio privado).

Se obtendrá como resultado 5 escenarios, hidrología húmeda (Percentil 7), Hidrología media húmeda (Percentil 40), Hidrología media (percentil 54), Hidrología media seca (Percentil 77) e hidrología seca (Percentil 93).

6.2 Resultados Económicos

El proyecto se encuentra ubicado en la región de Antofagasta en la comuna de Tal Tal conectado a la barra San Francisco 220 kV, se asume que cuenta con disponibilidad de conexión y con capacidad de energía.

El proyecto tiene las siguientes características técnicas, que se mostraron anteriormente en la tabla 7, sin embargo, se muestra nuevamente para dar facilidad de información.

La Tabla 20 resume los supuestos técnicos y financieros del flujo de caja.

Tabla 20 Características del Proyecto (Fuente: Elaboración propia).

SUPUESTOS — FLUJO DE CAJA PROYECTO (Sin y Con SSCC)	
1. PARÁMETROS DEL PROYECTO	
Costo de inversión (US\$/kW)	616-879
Capacidad instalada (MW)	125
CAPEX total (MMUS\$)	77 - 109,8
OPEX anual (MMUS\$)	0,77 - 1,1
2. SUPUESTOS FINANCIEROS	
Tasa impuesto corporativo (Chile)	27,00%
Vida útil contable (años)	16

Valor residual contable (% CAPEX)	5,00%
Capital de trabajo (% ingresos año 1)	5,00%
Tasa de descuento real (proyecto puro)	7,00%
3. VALORES CALCULADOS	
Depreciación anual (MMUS\$)	4,6 - 6,5
Valor Residual (MMUS\$)	3,9 - 5,5

Se considera que el parque carga las baterías entre las 11hrs y 14 hrs, para el caso del arbitraje de seleccionó como horas de descarga de 21 hrs a 24 hrs. En el caso de la prestación de Servicios Complementarios la descarga comienza desde las 21 hrs hasta las 4 hrs del día siguiente considerando que actualmente la ventana de operación del Coordinador es desde las 10 hrs hasta las 9:59 hrs del día siguiente, se puede valorizar toda la energía dentro de la misma ventana, se asume que la batería es cargada y descargada en su totalidad dentro de la misma ventana.

6.2.1 Sensibilidad N°1

El primer escenario por evaluar corresponde a una sensibilidad en el Factor de Ajuste de la Demanda (FAD SS1 9 GW), donde se recorrerá cambio del costo de inversión desde el valor bajo hasta el escenario alto del estudio de costos tecnológicos de la CNE, actualizado en junio 2026.

En la Tabla 21 se presentan los niveles de CAPEX y OPEX considerados en la sensibilidad N°1.

Tabla 21 Parámetros económicos (Fuente: Elaboración propia).

Costo inversión	Capacidad instalada	Costo total de inversión	OPE X	OPEX anual
US\$/kW	MW	US\$	%	US\$
616	125	\$77.000.000	1%	\$770.000
640	125	\$80.000.000	1%	\$800.000
660	125	\$82.500.000	1%	\$825.000
680	125	\$85.000.000	1%	\$850.000
700	125	\$87.500.000	1%	\$875.000

722	125	\$90.250.000	1%	\$902.500
740	125	\$92.500.000	1%	\$925.000
760	125	\$95.000.000	1%	\$950.000
780	125	\$97.500.000	1%	\$975.000
800	125	\$100.000.000	1%	\$1.000.000
820	125	\$102.500.000	1%	\$1.025.000
840	125	\$105.000.000	1%	\$1.050.000
879	125	\$109.875.000	1%	\$1.098.750

El primer escenario por evaluar corresponde a una sensibilidad en el costo total de inversión, para este escenario se utilizó el costo promedio de la figura 13, por lo que el proyecto cuenta con las siguientes características, con una tasa de descuento real del 7%.

Las Tablas 22, 23, 24, 25 y 26 presentan los resultados económicos (VAN y TIR) obtenidos para los escenarios de hidrología húmeda, media húmeda, media, media seca y seca, respectivamente (húmeda P7, media húmeda P40, media P54, media seca P77 y seca P93).

Los resultados se ilustran gráficamente en las Figuras 27 a 31 para la sensibilidad N°1.

Tabla 22 Resultados económicos hidrología húmeda P7 (Fuente: Elaboración propia)

Costo inversión	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
US\$/kW	-	%	-	%
616	\$-4.567.979	6,10%	\$-3.304.792	6,35%
640	\$-7.269.726	5,61%	\$-6.006.538	5,86%
660	\$-9.521.181	5,23%	\$-8.257.994	5,47%
680	\$-11.772.637	4,86%	\$-10.509.449	5,10%
700	\$-14.024.092	4,51%	\$-12.760.905	4,74%
720	\$-16.275.548	4,18%	\$-15.012.361	4,41%
740	\$-18.527.003	3,86%	\$-17.263.816	4,08%

760	\$-20.778.459	3,55%	\$-19.515.272	3,77%
780	\$-23.029.914	3,26%	\$-21.766.727	3,48%
800	\$-25.281.370	2,98%	\$-24.018.183	3,19%
820	\$-27.532.826	2,71%	\$-26.269.638	2,92%
840	\$-29.784.281	2,45%	\$-28.521.094	2,65%
879	\$-34.174.619	1,97%	\$-32.911.432	2,17%

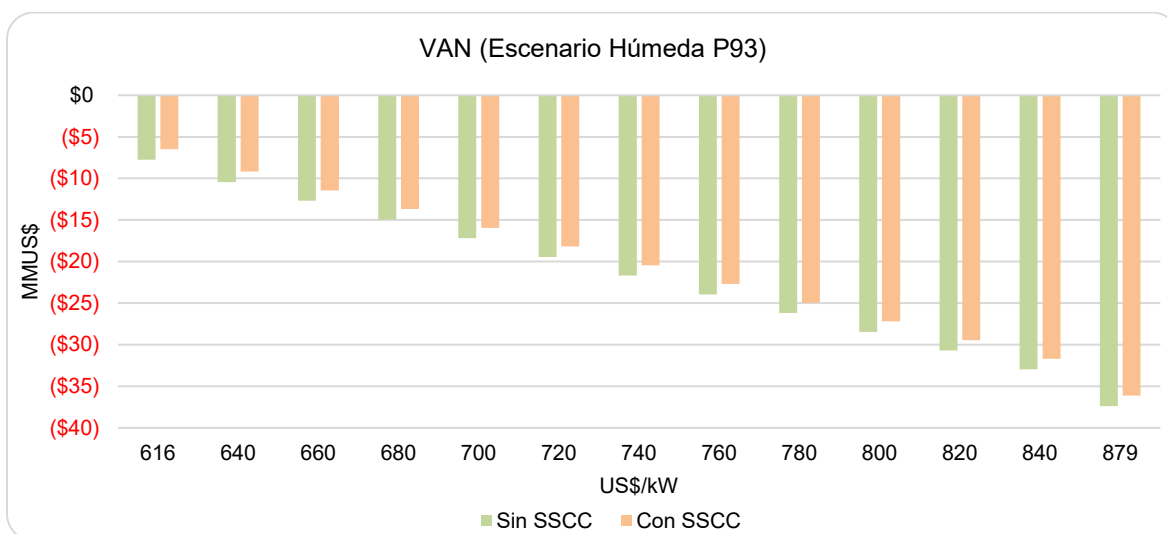


Figura 27 VAN escenario hidrología húmeda P7 (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 23 Resultados económicos hidrología media húmeda P40 (Fuente: Elaboración propia).

Costo inversión US\$/kW	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
	-	%	-	%
616	\$-1.564.389	6,69%	\$-120.426	6,98%
640	\$-4.266.136	6,19%	\$-2.822.172	6,47%
660	\$-6.517.591	5,80%	\$-5.073.628	6,07%
680	\$-8.769.047	5,42%	\$-7.325.083	5,68%
700	\$-11.020.502	5,06%	\$-9.576.539	5,32%
720	\$-13.271.958	4,72%	\$-11.827.995	4,97%
740	\$-15.523.413	4,39%	\$-14.079.450	4,64%
760	\$-17.774.869	4,07%	\$-16.330.906	4,32%
780	\$-20.026.324	3,77%	\$-18.582.361	4,01%
800	\$-22.277.780	3,48%	\$-20.833.817	3,72%

820	\$-24.529.236	3,20%	\$-23.085.272	3,44%
840	\$-26.780.691	2,93%	\$-25.336.728	3,17%
879	\$-31.171.029	2,44%	\$-29.727.066	2,67%

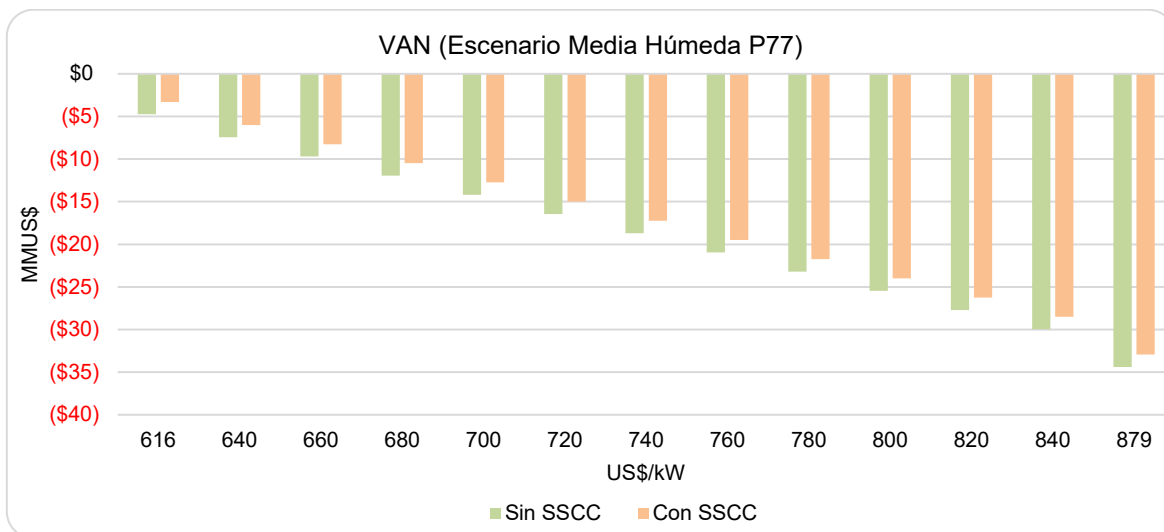


Figura 28 VAN escenario hidrología media húmeda P40 (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 24 Resultados económicos hidrología media P54 (Fuente: Elaboración propia).

Costo inversión US\$/kW	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
	-	%	-	%
616	\$776.354	7,15%	\$2.187.394	7,42%
640	\$-1.925.393	6,64%	\$-514.352	6,90%
660	\$-4.176.848	6,23%	\$-2.765.808	6,49%
680	\$-6.428.304	5,85%	\$-5.017.263	6,10%
700	\$-8.679.759	5,48%	\$-7.268.719	5,73%
720	\$-10.931.215	5,13%	\$-9.520.174	5,38%
740	\$-13.182.670	4,79%	\$-11.771.630	5,04%
760	\$-15.434.126	4,47%	\$-14.023.086	4,71%
780	\$-17.685.582	4,16%	\$-16.274.541	4,40%
800	\$-19.937.037	3,87%	\$-18.525.997	4,10%
820	\$-22.188.493	3,58%	\$-20.777.452	3,81%
840	\$-24.439.948	3,31%	\$-23.028.908	3,53%

879	\$-28.830.287	2,80%	\$-27.419.246	3,02%
-----	----------------------	-------	----------------------	-------

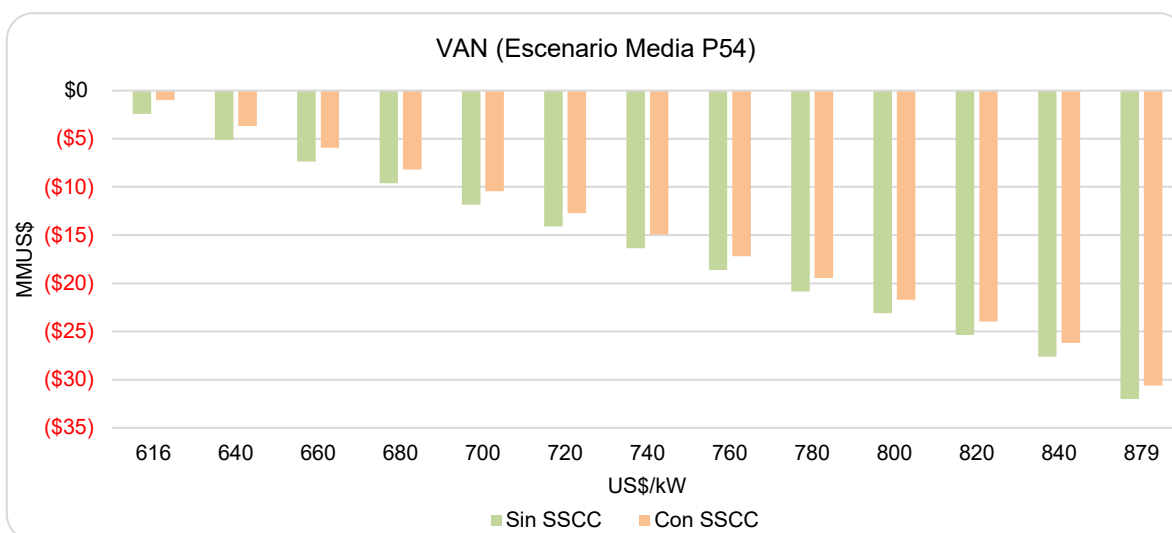


Figura 29 VAN escenario hidrología media P54 (Fuente: Elaboración propia)

Tabla 25 Resultados económicos hidrología media seca P77.

Costo inversión US\$/kW	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
	-	%	-	%
616	\$7.469.103	8,43%	\$8.782.193	8,67%
640	\$4.767.357	7,88%	\$6.080.446	8,12%
660	\$2.515.901	7,45%	\$3.828.990	7,69%
680	\$264.446	7,05%	\$1.577.535	7,28%
700	\$-1.987.010	6,66%	\$-673.921	6,88%
720	\$-4.238.466	6,29%	\$-2.925.376	6,51%
740	\$-6.489.921	5,93%	\$-5.176.832	6,15%
760	\$-8.741.377	5,59%	\$-7.428.287	5,81%
780	\$-10.992.832	5,27%	\$-9.679.743	5,48%
800	\$-13.244.288	4,95%	\$-11.931.199	5,16%
820	\$-15.495.743	4,65%	\$-14.182.654	4,86%
840	\$-17.747.199	4,36%	\$-16.434.110	4,57%
879	\$-22.137.537	3,83%	\$-20.824.448	4,03%

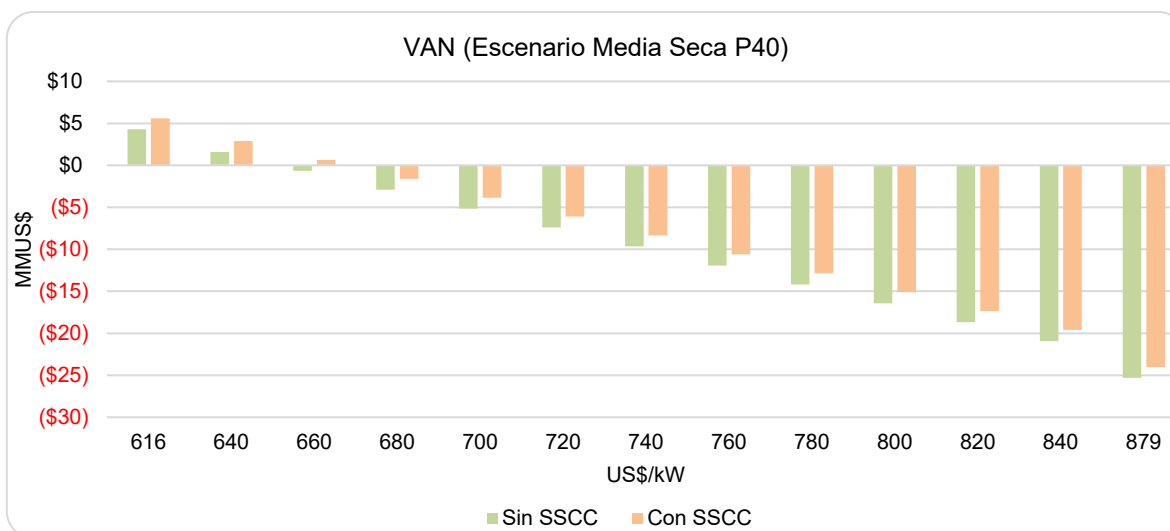


Figura 30 VAN escenario hidrología media seca P77 (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 26 Resultados económicos hidrología seca P93 (Fuente: Elaboración propia).

Costo inversión US\$/kW	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
	-	%	-	%
616	\$7.084.411	8,36%	\$8.406.917	8,60%
640	\$4.382.665	7,81%	\$5.705.170	8,05%
660	\$2.131.209	7,39%	\$3.453.714	7,62%
680	\$-120.247	6,98%	\$1.202.259	7,21%
700	\$-2.371.702	6,59%	\$-1.049.197	6,82%
720	\$-4.623.158	6,22%	\$-3.300.652	6,45%
740	\$-6.874.613	5,87%	\$-5.552.108	6,09%
760	\$-9.126.069	5,53%	\$-7.803.563	5,75%
780	\$-11.377.524	5,20%	\$-10.055.019	5,42%
800	\$-13.628.980	4,89%	\$-12.306.475	5,10%
820	\$-15.880.435	4,59%	\$-14.557.930	4,80%
840	\$-18.131.891	4,30%	\$-16.809.386	4,51%
879	\$-22.522.229	3,77%	\$-21.199.724	3,97%

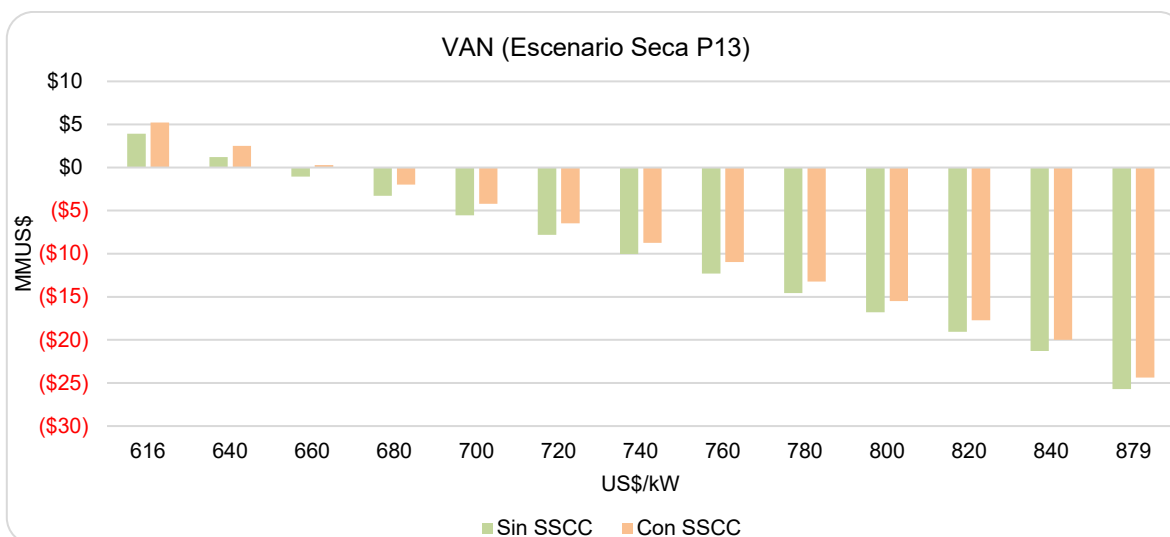


Figura 31 Escenario hidrología seca P93 (Fuente: Elaboración propia).

6.2.2 Sensibilidad N°2

La sensibilidad N°2 corresponde a una sensibilidad en el factor de ajuste de la demanda (FAD), input relevante en la potencia reconocida para ser remunerada, la sensibilidad N°1 utiliza el escenario FAD SS1 9 GW, para la sensibilidad N°2 se utilizará FAD SS1 12 GW, en un escenario en que la instalación de almacenamiento sea mayor a la planificada y alcance los 12 GW de capacidad.

La Tabla 27 detalla los ingresos por potencia bajo el escenario FAD SS1 12 GW utilizado en la sensibilidad N°2.

Tabla 27 Ingresos por potencia (Escenario FAD SS1 12 GW) (Fuente: Elaboración propia)

Año	IFOR	Subsistema	Potencia [MW]	Tasa de Cambio	Ingresos por Potencia [US\$]
2027	0,0035	0,46	50,0	870,0	\$5.811.676
2028	0,0035	0,44	47,5	875,0	\$5.487.384
2029	0,0035	0,43	45,2	885,0	\$5.167.094
2030	0,0035	0,47	47,6	880,0	\$5.472.622
2031	0,0035	0,48	47,9	860,0	\$5.631.679
2032	0,0035	0,50	48,7	860,0	\$5.730.657
2033	0,0035	0,50	47,6	860,0	\$5.601.443
2034	0,0035	0,50	46,6	860,0	\$5.485.150
2035	0,0035	0,50	45,7	860,0	\$5.368.857
2036	0,0035	0,50	44,8	860,0	\$5.265.485
2037	0,0035	0,50	43,9	860,0	\$5.162.114

2038	0,0035	0,50	43,0	860,0	\$5.058.742
2039	0,0035	0,50	42,2	860,0	\$4.961.832
2040	0,0035	0,50	41,4	860,0	\$4.871.382
2041	0,0035	0,50	40,7	860,0	\$4.780.931
2042	0,0035	0,50	39,9	860,0	\$4.690.481

"Los resultados económicos por escenario hidrológico bajo la sensibilidad N°2 se presentan en las Tablas 28 a 32 (húmeda, media húmeda, media, media seca y seca).

Los resultados se ilustran gráficamente en las Figuras 32 a 36 para la sensibilidad N°2.

Tabla 28 Resultados económicos hidrología húmeda P7 (Fuente: Elaboración propia).

	Sin SSCC		Con SSCC	
Costo inversión	VAN	TIR	VAN	TIR
US\$/kW	-	%	-	%
616	\$-7.741.963	5,45%	\$-6.478.776	5,71%
640	\$-10.443.710	4,98%	\$-9.180.522	5,23%
660	\$-12.695.165	4,60%	\$-11.431.978	4,85%
680	\$-14.946.621	4,25%	\$-13.683.434	4,49%
700	\$-17.198.076	3,91%	\$-15.934.889	4,14%
720	\$-19.449.532	3,58%	\$-18.186.345	3,82%
740	\$-21.700.987	3,27%	\$-20.437.800	3,50%
760	\$-23.952.443	2,97%	\$-22.689.256	3,20%
780	\$-26.203.899	2,69%	\$-24.940.711	2,91%
800	\$-28.455.354	2,41%	\$-27.192.167	2,63%
820	\$-30.706.810	2,15%	\$-29.443.622	2,36%
840	\$-32.967.979	1,89%	\$-31.695.078	2,11%
879	\$-37.396.123	1,41%	\$-36.112.357	1,63%

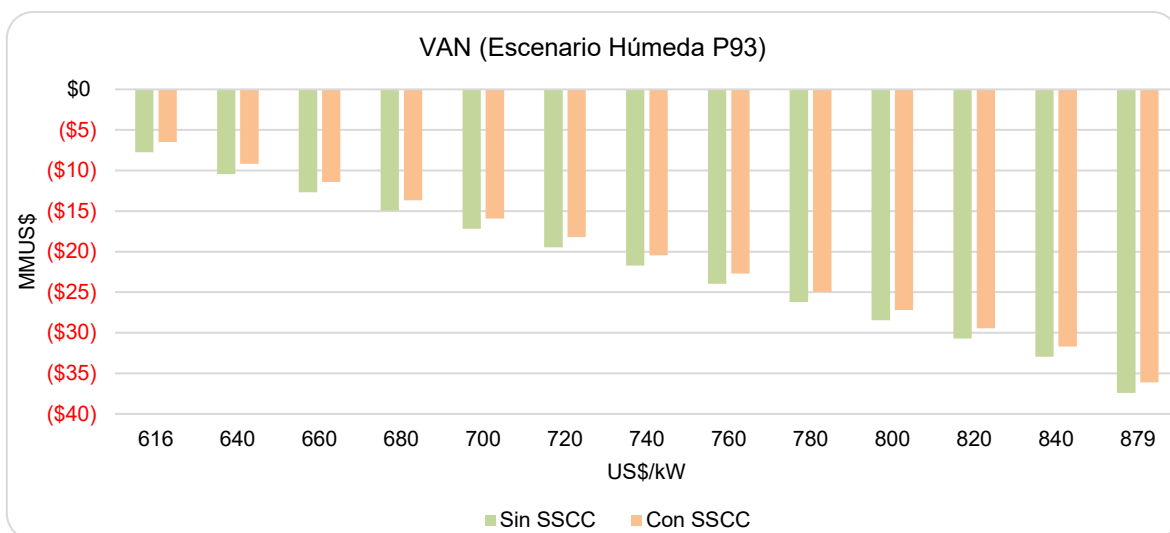


Figura 32 VAN escenario hidrología húmeda P7 (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 29 Resultados económicos hidrología media húmeda P40 (Fuente: Elaboración propia).

Costo inversión US\$/kW	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
	-	%	-	%
616	\$-4.738.373	6,06%	\$-3.294.410	6,35%
640	\$-7.440.120	5,57%	\$-5.996.156	5,85%
660	\$-9.691.575	5,19%	\$-8.247.612	5,46%
680	\$-11.943.031	4,82%	\$-10.499.068	5,09%
700	\$-14.194.486	4,47%	\$-12.750.523	4,73%
720	\$-16.445.942	4,13%	\$-15.001.979	4,39%
740	\$-18.697.397	3,81%	\$-17.253.434	4,07%
760	\$-20.948.853	3,50%	\$-19.504.890	3,76%
780	\$-23.200.309	3,21%	\$-21.756.345	3,46%
800	\$-25.451.764	2,93%	\$-24.007.801	3,17%
820	\$-27.703.220	2,65%	\$-26.259.256	2,90%
840	\$-29.957.113	2,39%	\$-28.510.712	2,63%
879	\$-34.378.383	1,90%	\$-32.920.078	2,14%

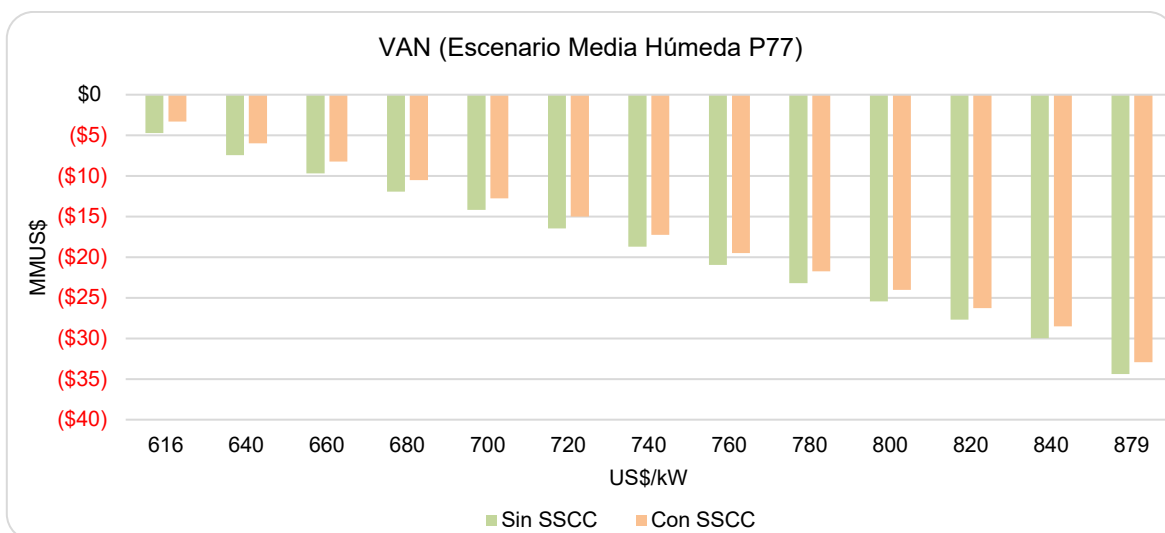


Figura 33 VAN escenario hidrología media húmeda P40 (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 30 Resultados económicos hidrología media P54 (Fuente: Elaboración propia).

Costo inversión US\$/kW	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
	-	%	-	%
616	\$-2.397.630	6,53%	\$-986.590	6,81%
640	\$-5.099.377	6,03%	\$-3.688.336	6,30%
660	\$-7.350.832	5,63%	\$-5.939.792	5,90%
680	\$-9.602.288	5,25%	\$-8.191.247	5,52%
700	\$-11.853.744	4,90%	\$-10.442.703	5,15%
720	\$-14.105.199	4,55%	\$-12.694.159	4,81%
740	\$-16.356.655	4,22%	\$-14.945.614	4,47%
760	\$-18.608.110	3,91%	\$-17.197.070	4,16%
780	\$-20.859.566	3,61%	\$-19.448.525	3,85%
800	\$-23.111.021	3,32%	\$-21.699.981	3,56%
820	\$-25.362.477	3,04%	\$-23.951.436	3,28%
840	\$-27.613.932	2,78%	\$-26.202.892	3,01%
879	\$-32.012.332	2,28%	\$-30.593.230	2,51%

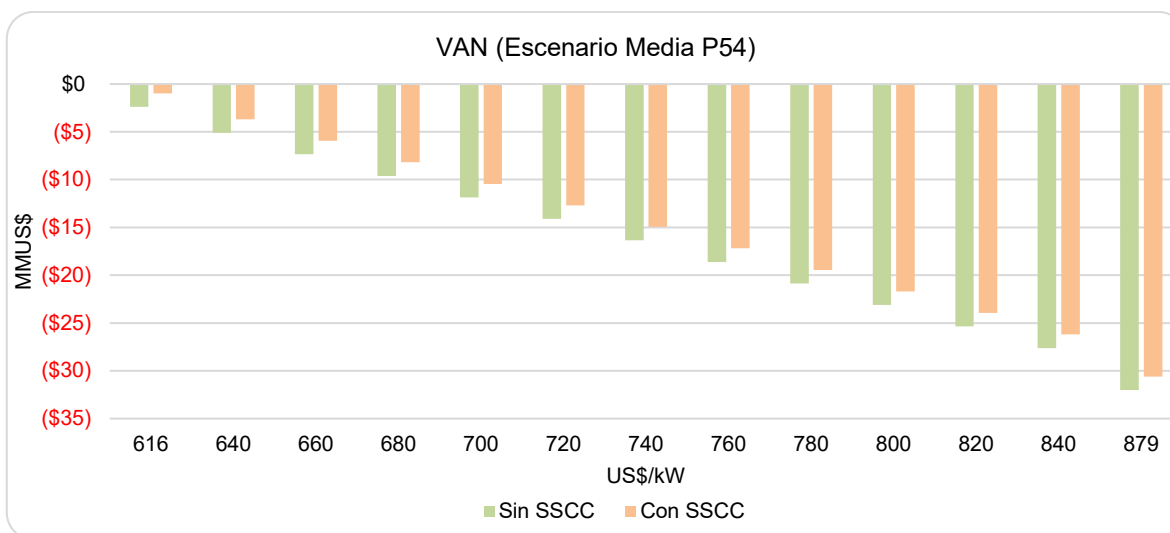


Figura 34 VAN escenario hidrología media P54 (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 31 Resultados económicos hidrología media seca P77 (Fuente: Elaboración propia).

Costo inversión US\$/kW	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
	-	%	-	%
616	\$4.295.119	7,83%	\$5.608.208	8,08%
640	\$1.593.373	7,30%	\$2.906.462	7,54%
660	\$-658.083	6,88%	\$655.006	7,12%
680	\$-2.909.539	6,48%	\$-1.596.449	6,72%
700	\$-5.160.994	6,10%	\$-3.847.905	6,33%
720	\$-7.412.450	5,74%	\$-6.099.360	5,96%
740	\$-9.663.905	5,39%	\$-8.350.816	5,61%
760	\$-11.915.361	5,06%	\$-10.602.272	5,28%
780	\$-14.166.816	4,74%	\$-12.853.727	4,95%
800	\$-16.418.272	4,43%	\$-15.105.183	4,64%
820	\$-18.669.727	4,14%	\$-17.356.638	4,35%
840	\$-20.921.183	3,85%	\$-19.608.094	4,06%
879	\$-25.311.521	3,33%	\$-23.998.432	3,54%

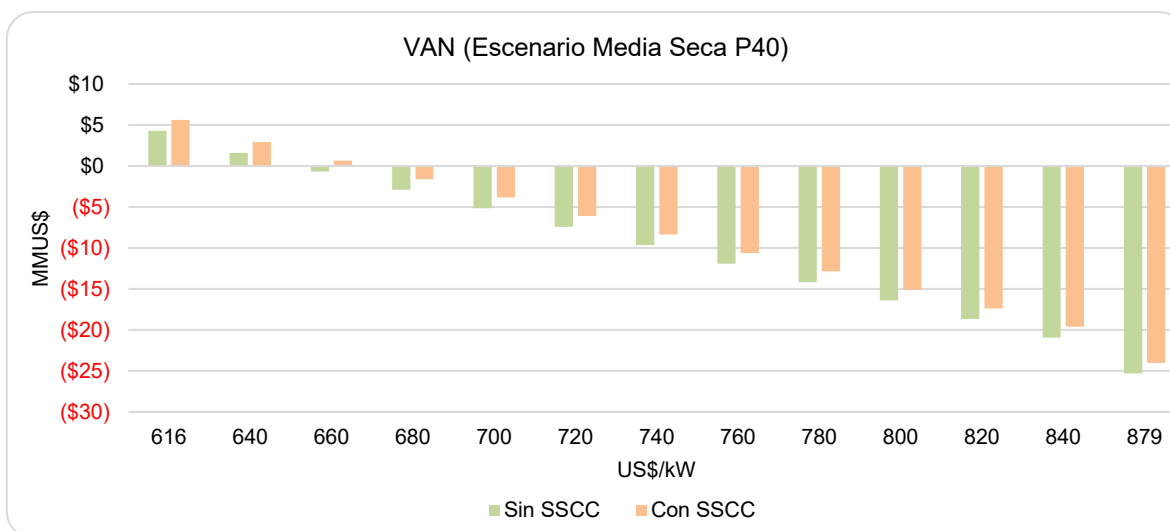


Figura 35 VAN escenario hidrología media seca P77 (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 32 Resultados económicos hidrología seca P93 (Fuente: Elaboración propia).

Costo inversión US\$/kW	Sin SSCC		Con SSCC	
	VAN	TIR	VAN	TIR
	-	%	-	%
616	\$3.910.427	7,76%	\$5.232.932	8,01%
640	\$1.208.680	7,23%	\$2.531.186	7,47%
660	\$-1.042.775	6,81%	\$279.730	7,05%
680	\$-3.294.231	6,41%	\$-1.971.725	6,65%
700	\$-5.545.686	6,03%	\$-4.223.181	6,27%
720	\$-7.797.142	5,67%	\$-6.474.636	5,90%
740	\$-10.048.597	5,32%	\$-8.726.092	5,55%
760	\$-12.300.053	4,99%	\$-10.977.548	5,21%
780	\$-14.551.508	4,67%	\$-13.229.003	4,89%
800	\$-16.802.964	4,37%	\$-15.480.459	4,59%
820	\$-19.054.420	4,08%	\$-17.731.914	4,29%
840	\$-21.305.875	3,80%	\$-19.983.370	4,00%
879	\$-25.696.213	3,28%	\$-24.373.708	3,48%

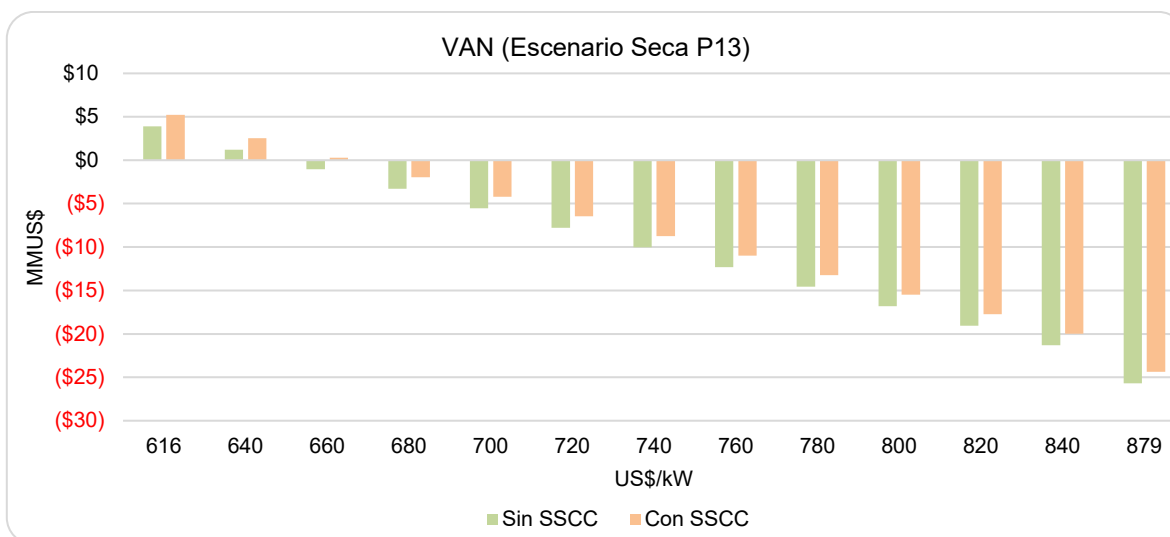


Figura 36 VAN escenario hidrología seca P93 (Fuente: Elaboración propia).

6.3 Análisis de resultados

Los resultados de la evaluación económica del proyecto de almacenamiento permiten obtener conclusiones relevantes sobre la viabilidad de este tipo de proyectos bajo el marco normativo vigente en Chile. Se realizaron dos sensibilidades, la primera orientada a evaluar el impacto de los costos de inversión (CAPEX) bajo el escenario de Factor de Ajuste de la Demanda (FAD) con 9 GW de almacenamiento instalado, la segunda incorpora el escenario FAD con 12 GW, reflejando una mayor penetración de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico. En ambos casos, los indicadores de rentabilidad (VAN y TIR) se evalúan para cinco escenarios hidrológicos (húmeda, media húmeda, media, media seca y seca), considerando dos casos de operación: solo arbitraje de energía (sin SSCC) y con prestación de servicios complementarios.

6.3.1 Análisis sensibilidad N°1

Los resultados de la primera sensibilidad, bajo el escenario FAD SS1 9 GW, evidencian que la viabilidad económica del proyecto depende de forma crítica tanto de la condición hidrológica como del costo de inversión. A diferencia de lo que cabría esperar, únicamente los escenarios hidrológicos más secos logran alcanzar un VAN positivo, y solo en niveles de CAPEX significativamente inferiores al costo promedio reportado por la CNE para BESS de cuatro horas (722 US\$/kW).

En el escenario de hidrología húmeda, el VAN resulta negativo en todos los niveles de CAPEX evaluados, incluyendo el valor más bajo del rango. A 616 US\$/kW el VAN sin SSCC alcanza -US\$ 4,57 millones con una TIR de 6,10%, mientras que

con prestación de servicios complementarios el VAN mejora a -US\$ 3,30 millones con una TIR de 6,35%. A medida que el CAPEX aumenta, el deterioro es lineal: a 722 US\$/kW (CAPEX promedio) el VAN sin SSCC desciende a -US\$ 16,28 millones y a -US\$ 15,01 millones con SSCC, lo que confirma que bajo condiciones hidrológicas de mayor disponibilidad hídrica el proyecto no resulta viable en ninguno de los escenarios de costo de inversión analizados.

El escenario de hidrología media húmeda mantiene un comportamiento similar de inviabilidad económica. A 616 US\$/kW el VAN sin SSCC es de -US\$ 1,56 millones (TIR 6,69%) y con SSCC se sitúa en -US\$ 120 mil (TIR 6,98%), prácticamente en el umbral de viabilidad, pero sin alcanzarlo. A partir de 640 US\$/kW el VAN se vuelve significativamente negativo en ambos casos, lo que evidencia que incluso en condiciones hidrológicas relativamente favorables, los ingresos por arbitraje y servicios complementarios resultan insuficientes para cubrir la inversión inicial bajo el costo promedio de mercado.

El escenario de hidrología media constituye un punto de inflexión relevante. A 616 US\$/kW el VAN sin SSCC alcanza US\$ 776 mil (TIR 7,15%) y con SSCC se eleva a US\$ 2,19 millones (TIR 7,42%), siendo este el único nivel de CAPEX en el que el proyecto resulta viable bajo esta hidrología. A partir de 640 US\$/kW el VAN se torna negativo en ambos escenarios (-US\$ 1,93 millones sin SSCC y -US\$ 514 mil con SSCC), lo que confirma la elevada sensibilidad del modelo a variaciones marginales en el costo de inversión bajo condiciones hidrológicas intermedias.

Los escenarios de hidrología media seca y seca son los que presentan viabilidad económica en un rango más amplio de CAPEX, aunque acotado. En el escenario de hidrología media seca, el VAN sin SSCC es positivo hasta 680 US\$/kW (US\$ 264 mil, TIR 7,05%) y con SSCC también hasta 680 US\$/kW (US\$ 1,58 millones, TIR 7,28%). En el escenario de hidrología seca, el VAN sin SSCC es positivo hasta 660 US\$/kW (US\$ 2,13 millones, TIR 7,39%) y con SSCC hasta 680 US\$/kW (US\$ 1,20 millones, TIR 7,21%). Al CAPEX promedio de 722 US\$/kW reportado por la CNE, el VAN del escenario de hidrología media seca se sitúa en torno a -US\$ 4,24 millones sin SSCC y -US\$ 2,93 millones con SSCC, mientras que en hidrología seca desciende a -US\$ 4,62 millones y -US\$ 3,30 millones respectivamente, lo que implica que al costo promedio de mercado el proyecto no es viable bajo ninguna condición hidrológica.

Un hallazgo transversal a los cinco escenarios hidrológicos es que la incorporación de ingresos por prestación de servicios complementarios mejora el VAN del proyecto de forma consistente, pero en una magnitud limitada. La diferencia promedio entre el VAN de solo arbitraje y el VAN con prestación de servicios

complementarios se sitúa en torno a US\$ 1,26 a US\$ 1,44 millones, independientemente del nivel de CAPEX. Esta contribución marginal se explica por la metodología de remuneración del costo de oportunidad definida en la Resolución Exenta N°545, que compensa al BESS por la pérdida de ingresos por arbitraje derivada del compromiso de su capacidad en la prestación de servicios complementarios. El mecanismo reconoce un diferencial que, si bien es positivo, no logra alterar sustancialmente la rentabilidad del proyecto, ya que el principio regulatorio busca que la prestación o el arbitraje de energía sea indiferente para los proyectos.

6.3.2 Análisis de sensibilidad N°2

La segunda sensibilidad evalúa el impacto de un escenario con mayor penetración de almacenamiento en el sistema (12 GW versus 9 GW), lo que se traduce en un Factor de Ajuste de la Demanda menor y, en consecuencia, en una reducción significativa en los ingresos por potencia de suficiencia. Los resultados muestran un deterioro generalizado de la viabilidad económica respecto a la primera sensibilidad, eliminando por completo la viabilidad de los escenarios hidrológicos húmedo, media húmeda y media. Además, se debe considerar que la proyección de costos marginales fueron realizados para el escenario de sensibilidad N°1 por lo que ante una mayor instalación de baterías los costos marginales deberían ser menores aún, dando como resultado un menor ingreso por arbitraje o prestación de servicios complementarios.

En el escenario de hidrología húmeda, el deterioro es relevante: el VAN sin SSCC asciende a -US\$ 7,74 millones (TIR 5,45%) al CAPEX más bajo de 616 US\$/kW y -US\$ 6,48 millones con SSCC (TIR 5,71%). Esta dinámica se mantiene para todos los niveles de CAPEX evaluados, lo que evidencia que bajo condiciones hidrológicas de mayor disponibilidad hídrica y con elevada penetración de almacenamiento en el sistema, la viabilidad del proyecto queda completamente eliminada.

En el escenario de hidrología media húmeda, el VAN sin SSCC es de -US\$ 4,74 millones a 616 US\$/kW (TIR 6,06%) y con SSCC se sitúa en -US\$ 3,29 millones (TIR 6,35%). El escenario de hidrología media también pierde su viabilidad observada en la primera sensibilidad: a 616 US\$/kW el VAN sin SSCC es de -US\$ 2,40 millones (TIR 6,53%) y con SSCC alcanza -US\$ 987 mil (TIR 6,81%), cifra que se sitúa muy cerca del umbral de viabilidad pero sin lograrlo. Este resultado evidencia el impacto directo que tiene la disminución del Factor de Ajuste de la Demanda sobre los ingresos por potencia, eliminando la viabilidad económica del proyecto en condiciones hidrológicas intermedias.

En el escenario de hidrología media seca, la viabilidad se mantiene pero en un rango más acotado. El VAN sin SSCC es positivo hasta 640 US\$/kW (US\$ 1,59 millones, TIR 7,30%) y con SSCC hasta 660 US\$/kW (US\$ 655 mil, TIR 7,12%). A 616 US\$/kW el VAN alcanza US\$ 4,30 millones sin SSCC y US\$ 5,61 millones con SSCC, con TIR de 7,83% y 8,08% respectivamente. En el escenario de hidrología seca, el comportamiento es similar: el VAN sin SSCC es positivo hasta 640 US\$/kW (US\$ 1,21 millones, TIR 7,23%) y con SSCC hasta 660 US\$/kW (US\$ 280 mil, TIR 7,05%). En comparación con la sensibilidad N°1, donde estos escenarios presentaban viabilidad hasta 680 US\$/kW, se observa una contracción del rango viable de aproximadamente 20 a 40 US\$/kW.

Los ingresos acumulados por potencia de suficiencia disminuyen aproximadamente entre un 7% y un 9% en el escenario de 12 GW respecto al de 9 GW, confirmando que una mayor penetración de almacenamiento en el sistema diluye el valor de la potencia de suficiencia entre un mayor número de activos, reduciendo la rentabilidad individual de cada proyecto. Adicionalmente, se observa que la contribución de los servicios complementarios al VAN se mantiene en magnitud similar a la sensibilidad N°1 (en torno a US\$ 1,3 millones), lo que confirma que la mejora aportada por la prestación de SSCC es independiente del escenario de penetración de almacenamiento.

6.3.3 Análisis de variables críticas

La condición hidrológica emerge como la variable con mayor incidencia en la viabilidad del proyecto. En los escenarios con hidrología más seca se obliga al despacho de centrales con costos variables más elevados, lo que incrementa los costos marginales en las horas de punta y amplía el margen entre el costo de carga y descarga de la batería. En cambio, en escenarios con hidrología más húmeda el margen por arbitraje es menor y limita la capacidad de cubrir los costos de inversión y operación del proyecto.

Los ingresos totales por arbitraje acumulados durante el horizonte de evaluación oscilan entre US\$ 56,7 millones en el escenario de hidrología húmeda y US\$ 84,0 millones en el escenario de hidrología media seca, lo que representa una diferencia de aproximadamente US\$ 27,4 millones, equivalente a un 48% de variación entre ambos escenarios. El escenario de hidrología seca alcanza US\$ 83,3 millones, prácticamente equivalente al de hidrología media seca, lo que confirma que la condición hidrológica por sí sola puede determinar la viabilidad o inviabilidad del proyecto.

El costo de inversión constituye la segunda variable crítica. Según el informe de la

CNE, el rango de CAPEX para BESS de 4 horas va desde 616 US\$/kW hasta 879 US\$/kW, una diferencia de un 43% entre el valor más bajo y el más alto. El costo total de inversión varía desde US\$ 77 millones para un CAPEX de 616 US\$/kW hasta US\$ 109,9 millones para 879 US\$/kW, una diferencia de más de US\$ 32 millones que se refleja directamente en los resultados. Un incremento de 20 US\$/kW en el CAPEX se traduce en un aumento de US\$ 2,5 millones en la inversión total, lo que en escenarios hidrológicos secos puede significar la diferencia entre un VAN positivo y negativo. Al CAPEX promedio reportado por la CNE (722 US\$/kW), el proyecto no alcanza viabilidad en ninguna condición hidrológica, evidenciando que solo en niveles de costos significativamente inferiores al promedio de mercado y bajo condiciones hidrológicas secas se alcanzan retornos superiores a la tasa de descuento exigida.

Si bien no se realizó un ejercicio de sensibilidad específico, un factor relevante es la degradación progresiva de las baterías, que afecta simultáneamente las tres fuentes de ingreso del proyecto. La capacidad efectiva desciende de 450 MWh en el año cero a 327 MWh en el último año de la evaluación, lo que equivale a una pérdida de capacidad del 27%. Esto reduce la energía disponible para arbitraje en cada ciclo, disminuye la potencia reconocida para el pago de suficiencia (de 112,5 MW a 81,7 MW) y limita la reserva que puede comprometer el parque para la prestación de servicios complementarios.

El impacto sobre los ingresos por potencia de suficiencia es particularmente relevante dado que es el flujo más estable y predecible del proyecto. En el escenario de 9 GW, los ingresos por potencia pasan de US\$ 5,8 millones en 2027 a US\$ 5,2 millones en 2042, una reducción del 11% en términos nominales. En el escenario de 12 GW, los ingresos pasan de US\$ 5,8 millones en 2027 a US\$ 4,7 millones en 2042, una reducción del 19% en términos nominales. Esta variabilidad en el ingreso más estable del proyecto limita la capacidad de generar flujos de caja suficientes para recuperar la inversión inicial en el horizonte de evaluación.

La prestación de servicios complementarios, en específico el control secundario de frecuencia, genera un ingreso adicional compuesto por tres elementos: la remuneración por subasta (precio fijado por la autoridad a través de resoluciones exentas), el costo de oportunidad y los ingresos spot asociados a la operación real del sistema de almacenamiento durante la ventana de valorización. Los ingresos acumulados por subasta a lo largo del horizonte de evaluación ascienden a US\$ 1,75 millones, mientras el costo de oportunidad reconocido varía entre los escenarios hidrológicos en un rango de US\$ 1,07 a US\$ 1,38 millones acumulados. Los ingresos spot durante la prestación de servicios representan la componente principal, oscilando entre US\$ 95,5 millones en hidrología húmeda y US\$ 135,9

millones en hidrología seca, al capturar la valorización de la energía inyectada durante las horas de mayor costo marginal dentro de la ventana de operación.

La contribución total de los servicios complementarios al VAN del proyecto se sitúa en el rango de US\$ 1,26 a US\$ 1,44 millones, cifra que representa entre el 1,4% y el 1,6% del costo total de inversión al CAPEX promedio. Si bien esta contribución es positiva y consistente en todas las hidrologías, su magnitud es insuficiente para revertir la inviabilidad de proyectos en niveles de CAPEX cercanos al promedio de mercado. Este resultado confirma que, bajo la metodología de costo de oportunidad vigente, los servicios complementarios cumplen un rol de complemento marginal más que habilitador de proyectos, lo cual plantea interrogantes sobre la capacidad del diseño regulatorio actual para incentivar inversiones en almacenamiento orientadas a la provisión de servicios de frecuencia para la seguridad del sistema.

Los resultados evidencian que bajo las condiciones actuales de mercado y regulación, la inversión en un proyecto de almacenamiento Stand-Alone de gran escala presenta viabilidad económica únicamente en un rango muy limitado de condiciones: niveles de CAPEX significativamente inferiores al promedio de mercado combinados con escenarios hidrológicos medio seco o seco. La combinación de un CAPEX aún elevado, una degradación que reduce progresivamente los ingresos en todas sus componentes, y un mecanismo de remuneración de servicios complementarios que por diseño busca la indiferencia económica entre arbitraje y prestación de servicios, configura un escenario en que la viabilidad queda determinada por variables que no pueden ser controladas con certeza por el inversionista. La reducción proyectada de costos de la tecnología de baterías, junto con posibles ajustes regulatorios que reconozcan de forma más explícita el valor de la respuesta rápida y la flexibilidad operativa de los sistemas de almacenamiento, podrían ampliar el rango de viabilidad en el mediano plazo.

6.4 Grid Forming en Chile

El 7 de mayo de 2026 el Coordinador Eléctrico Nacional publicó la guía para la verificación de instalaciones basadas en inversores Grid Forming [27], este documento técnico entrega orientaciones para verificar la capacidad efectiva de las prestaciones de sistemas de almacenamiento.

El Grid Forming, es un tipo de inversor electrónico de potencia que opera como una fuente tensión controlada capaz de establecer y regular de manera autónoma la magnitud y frecuencia de la tensión en el punto de conexión. Este tipo de inversores tienen las siguientes funciones técnicas:

1. Autonomía y sincronismo: capacidad de formar tensión y frecuencia sin señal

externa.

2. Operación en isla: sostener el suministro de manera remota sin necesidad de sincronía de la red.
3. Contribución de potencia activa y reactiva durante eventos.
4. Respuesta inercial sintética ante desviaciones de frecuencia.
5. Aporte de corriente de cortocircuito durante fallas.
6. Capacidad de recuperar servicio desde cero (black start)

Esto permite que tecnologías como sistema de almacenamiento, solar o eólica que asuman funciones de estabilidad y formación de red tradicionalmente provistas por generadores sincrónicos, de esta manera, este tipo de tecnología es fundamental para dar seguridad ante la variabilidad de estas nuevas tecnologías.

El costo de implementación de esta tecnología en sistemas de almacenamiento de una capacidad instalada de 100 MW se presenta en el informe de GHD “System Strength Options Cost Study” [28] para el mercado energético de Australia. En la Tabla 33 se muestran los costos de incorporar la tecnología Grid Forming a un sistema de almacenamiento de 100 MW, según el informe de GHD.

Tabla 33 Costo de incorporar grid forming a sistema de almacenamiento [28].

#	Item	Cost Estimate (AUD)	
		Low Range	High Range
1	Additional hardware / equipment	\$ -	\$ -
2	Model changes development (PSSe and PSCAD models)	\$ -	\$ -
3	Modelling support for system studies / registration / performance testing and validation	\$160k	\$190k
4	Control system changes	\$ -	\$ 80k
5	Firmware updates	\$425k	\$ 1,370k
6	Operational costs – only if additional for GFM vs GFL	\$ -	\$ -
7	Maintenance costs – only if additional for GFM vs GFL	\$ -	\$ -
8	System strength support – recommended upsizing of batteries / energy capacities costs (energy capability increase)	\$ -	\$ -
9	System strength support – recommended additional overload capability costs (power overload capability increase)	\$ -	\$ -
10	Any other additional costs	\$ -	\$75k
11	System studies costs	\$300k	\$450k
12	NER 5.3.9 – administrative / processing costs	\$45k	\$45k
13	NER 5.3.9 – performance testing costs	\$205k	\$350k
14	TNSP fees	\$150k	\$150k
	Total	\$1,285k	\$2,710k
	Revenue loss	\$60k	\$210k

El costo total de instalación no es elevado para un valor de CAPEX típico de estos proyectos que se ha revisado anteriormente en la presente tesina. Según la tabla 33, en un escenario bajo el costo es de 1.285.000 dólares australianos, que en dólares americanos es un valor de aproximadamente 900.000 dólares, para un escenario alto el costo en dólares americanos es de 1.450.000, por lo que se ajusta al valor promedio del OPEX de los proyectos.

Sus montos no son determinantes en la viabilidad económica de los proyectos, si bien para proyectos instaladas sin esta tecnología presenta un costo similar al OPEX, por lo que su costo es asumible por los distintos proyectos, pero el mayor deterioro de sus ingresos corresponde al costo de oportunidad que incurre por la implementación de esta tecnología que limita el funcionamiento de estos parques.

7. RECOMENDACIONES REGULATORIAS

El análisis regulatorio del Capítulo 4, la comparación internacional del Capítulo 5 y los resultados de la evaluación económica del Capítulo 6 evidencian que el mercado chileno de Servicios Complementarios, si bien ha alcanzado un grado importante de consolidación normativa desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo N°113, presenta brechas estructurales que limitan su capacidad de incentivar inversiones eficientes en tecnologías emergentes, particularmente Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). Los resultados de la evaluación económica confirman que, bajo el marco vigente, la viabilidad de un proyecto BESS Stand-Alone queda restringida a un rango muy limitado de condiciones de CAPEX e hidrología, y que el mecanismo de costo de oportunidad, si bien cumple el principio de indiferencia regulatoria, no logra constituirse como un habilitador de viabilidad.

El presente capítulo formula recomendaciones regulatorias estructuradas para fortalecer la eficiencia del mercado de SSCC. Cada recomendación se acompaña de su justificación basada en los hallazgos de la tesina, el referente internacional que la sustenta.

7.1 Esquema de Remuneración por Desempeño (Pay-for-Performance)

7.1.1 Diagnóstico

Los resultados de la evaluación económica evidencian que el mecanismo vigente de costo de oportunidad genera un aporte adicional al VAN del proyecto entre US\$ 1,26 y US\$ 1,44 millones, equivalente al 1,4% y 1,6% del costo total de inversión al CAPEX promedio. Esta contribución, si bien positiva, resulta marginal y no premia los atributos diferenciales del almacenamiento: su capacidad de respuesta inferior al segundo, su precisión de seguimiento de la señal AGC y su flexibilidad

bidireccional.

7.1.2 Referente internacional

PJM Interconnection aplica el esquema Pay-for-Performance mediante dos componentes: un pago por capacidad (capability payment) y un pago por desempeño (performance payment) calculado en función del mileage (cuantificar el trabajo efectivo de regulación que realiza un recurso) Bajo este esquema, recursos rápidos como BESS (señal RegD) reciben pagos significativamente superiores a los recursos lentos (señal RegA). En Australia, AEMO aplica una metodología causer pays sobre los servicios FCAS de regulación, y realiza tests periódicos de droop y rampa para validar el desempeño efectivo.

7.1.3 Propuesta

Incorporar al esquema chileno un factor de desempeño multiplicador (k_{des}) sobre la remuneración del Control Secundario y del Control Rápido de Frecuencia, definido como:

$$\text{Remuneración}_{ajustada} = \text{Remuneración}_{base} \times k_{des}$$

$$k_{des} = \alpha \times (T_{respuesta,m\acute{a}x} / T_{respuesta,real}) + \beta \times \text{Precisi\acute{o}n}_{seguimiento}$$

donde $\alpha + \beta = 1$, y los factores de ponderación se calibran según la criticidad operativa del servicio. La implementación requiere modificar la Resolución Exenta N°545 y desarrollar protocolos de medición de desempeño en línea por parte del CEN

7.2 Mayor Granularidad de Productos de Control de Frecuencia

7.2.1 Diagnóstico

La comparación internacional desarrollada en el Capítulo 5 evidencia que Chile gestiona el control de frecuencia mediante tres categorías principales (CPF, CSF y CTF) más el CRF incorporado recientemente, mientras que Australia opera ocho productos FCAS independientes con precios marginales separados. Esta menor granularidad del mercado chileno impide capturar el valor diferencial de los recursos de respuesta rápida y dificulta el envío de señales económicas adecuadas a tecnologías emergentes.

7.2.2 Referente internacional

El National Electricity Market de Australia desagrega los servicios FCAS en

Regulation Raise, Regulation Lower, Fast Service Raise/Lower (6 segundos), Slow Service Raise/Lower (60 segundos) y Delayed Service Raise/Lower (5 minutos), con precios marginales que pueden diferir significativamente entre productos y horas del día.

7.2.3 Propuesta

Desagregar el Control Secundario de Frecuencia chileno en CSF-Subida y CSF-Bajada en niveles con precios independientes, y reconocer formalmente el Fast Frequency Response (FFR) como producto remunerado distinto al CRF. Esta desagregación reconoce la asimetría entre las necesidades de regulación al alza y a la baja del sistema, y permite que los SAE oferten selectivamente según su estado de carga.

7.3 Contratos de Largo Plazo para Servicios Complementarios

7.3.1 Diagnóstico

La evaluación económica del Capítulo 6 evidencia que la viabilidad del proyecto BESS depende críticamente de la condición hidrológica, variable no controlable por el inversionista. Los ingresos totales por arbitraje oscilan entre US\$ 56,7 millones (hidrología húmeda) y US\$ 84,0 millones (hidrología media seca), una diferencia del 48% que constituye un riesgo no bancarizable y eleva el costo del capital exigido por los financistas.

7.3.2 Referencia internacional

PJM y CAISO utilizan contratos bilaterales de largo plazo (5 a 10 años) para los servicios de Black Start y Reliability Must-Run. El esquema NMAS de Australia (Network Support and Control Ancillary Services y System Restart Ancillary Services) opera mediante contratos negociados directamente entre el proveedor y AEMO, otorgando estabilidad de ingresos en horizontes plurianuales.²

7.3.3 Propuesta

Crear un mecanismo de licitación competitiva de SSCC de largo plazo (10 a 15 años) con precio mínimo asegurado (floor) y precio máximo (cap), específicamente diseñado para almacenamiento y nuevas tecnologías. Este esquema sería análogo al modelo de licitaciones de suministro de clientes regulados regulado por la Ley 20.805, pero aplicado al producto de SSCC.

7.4 Reconocimiento Económico del Grid Forming como Servicio Diferenciado

7.4.1 Diagnóstico

El análisis del Grid Forming desarrollado en el Capítulo 6 evidencia que el costo de incorporar esta tecnología es asumible (entre US\$ 0,9 y US\$ 1,45 millones para un proyecto de 100 MW), pero su principal deterioro económico proviene del costo de oportunidad por la reserva de capacidad necesaria para entregar inercia sintética y aporte de cortocircuito durante eventos. El marco regulatorio chileno actual no reconoce el Grid Forming como producto independiente, lo que desincentiva su adopción voluntaria.

7.4.2 Referencia internacional

AEMO Australia gestiona los System Strength Services mediante contratos específicos con factor de equivalencia sincrónica. National Grid ESO en el Reino Unido implementa el Stability Pathfinder, una subasta específica para inercia sintética y aporte dinámico con precios cercanos a £8.000 a £15.000 por MW-año.

7.4.3 Propuesta

Crear un nuevo producto en el Informe de Definición de SSCC denominado “Servicio de Formación de Red y Aporte de Inercia Sintética”, con remuneración separada mediante subasta competitiva, reconocimiento del costo de oportunidad asociado a la reserva de capacidad, y una metodología de verificación técnica basada en la Guía para la verificación de instalaciones basadas en inversores Grid Forming publicada por el CEN en mayo de 2026.

8. CONCLUSIONES

La presente tesina abordó la evaluación regulatoria y económica del mercado de Servicios Complementarios en Chile, junto con el análisis de su impacto sobre la viabilidad de proyectos de almacenamiento. A continuación se presentan las conclusiones organizadas conforme a los cinco objetivos específicos planteados en el Capítulo 2, integrando los hallazgos regulatorios, comparativos y económicos obtenidos a lo largo del trabajo.

Respecto al primer objetivo específico: análisis del marco normativo y la evolución del mercado de SSCC en Chile, se concluye que el tránsito desde el régimen de prestación obligatoria y centralizada, vigente bajo la Ley 19.940 y el Decreto Supremo N°130, hacia un esquema competitivo basado en subastas y licitaciones habilitado por la Ley 20.936 y reglamentado en el Decreto Supremo N°113, constituyó un cambio estructural en la forma de proveer seguridad y calidad de servicio al Sistema Eléctrico Nacional. Este tránsito no solo modificó el rol de las autoridades sectoriales, incorporando al Coordinador Eléctrico Nacional como operador independiente, sino que también trasladó la lógica de asignación desde una prestación obligatoria definida técnicamente hacia un mecanismo económico basado en ofertas competitivas.

La experiencia acumulada durante los primeros cinco años de operación del mercado demuestra que, si bien el marco regulatorio ha exhibido una capacidad de adaptación relevante mediante ajustes sucesivos, incluyendo la incorporación del Control Rápido de Frecuencia y la actualización de los mecanismos de remuneración mediante la Resolución Exenta N°545 de la Comisión Nacional de Energía, el diseño inicial resultó insuficiente para garantizar condiciones de competencia sostenidas. La suspensión del mercado de subastas durante el primer año por falta de oferentes calificados constituye evidencia concreta de que las condiciones de competencia efectiva no estaban presentes en las magnitudes proyectadas por el diseño original. Se concluye, en consecuencia, que el mercado de Servicios Complementarios chileno se encuentra en un proceso de consolidación normativa y operativa, y no en un estado de madurez que permita afirmar que sus principios de competencia funcionan de forma estable.

Respecto al segundo objetivo específico: comparación de los mecanismos de remuneración de SSCC en Chile con experiencias internacionales, se concluye que Chile presenta un diseño intermedio en términos de sofisticación regulatoria si se le compara con los referentes internacionales analizados en el Capítulo 5. La revisión de los mercados de Perú, Australia, España, PJM y CAISO permite establecer que existen tres prácticas internacionalmente consolidadas que el diseño chileno aún no

ha adoptado y cuya incorporación podría fortalecer significativamente la eficiencia del mercado.

En primer lugar, la co-optimización de energía y reservas que implementan PJM y CAISO permite asignar recursos de forma integrada minimizando los costos totales del sistema, mientras que Chile continúa operando con mecanismos separados para energía y Servicios Complementarios, lo que puede generar ineficiencias asignativas y señales de precio inconsistentes. En segundo lugar, la diferenciación de productos que exhibe Australia, con ocho categorías de FCAS y precios marginales independientes, contrasta con la menor granularidad del mercado chileno, situación que impide capturar plenamente el valor diferencial que tecnologías de respuesta rápida como el almacenamiento pueden aportar al sistema. En tercer lugar, la remuneración por desempeño, materializada en esquemas como el pay for performance de PJM o los tests de droop y rampas periódicos de AEMO, envía señales económicas que premian la velocidad y precisión de respuesta, atributo que el mecanismo chileno de costo de oportunidad no contempla de forma explícita.

Se concluye adicionalmente que el tratamiento de la regulación primaria de frecuencia mantiene, en la mayoría de los mercados analizados, un carácter obligatorio y no remunerado, esquema que Chile comparte. No obstante, la creciente penetración de energías renovables no convencionales plantea la necesidad de revisar los requisitos técnicos de habilitación para estas tecnologías, aspecto en que la comparación internacional ofrece referentes concretos y aplicables.

Respecto al tercer objetivo específico: identificación de brechas regulatorias y económicas que afectan la entrada de nuevas tecnologías, se concluye que existen tres brechas estructurales que limitan la entrada de proyectos de almacenamiento al mercado de Servicios Complementarios en Chile. La primera corresponde a la ausencia de reconocimiento económico diferenciado para atributos técnicos superiores del almacenamiento, tales como la respuesta subsegundo, la precisión de seguimiento de la señal del Automatic Generation Control y la flexibilidad bidireccional. Estos atributos no se traducen en una remuneración incrementada bajo el mecanismo de costo de oportunidad vigente, lo que impide que el mercado envíe señales económicas coherentes con el valor técnico efectivamente aportado por los Sistemas de Almacenamiento de Energía.

La segunda brecha corresponde a la inexistencia de contratos de largo plazo para Servicios Complementarios que permitan bancarizar los ingresos en un horizonte compatible con el financiamiento de infraestructura. Los ingresos totales por arbitraje del proyecto evaluado oscilan entre 56,7 millones de dólares en hidrología húmeda y 84,0 millones de dólares en hidrología media seca, una diferencia

equivalente al 48 por ciento que constituye un riesgo no bancarizable, eleva el costo del capital exigido por los financistas y desincentiva la inversión en un segmento donde la certeza de flujos es determinante.

La tercera brecha corresponde a la falta de un producto regulatorio explícito para el Grid Forming, tecnología cuyo aporte a la formación de red y a la inercia sintética resulta cada vez más relevante en un sistema con creciente penetración de generación basada en inversores. Pese a que el Coordinador Eléctrico Nacional publicó en mayo de 2026 la guía técnica de verificación de instalaciones basadas en inversores Grid Forming, el marco regulatorio actual no lo reconoce como servicio remunerado independiente, lo que desincentiva su adopción voluntaria por parte de nuevos proyectos.

Se concluye que la Ley 21.505 y el Decreto Supremo N°70, si bien constituyen avances regulatorios significativos al habilitar el reconocimiento de potencia de suficiencia para los sistemas de almacenamiento, no logran por sí solos cerrar estas brechas. Su implementación resulta necesaria pero no suficiente para materializar un entorno regulatorio que incentive la entrada de tecnologías emergentes en las magnitudes requeridas por la transición energética.

Respecto al cuarto objetivo específico: evaluación financiera de proyectos de almacenamiento, se concluye que, bajo el marco regulatorio y las condiciones actuales de mercado, la viabilidad económica de un proyecto BESS Stand-Alone de 125 MW con capacidad de descarga de cuatro horas queda restringida a un rango muy limitado de condiciones. La evaluación realizada mediante flujo de caja para el horizonte 2027 a 2042 permite establecer que la viabilidad depende críticamente de la interacción entre tres variables: la condición hidrológica, el costo de inversión y el nivel de penetración de almacenamiento instalado en el sistema.

En el escenario de sensibilidad N°1, que considera un Factor de Ajuste de la Demanda correspondiente a 9 GW de almacenamiento instalado, la viabilidad económica se alcanza únicamente en los escenarios hidrológicos de mayor severidad. Los escenarios de hidrología húmeda y media húmeda no logran un VAN positivo en ninguno de los niveles de CAPEX evaluados, incluyendo el nivel mínimo de 616 dólares por kilovatio. El escenario de hidrología media solo alcanza viabilidad en el nivel mínimo de CAPEX, tornándose negativo desde los 640 dólares por kilovatio en adelante. Los escenarios de hidrología media seca y seca presentan el rango más amplio de viabilidad, alcanzando un VAN positivo hasta los 680 dólares por kilovatio con prestación de Servicios Complementarios. Al CAPEX promedio reportado por la Comisión Nacional de Energía de 722 dólares por kilovatio, el proyecto resulta inviable en todas las condiciones hidrológicas evaluadas.

En el escenario de sensibilidad N°2, que considera un Factor de Ajuste de la Demanda correspondiente a 12 GW de almacenamiento instalado, se observa un

deterioro estructural de la viabilidad económica. Los escenarios de hidrología húmeda, media húmeda y media pierden completamente su viabilidad en todos los niveles de CAPEX, incluso con la incorporación de ingresos por Servicios Complementarios. Únicamente los escenarios de hidrología media seca y seca mantienen viabilidad, pero en un rango significativamente más estrecho, alcanzando VAN positivo hasta los 660 dólares por kilovatio con SSCC.

Se concluye adicionalmente que la incorporación de ingresos por Servicios Complementarios bajo el mecanismo de costo de oportunidad vigente cumple con el principio regulatorio de indiferencia, pero no constituye un habilitador de viabilidad para los proyectos evaluados. Su aporte al VAN se sitúa entre 1,26 y 1,44 millones de dólares, cifra que representa entre el 1,4 y el 1,6 por ciento del costo total de inversión al CAPEX promedio. Este resultado permite afirmar que el diseño regulatorio vigente logra su objetivo de neutralidad económica entre arbitraje y prestación de servicios, pero al hacerlo renuncia a utilizar la remuneración de SSCC como herramienta activa de incentivo a la inversión en almacenamiento.

Un hallazgo transversal relevante corresponde al efecto de la degradación progresiva de las baterías sobre las tres fuentes de ingreso del proyecto. La capacidad efectiva desciende de 450 MWh en el año cero a 327 MWh en el año quince, reducción del 27 por ciento que afecta simultáneamente los ingresos por arbitraje, potencia de suficiencia y prestación de servicios de frecuencia. Los ingresos por potencia, que constituyen el flujo más estable y predecible del proyecto, disminuyen entre un 11 y un 19 por ciento en términos nominales dependiendo del escenario de penetración considerado, lo que limita adicionalmente la capacidad del proyecto para recuperar la inversión inicial en el horizonte evaluado.

Respecto al quinto objetivo específico: formulación de recomendaciones regulatorias, se concluye que las cuatro recomendaciones desarrolladas en el Capítulo 7 resultan consistentes con los diagnósticos obtenidos y con la evidencia internacional revisada. En primer lugar, la incorporación de un esquema de remuneración por desempeño análogo al pay for performance de PJM permitiría reconocer económicamente los atributos técnicos superiores del almacenamiento y enviar señales de precio coherentes con el valor efectivamente aportado al sistema. En segundo lugar, la mayor granularidad de productos de frecuencia siguiendo el modelo australiano permitiría capturar el valor diferencial entre servicios de subida y bajada y entre distintos tiempos de respuesta, facilitando la participación selectiva de tecnologías con perfiles operativos específicos.

En tercer lugar, la implementación de contratos de largo plazo para Servicios Complementarios con precios mínimos y máximos asegurados permitiría reducir el riesgo bancarizable y facilitaría el financiamiento de proyectos en horizontes plurianuales, siguiendo la lógica de las licitaciones de suministro para clientes

regulados regulada por la Ley 20.805. En cuarto lugar, el reconocimiento del Grid Forming como servicio diferenciado, con remuneración separada mediante subasta competitiva y verificación técnica basada en la guía publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional, permitiría abordar la creciente necesidad de formación de red en un sistema con alta penetración de generación basada en inversores.

Se concluye que la implementación conjunta de estas recomendaciones abordaría de forma integral las brechas identificadas en el Capítulo 6, contribuyendo a que el mercado de Servicios Complementarios chileno evolucione desde su etapa actual de consolidación hacia un diseño maduro, coherente con los desafíos que impone la transición energética y el proceso de descarbonización del sistema eléctrico nacional.

Chile cuenta con un marco regulatorio que ha dado pasos importantes para incorporar los sistemas de almacenamiento al mercado eléctrico, tanto en la provisión de Servicios Complementarios como en el reconocimiento de potencia de suficiencia. No obstante, los resultados de esta tesina permiten concluir que existe una brecha significativa entre las condiciones regulatorias y económicas actuales y aquellas que serían necesarias para que el almacenamiento se desarrolle de forma económicamente viable a los costos promedio de mercado reportados por la autoridad. El cierre de esta brecha requiere avanzar simultáneamente en tres dimensiones: la reducción esperada en los costos de inversión producto de la maduración tecnológica global, la modernización del diseño regulatorio incorporando prácticas internacionalmente probadas, y el fortalecimiento de la certeza económica mediante mecanismos contractuales de largo plazo. La convergencia de estas tres dimensiones resulta condición necesaria para que Chile logre desplegar las capacidades de almacenamiento que su sistema eléctrico requerirá en las próximas décadas.

9. REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Economía, Ley 19.940, 2004. [En línea]. Available: [https://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5720/..](https://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5720/)
- [2] Ministerio de Energía, Decreto Supremo 130, 2012. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1047565>.
- [3] Ministerio de Energía, Ley 20.936, 2016. [En línea]. Available: <http://www.leychile.cl/N?i=1092695&t=0>.
- [4] Ministerio de Energía, Decreto Supremo 113, 2017. [En línea]. Available: HTTPS://WWW.ENERGIA.GOB.CL/SITES/DEFAULT/FILES/DECRETO_113_2017_PUBLICADO_DO_27-03-2019.PDF..
- [5] Ministerio de Energía, Ley 21.505, 2022. [En línea]. Available: <HTTP://WWW.LEYCHILE.CL/N?I=1184572&T=0>.
- [6] Ministerio de Energía, Decreto Supremo 70, 2024. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1204012>.
- [7] Comisión Nacional de Energía, Informe de Definición de Servicios Complementarios, 2025. [En línea]. Available: https://www.cne.cl/archivos_bajar/REX%20545-2025.PDF.
- [8] Comisión Nacional de Energía, Informe de Servicios Complementarios, 2017. [En línea]. Available: <HTTPS://WWW.CNE.CL/WP-CONTENT/UPLOADS/2017/05/DEFINICIONES-SSCC.PDF>.
- [9] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Resolución Consejo Directivo, 2026. [En línea]. Available: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/9452250/7741164-resolucion-de-consejo-directivo-21-2026-os-cd.pdf>.
- [1] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Resolución
0] Directorial, 2005. [En línea]. Available: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898473/RD-014-2005-EM-DGE.pdf>.
- [1] Presidencia del Consejo de Ministros, Decreto Supremo N°26, 2016. [En línea].
1] Available:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/DS-026-2016-EM.pdf.

- [1] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional,
2] Procedimiento Técnico , 2020. [En línea]. Available:
<https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>.

- [1] ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA,
3] Resolución Consejo Directivo, 2026. [En línea]. Available:
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/9452250/7741164-resolucion-de-consejo-directivo-21-2026-os-cd.pdf>.

- [1] Australian Energy Regulator, State of the energy market, 2025. [En línea].
4] Available: <https://www.aer.gov.au/publications/reports/performance/state-energy-market-2025>.

- [1] Australian Energy Market Operator, The National Electricity Market, 2026. [En
5] línea]. Available: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf?rev=aa2c6b7c33a84370b50f4f8ebfe404b2>.

- [1] Red Eléctrica España, Potencia Instalada, 2026. [En línea]. Available:
6] <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/potencia-instalada>.

- [1] Red Eléctrica de España, Procedimientos de Operación, 2016. [En línea].
7] Available: <https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>.

- [1] PJM Interconnection, State of the Market Report for PJM, 2026. [En línea].
8] Available:
https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2025/2025-som-pjm-vol1.pdf.

- [1] PJM, Energy & Ancillary Services Market Operations, 2023. [En línea].
9] Available: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/archive/m11/m11v127-energy-and-ancillary-services-market-operations-11-15-2023.pdf>.

- [2] California Energy Commission, Electric Generation Capacity and Energy, 2025.
[En línea]. Available: <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy->

- 0] almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy.
- [2 California ISO, Market and Operations, 2026. [En línea]. Available:
1] <https://www.caiso.com/market-operations/products-services/ancillary-services>.
- [2 Lazard, junio 2025. [En línea]. Available:
2] https://www.lazard.com/media/5tlbhyla/lazards-lcoeplus-june-2025-_vf.pdf.
- [2 ZHONGTIAN ENERGYSTORAGETECHNOLOGY, julio 2025. [En línea].
3] Available: <https://www.pselectric.bg/wp-content/uploads/2025/10/RTE-Cell-Cycle-Life-Analysis.pdf>.
- [2 Comisión Nacional de Energía, junio 2026. [En línea]. Available:
4] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/06/ICTGA-2026.pdf>.
- [2 Valgesta Nueva Energía, Valgesta, abril 2026. [En línea]. Available:
5] <https://valgesta.com/wp-content/uploads/2026/04/BoletinAbr26.pdf>.
- [2 Comisión Nacional de Energía, Mayo 2025. [En línea]. Available:
6] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/05/Presentacion-Webinar-SSCC.pdf>.
- [2 Coordinador Eléctrico Nacional, 7 mayo 2026. [En línea]. Available:
7] https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/05/Guia_Conexion_GFM_v04-may-2026.pdf.
- [2 GHD, 29 noviembre 2024. [En línea]. Available: https://electranet.com.au/wp-content/uploads/2025/04/02122024-ElectraNet-System-Strength-Options-Cost-Study_Draft-Public-Version.pdf.

10. ANEXO

Carta Gantt

Carta Gantt	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Revisión y Análisis Regulatorio					
Análisis Económico					
Proyecto de Almacenamiento					

En las Tablas 34 a 40 del Anexo se presentan los datos operativos detallados: costos e ingresos por arbitraje, ingresos por SSCC desagregados por escenario hidrológico e ingresos totales para las sensibilidades N°1 y N°2

Tabla 34 Costo por arbitraje de batería (Fuente: Elaboración propia).

Año	Descarga					Carga				
	húmeda	húmeda-media	media	media-seca	seca	húmeda	húmeda-media	media	media-seca	seca
2027	\$4.763.874	\$5.230.658	\$5.877.199	\$7.275.783	\$7.778.329	\$1.169.636	\$1.385.882	\$1.404.584	\$1.593.042	\$1.814.508
2028	\$5.179.131	\$5.534.009	\$6.025.586	\$7.473.881	\$7.958.853	\$1.427.432	\$1.653.912	\$1.707.329	\$1.936.435	\$2.124.660
2029	\$5.015.349	\$5.437.307	\$5.939.448	\$7.219.205	\$7.914.747	\$1.647.823	\$1.896.630	\$1.957.470	\$2.158.787	\$2.364.536
2030	\$6.404.220	\$7.228.451	\$7.662.952	\$8.814.414	\$8.720.037	\$2.658.006	\$2.868.049	\$2.962.059	\$3.168.142	\$3.569.016
2031	\$6.663.107	\$7.722.327	\$8.027.874	\$9.027.413	\$8.869.655	\$3.198.203	\$3.444.147	\$3.557.138	\$3.750.197	\$4.229.269
2032	\$6.917.092	\$8.003.094	\$8.197.517	\$9.221.884	\$9.231.792	\$3.518.385	\$3.739.268	\$3.901.257	\$4.131.366	\$4.635.099
2033	\$7.025.015	\$7.990.931	\$8.335.190	\$9.281.345	\$9.301.623	\$2.890.666	\$3.093.364	\$3.222.776	\$3.452.634	\$3.826.711
2034	\$7.000.028	\$8.000.621	\$8.301.659	\$9.373.309	\$9.350.050	\$2.603.373	\$2.812.178	\$2.951.608	\$3.178.717	\$3.473.794
2035	\$7.280.035	\$8.257.046	\$8.718.246	\$9.903.611	\$9.733.680	\$2.390.726	\$2.558.081	\$2.690.754	\$2.976.934	\$3.211.842
2036	\$6.679.336	\$7.339.297	\$7.935.586	\$9.098.207	\$9.235.491	\$2.551.115	\$2.752.806	\$2.906.913	\$3.150.935	\$3.385.748
2037	\$6.225.296	\$6.630.728	\$7.198.762	\$8.468.224	\$8.777.348	\$2.792.262	\$3.014.678	\$3.151.278	\$3.399.469	\$3.651.510
2038	\$5.458.610	\$5.752.221	\$6.325.880	\$7.687.452	\$8.060.363	\$2.294.305	\$2.517.099	\$2.660.997	\$2.933.254	\$3.120.948
2039	\$5.024.831	\$5.285.345	\$5.850.115	\$7.231.677	\$7.735.789	\$2.247.152	\$2.453.725	\$2.602.728	\$2.860.220	\$3.041.675
2040	\$4.972.436	\$5.235.082	\$5.677.680	\$7.032.358	\$7.598.913	\$2.286.889	\$2.470.610	\$2.618.174	\$2.884.651	\$3.055.642
2041	\$6.142.903	\$6.879.539	\$7.283.609	\$8.197.943	\$8.360.344	\$2.904.477	\$3.074.075	\$3.260.831	\$3.481.472	\$3.759.632
2042	\$4.803.215	\$5.037.694	\$5.502.268	\$6.688.660	\$7.008.531	\$2.315.529	\$2.470.453	\$2.658.315	\$2.903.358	\$3.088.384
Total	\$95.554.479	\$105.564.352	\$112.859.571	\$131.995.366	\$135.635.544	\$38.895.977	\$42.204.958	\$44.214.210	\$47.959.613	\$52.352.974

Tabla 35 Ingresos por arbitraje (Fuente: Elaboración propia).

Año	Ingresos por Arbitraje				
	húmeda	húmeda-media	media	media-seca	seca
2027	\$3.594.239	\$3.844.776	\$4.472.615	\$5.682.742	\$5.963.821
2028	\$3.751.699	\$3.880.096	\$4.318.257	\$5.537.447	\$5.834.194
2029	\$3.367.526	\$3.540.677	\$3.981.978	\$5.060.417	\$5.550.212
2030	\$3.746.214	\$4.360.402	\$4.700.893	\$5.646.272	\$5.151.020
2031	\$3.464.903	\$4.278.180	\$4.470.736	\$5.277.216	\$4.640.385
2032	\$3.398.707	\$4.263.826	\$4.296.260	\$5.090.518	\$4.596.692
2033	\$4.134.348	\$4.897.568	\$5.112.414	\$5.828.710	\$5.474.912
2034	\$4.396.655	\$5.188.442	\$5.350.051	\$6.194.592	\$5.876.256
2035	\$4.889.309	\$5.698.965	\$6.027.492	\$6.926.678	\$6.521.839
2036	\$4.128.221	\$4.586.491	\$5.028.673	\$5.947.271	\$5.849.743
2037	\$3.433.035	\$3.616.049	\$4.047.484	\$5.068.755	\$5.125.838
2038	\$3.164.305	\$3.235.122	\$3.664.884	\$4.754.198	\$4.939.415
2039	\$2.777.680	\$2.831.620	\$3.247.387	\$4.371.456	\$4.694.114
2040	\$2.685.547	\$2.764.472	\$3.059.506	\$4.147.707	\$4.543.271
2041	\$3.238.427	\$3.805.465	\$4.022.778	\$4.716.471	\$4.600.711
2042	\$2.487.687	\$2.567.241	\$2.843.953	\$3.785.302	\$3.920.147
Total	\$56.658.502	\$63.359.394	\$68.645.362	\$84.035.753	\$83.282.569

Tabla 36 Ingresos por SSCC (Fuente: Elaboración propia).

Año	Subasta	humeda			humedad media		
		CO	Ingresos Spot	Total	CO	Ingresos Spot	Total
2027	\$128.936	\$73.770	\$4.769.731	\$4.843.501	\$63.872	\$5.246.013	\$5.309.886
2028	\$126.962	\$69.456	\$5.165.891	\$5.235.347	\$64.970	\$5.529.904	\$5.594.874

2029	\$123.392	\$55.549	\$5.019.324	\$5.074.873	\$55.014	\$5.443.231	\$5.498.245
2030	\$120.169	\$75.464	\$6.400.653	\$6.476.117	\$120.507	\$7.243.405	\$7.363.913
2031	\$117.074	\$77.933	\$6.652.940	\$6.730.872	\$98.926	\$7.736.440	\$7.835.365
2032	\$114.680	\$70.344	\$6.913.722	\$6.984.066	\$101.379	\$8.022.469	\$8.123.848
2033	\$111.788	\$75.815	\$7.012.769	\$7.088.584	\$94.208	\$8.013.411	\$8.107.619
2034	\$109.467	\$86.206	\$6.986.573	\$7.072.779	\$108.597	\$8.019.749	\$8.128.346
2035	\$107.146	\$105.134	\$7.266.098	\$7.371.233	\$123.512	\$8.280.915	\$8.404.428
2036	\$105.371	\$86.547	\$6.679.342	\$6.765.889	\$90.272	\$7.362.226	\$7.452.497
2037	\$103.020	\$85.922	\$6.222.820	\$6.308.742	\$79.979	\$6.634.460	\$6.714.439
2038	\$100.957	\$81.818	\$5.453.631	\$5.535.449	\$74.992	\$5.748.781	\$5.823.772
2039	\$99.023	\$75.286	\$5.021.732	\$5.097.018	\$76.009	\$5.288.070	\$5.364.078
2040	\$97.484	\$69.621	\$4.983.078	\$5.052.699	\$67.133	\$5.240.630	\$5.307.763
2041	\$95.413	\$74.429	\$6.131.101	\$6.205.529	\$101.602	\$6.887.675	\$6.989.277
2042	\$93.608	\$63.588	\$4.795.858	\$4.859.446	\$56.178	\$5.044.717	\$5.100.894
Total	\$1.754.490	\$1.226.881	\$95.475.264	\$96.702.145	\$1.377.149	\$105.742.095	\$107.119.243

Tabla 37 Ingresos por SSCC (Fuente: Elaboración propia).

Año	Subasta	media			media seca		
		CO	Ingresos Spot	Total	CO	Ingresos Spot	Total
2027	\$128.936	\$53.846	\$5.888.402	\$5.942.248	\$69.509	\$7.287.587	\$7.357.095
2028	\$126.962	\$49.532	\$6.032.164	\$6.081.696	\$62.275	\$7.485.869	\$7.548.144
2029	\$123.392	\$53.539	\$5.949.759	\$6.003.298	\$59.409	\$7.231.170	\$7.290.580
2030	\$120.169	\$90.087	\$7.682.560	\$7.772.647	\$59.056	\$8.828.249	\$8.887.305
2031	\$117.074	\$86.490	\$8.050.502	\$8.136.992	\$53.701	\$9.041.532	\$9.095.233
2032	\$114.680	\$91.992	\$8.211.738	\$8.303.731	\$56.109	\$9.235.872	\$9.291.980
2033	\$111.788	\$77.924	\$8.353.839	\$8.431.763	\$56.323	\$9.295.127	\$9.351.450
2034	\$109.467	\$100.576	\$8.320.218	\$8.420.795	\$65.342	\$9.388.719	\$9.454.061

2035	\$107.146	\$122.115	\$8.738.751	\$8.860.866	\$78.912	\$9.921.771	\$10.000.683
2036	\$105.371	\$99.374	\$7.951.819	\$8.051.193	\$84.249	\$9.114.511	\$9.198.761
2037	\$103.020	\$86.868	\$7.216.263	\$7.303.131	\$76.304	\$8.484.906	\$8.561.210
2038	\$100.957	\$80.993	\$6.336.217	\$6.417.210	\$69.335	\$7.693.332	\$7.762.667
2039	\$99.023	\$73.775	\$5.859.656	\$5.933.431	\$80.534	\$7.239.381	\$7.319.915
2040	\$97.484	\$68.368	\$5.693.031	\$5.761.400	\$70.084	\$7.041.890	\$7.111.974
2041	\$95.413	\$88.259	\$7.287.279	\$7.375.538	\$71.026	\$8.204.503	\$8.275.529
2042	\$93.608	\$61.343	\$5.510.011	\$5.571.354	\$59.882	\$6.696.413	\$6.756.296
Total	\$1.754.490	\$1.285.082	\$113.082.210	\$114.367.292	\$1.072.050	\$132.190.833	\$133.262.883

Tabla 38 Ingresos por SSCC (Fuente: Elaboración propia).

		seca		
Año	Subasta	CO	Ingresos Spot	Total
2027	\$128.936	\$59.380	\$7.793.647	\$7.853.027
2028	\$126.962	\$54.313	\$7.972.757	\$8.027.070
2029	\$123.392	\$53.813	\$7.929.996	\$7.983.808
2030	\$120.169	\$56.889	\$8.736.320	\$8.793.209
2031	\$117.074	\$56.545	\$8.888.172	\$8.944.717
2032	\$114.680	\$60.930	\$9.246.097	\$9.307.027
2033	\$111.788	\$63.393	\$9.319.234	\$9.382.626
2034	\$109.467	\$68.646	\$9.367.002	\$9.435.648
2035	\$107.146	\$81.022	\$9.747.747	\$9.828.769
2036	\$105.371	\$73.740	\$9.247.826	\$9.321.565
2037	\$103.020	\$72.559	\$8.802.205	\$8.874.764
2038	\$100.957	\$69.317	\$8.072.985	\$8.142.302
2039	\$99.023	\$67.343	\$7.749.279	\$7.816.622
2040	\$97.484	\$70.395	\$7.616.102	\$7.686.497

2041	\$95.413	\$80.917	\$8.369.586	\$8.450.503
2042	\$93.608	\$76.888	\$7.017.921	\$7.094.810
Total	\$1.754.490	\$1.066.090	\$135.876.875	\$136.942.965

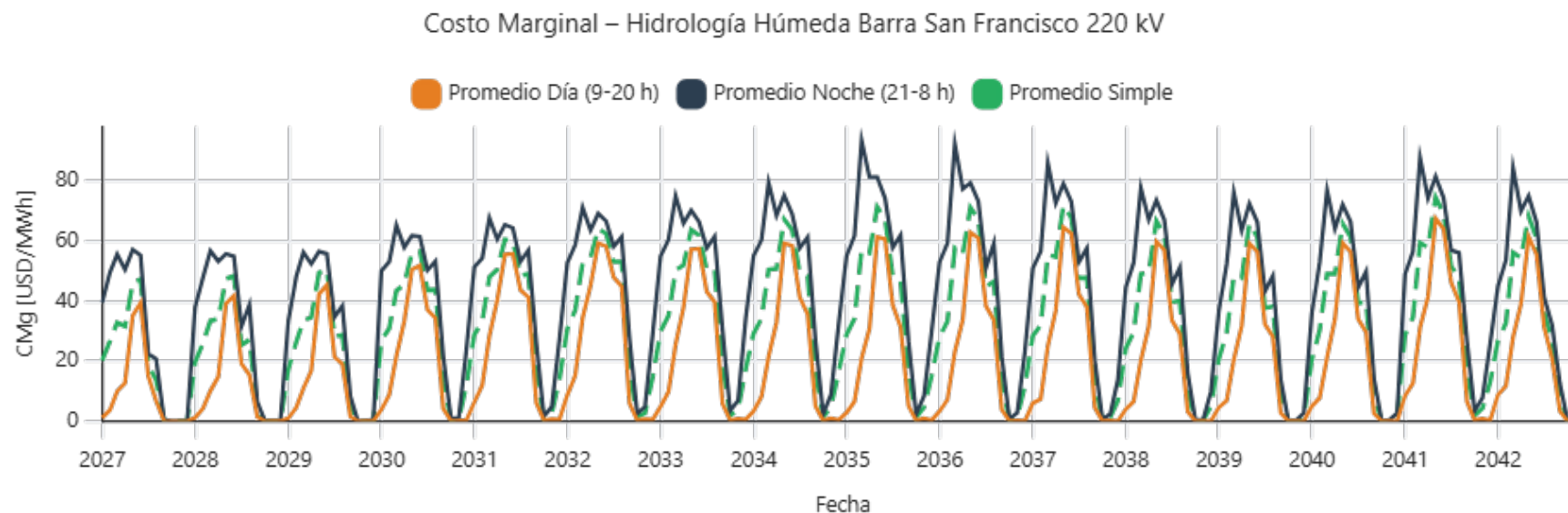


Figura 37 Costo Marginal promedio mensual Hidrología Húmeda (Fuente: Elaboración con IA).

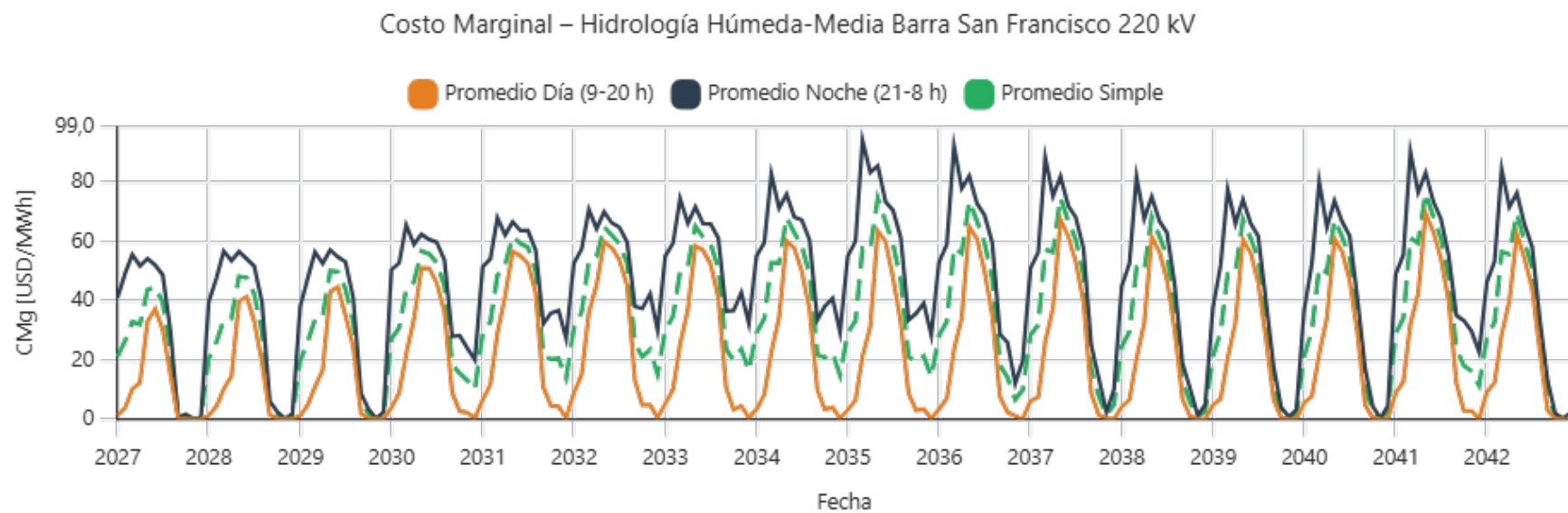


Figura 38 Costo Marginal promedio mensual Hidrología Húmeda-Media (Fuente: Elaboración con IA).

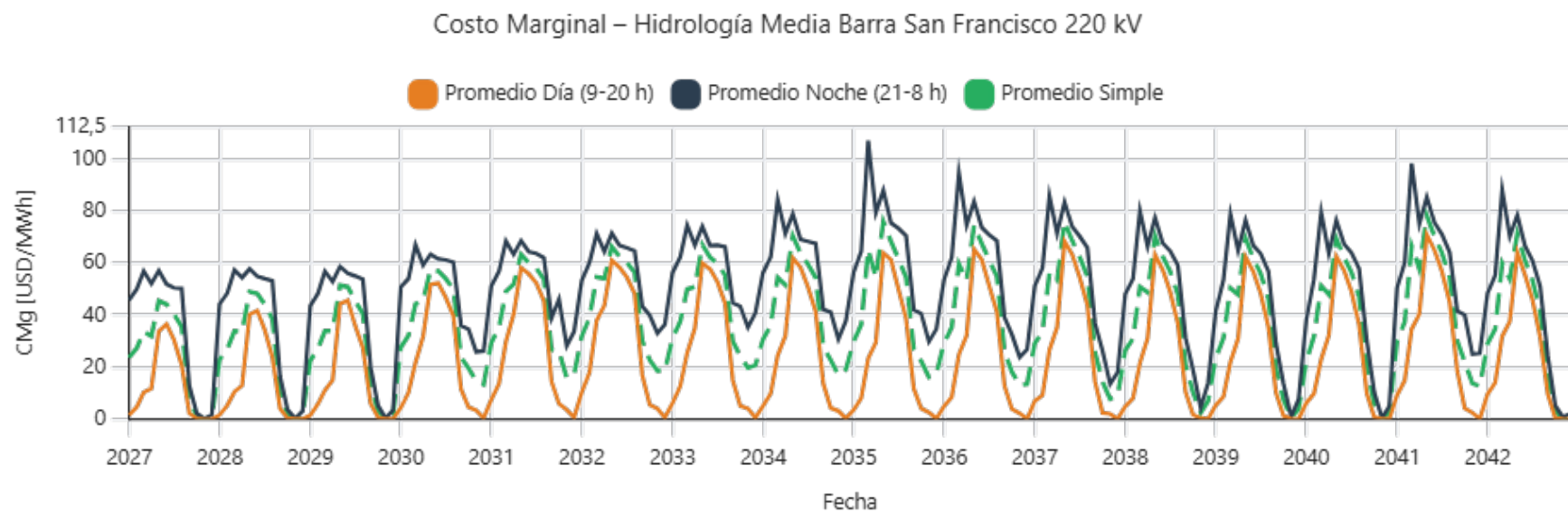


Figura 39 Costo Marginal promedio mensual Hidrología Media (Fuente: Elaboración con IA).

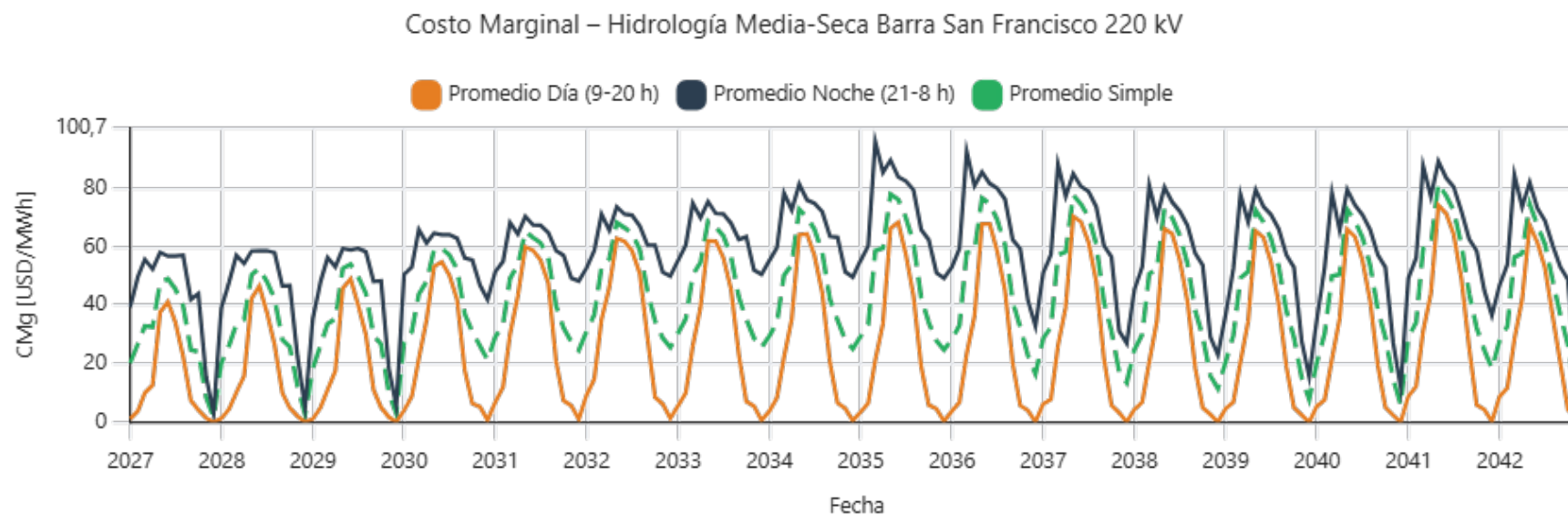


Figura 40 Costo Marginal promedio mensual Hidrología Media-Seca (Fuente: Elaboración con IA).

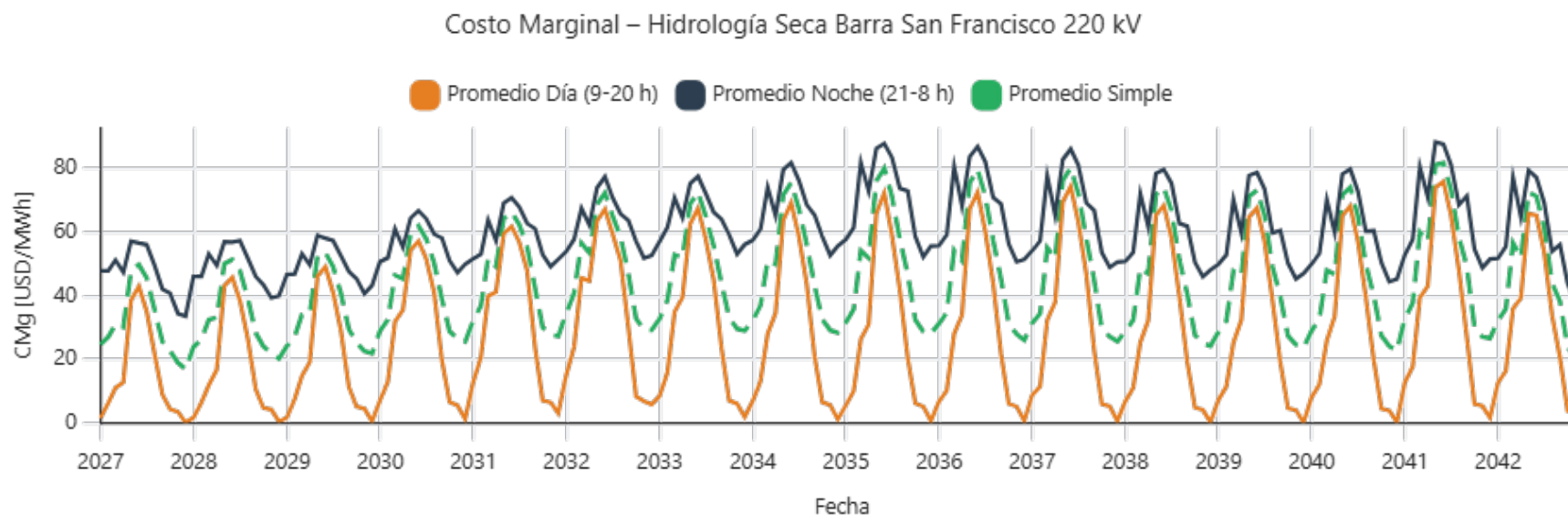


Figura 41 Costo Marginal promedio mensual Hidrología Seca (Fuente: Elaboración con IA).

Tabla 39 Datos Operativos Escenario Sensibilidad N°1 (Fuente: Elaboración propia)

DATOS OPERATIVOS — Ingresos por escenario hidrológico (US\$)																
Concepto	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Ingresos por Potencia	5.811.676	5.861.524	5.647.754	6.002.230	6.218.312	6.303.723	6.161.587	6.033.665	5.905.743	5.792.034	5.678.325	5.564.617	5.458.015	5.358.520	5.259.025	5.159.530
SSCC – Subastas	128.936	126.962	123.392	120.169	117.074	114.680	111.788	109.467	107.146	105.371	103.020	100.957	99.023	97.484	95.413	93.608
ESCENARIO: HÚMEDO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	3.594.239	3.751.699	3.367.526	3.746.214	3.464.903	3.398.707	4.134.348	4.396.655	4.889.309	4.128.221	3.433.035	3.164.305	2.777.680	2.685.547	3.238.427	2.487.687
Arbitraje de Energía – Con SSCC	3.600.096	3.738.459	3.371.501	3.742.647	3.454.737	3.395.337	4.122.103	4.383.200	4.875.372	4.128.227	3.430.559	3.159.326	2.774.581	2.696.189	3.226.624	2.480.330
SSCC – Control de Frecuencia	73.770	69.456	55.549	75.464	77.933	70.344	75.815	86.206	105.134	86.547	85.922	81.818	75.286	69.621	74.429	63.588

ESCENARIO: MEDIO HÚMEDO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	3.844.776	3.880.096	3.540.677	4.360.402	4.278.180	4.263.826	4.897.568	5.188.442	5.698.965	4.586.491	3.616.049	3.235.122	2.831.620	2.764.472	3.805.465	2.567.241
Arbitraje de Energía – Con SSCC	3.860.132	3.875.991	3.546.601	4.375.356	4.292.293	4.283.200	4.920.047	5.207.571	5.722.835	4.609.419	3.619.782	3.231.681	2.834.344	2.770.020	3.813.600	2.574.264
SSCC – Control de Frecuencia	63.872	64.970	55.014	120.507	98.926	101.379	94.208	108.597	123.512	90.272	79.979	74.992	76.009	67.133	101.602	56.178
ESCENARIO: MEDIO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	4.472.615	4.318.257	3.981.978	4.700.893	4.470.736	4.296.260	5.112.414	5.350.051	6.027.492	5.028.673	4.047.484	3.664.884	3.247.387	3.059.506	4.022.778	2.843.953
Arbitraje de Energía – Con SSCC	4.483.819	4.324.834	3.992.289	4.720.501	4.493.364	4.310.481	5.131.063	5.368.610	6.047.997	5.044.906	4.064.985	3.675.221	3.256.927	3.074.858	4.026.448	2.851.696
SSCC – Control de Frecuencia	53.846	49.532	53.539	90.087	86.490	91.992	77.924	100.576	122.115	99.374	86.868	80.993	73.775	68.368	88.259	61.343
ESCENARIO: MEDIO SECO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	5.682.742	5.537.447	5.060.417	5.646.272	5.277.216	5.090.518	5.828.710	6.194.592	6.926.678	5.947.271	5.068.755	4.754.198	4.371.456	4.147.707	4.716.471	3.785.302
Arbitraje de Energía – Con SSCC	5.694.545	5.549.434	5.072.383	5.660.107	5.291.335	5.104.505	5.842.493	6.210.002	6.944.838	5.963.576	5.085.437	4.760.078	4.379.161	4.157.239	4.723.031	3.793.056
SSCC – Control de Frecuencia	69.509	62.275	59.409	59.056	53.701	56.109	56.323	65.342	78.912	84.249	76.304	69.335	80.534	70.084	71.026	59.882
ESCENARIO: SECO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	5.963.821	5.834.194	5.550.212	5.151.020	4.640.385	4.596.692	5.474.912	5.876.256	6.521.839	5.849.743	5.125.838	4.939.415	4.694.114	4.543.271	4.600.711	3.920.147
Arbitraje de Energía – Con SSCC	5.979.139	5.848.098	5.565.460	5.167.303	4.658.903	4.610.998	5.492.523	5.893.207	6.535.906	5.862.078	5.150.696	4.952.037	4.707.604	4.560.460	4.609.953	3.929.537
SSCC – Control de Frecuencia	59.380	54.313	53.813	56.889	56.545	60.930	63.393	68.646	81.022	73.740	72.559	69.317	67.343	70.395	80.917	76.888

Tabla 40 Datos Operativos Escenario Sensibilidad N°2 (Fuente: Elaboración propia)

DATOS OPERATIVOS — Ingresos por escenario hidrológico (US\$)																
Concepto	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Ingresos por Potencia	5.811.676	5.487.384	5.167.094	5.472.622	5.631.679	5.730.657	5.601.443	5.485.150	5.368.857	5.265.485	5.162.114	5.058.742	4.961.832	4.871.382	4.780.931	4.690.481
SSCC – Subastas	128.936	126.962	123.392	120.169	117.074	114.680	111.788	109.467	107.146	105.371	103.020	100.957	99.023	97.484	95.413	93.608
ESCENARIO: HÚMEDO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	3.594.239	3.751.699	3.367.526	3.746.214	3.464.903	3.398.707	4.134.348	4.396.655	4.889.309	4.128.221	3.433.035	3.164.305	2.777.680	2.685.547	3.238.427	2.487.687
Arbitraje de Energía – Con SSCC	3.600.096	3.738.459	3.371.501	3.742.647	3.454.737	3.395.337	4.122.103	4.383.200	4.875.372	4.128.227	3.430.559	3.159.326	2.774.581	2.696.189	3.226.624	2.480.330
SSCC – Control de Frecuencia	73.770	69.456	55.549	75.464	77.933	70.344	75.815	86.206	105.134	86.547	85.922	81.818	75.286	69.621	74.429	63.588
ESCENARIO: MEDIO HÚMEDO																

Arbitraje de Energía – Sin SSCC	3.844.776	3.880.096	3.540.677	4.360.402	4.278.180	4.263.826	4.897.568	5.188.442	5.698.965	4.586.491	3.616.049	3.235.122	2.831.620	2.764.472	3.805.465	2.567.241
Arbitraje de Energía – Con SSCC	3.860.132	3.875.991	3.546.601	4.375.356	4.292.293	4.283.200	4.920.047	5.207.571	5.722.835	4.609.419	3.619.782	3.231.681	2.834.344	2.770.020	3.813.600	2.574.264
SSCC – Control de Frecuencia	63.872	64.970	55.014	120.507	98.926	101.379	94.208	108.597	123.512	90.272	79.979	74.992	76.009	67.133	101.602	56.178
ESCENARIO: MEDIO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	4.472.615	4.318.257	3.981.978	4.700.893	4.470.736	4.296.260	5.112.414	5.350.051	6.027.492	5.028.673	4.047.484	3.664.884	3.247.387	3.059.506	4.022.778	2.843.953
Arbitraje de Energía – Con SSCC	4.483.819	4.324.834	3.992.289	4.720.501	4.493.364	4.310.481	5.131.063	5.368.610	6.047.997	5.044.906	4.064.985	3.675.221	3.256.927	3.074.858	4.026.448	2.851.696
SSCC – Control de Frecuencia	53.846	49.532	53.539	90.087	86.490	91.992	77.924	100.576	122.115	99.374	86.868	80.993	73.775	68.368	88.259	61.343
ESCENARIO: MEDIO SECO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	5.682.742	5.537.447	5.060.417	5.646.272	5.277.216	5.090.518	5.828.710	6.194.592	6.926.678	5.947.271	5.068.755	4.754.198	4.371.456	4.147.707	4.716.471	3.785.302
Arbitraje de Energía – Con SSCC	5.694.545	5.549.434	5.072.383	5.660.107	5.291.335	5.104.505	5.842.493	6.210.002	6.944.838	5.963.576	5.085.437	4.760.078	4.379.161	4.157.239	4.723.031	3.793.056
SSCC – Control de Frecuencia	69.509	62.275	59.409	59.056	53.701	56.109	56.323	65.342	78.912	84.249	76.304	69.335	80.534	70.084	71.026	59.882
ESCENARIO: SECO																
Arbitraje de Energía – Sin SSCC	5.963.821	5.834.194	5.550.212	5.151.020	4.640.385	4.596.692	5.474.912	5.876.256	6.521.839	5.849.743	5.125.838	4.939.415	4.694.114	4.543.271	4.600.711	3.920.147
Arbitraje de Energía – Con SSCC	5.979.139	5.848.098	5.565.460	5.167.303	4.658.903	4.610.998	5.492.523	5.893.207	6.535.906	5.862.078	5.150.696	4.952.037	4.707.604	4.560.460	4.609.953	3.929.537
SSCC – Control de Frecuencia	59.380	54.313	53.813	56.889	56.545	60.930	63.393	68.646	81.022	73.740	72.559	69.317	67.343	70.395	80.917	76.888